

EESTI ELEKTRI- VARUSTUSKINDLUSE ARUANNE

TALLINN 2022



EESTI ELEKTRI- VARUSTUSKINDLUSE ARUANNE

Tallinn 2022

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

Nende ülesannete täitmiseks esitab Elering vastavalt elektrituruseadusele (l 39 lg 7 ja lg 8; l 66 lg 2, lg 3, lg 4) varustuskindluse aruande. Süsteemi piisavuse varu hinnang on teostatud vastavalt elektrisüsteemi toimimise võrgueeskirja l 14 ja l 14₁ toodule.

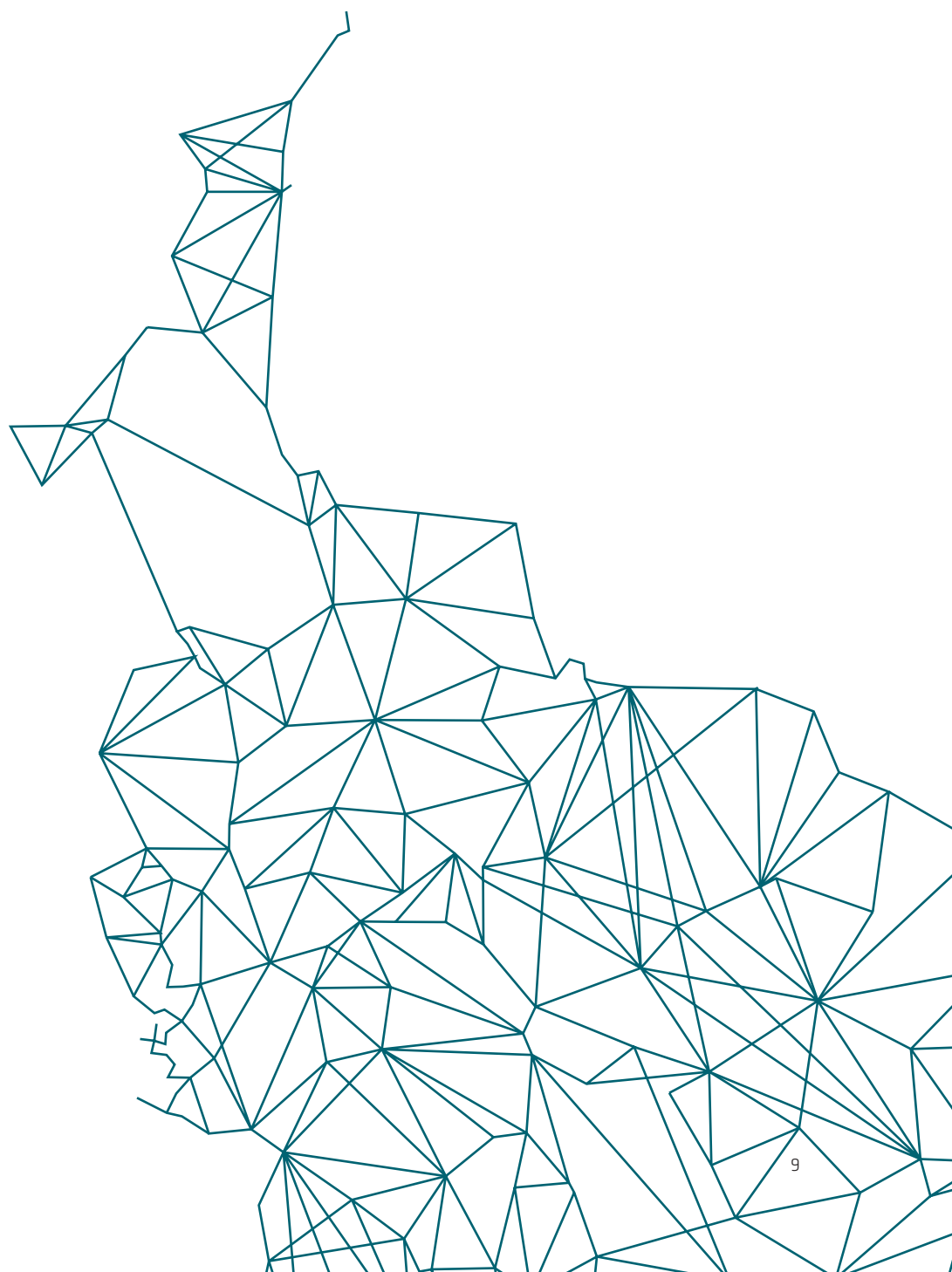


SISUKORD

	EESSÕNA	9
1	KOKKUVÕTE.....	13
1.1	JUHTIMISE VÕIMEKUS	15
1.2	VÕRGU VÕIMEKUS.....	16
1.3	SÜSTEEMI VÕIMEKUS	17
1.4	DIGITAALNE VÕIMEKUS	21
2	JUHTIMISE VÕIMEKUS.....	23
2.1	SÜSTEEMI JUHTIMINE	24
2.1.1	Elektrisüsteemi töökindluse tagamine ja juhtimine reaalajas.....	24
2.1.2	Eesti ja Baltikumi regiooni süsteemistabiilsus	24
2.1.3	Eesti ja Baltikumi reguleerimisreservid	25
2.1.3.1	Sagedusejuhtimine sünkroontöös Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemiga	25
2.1.3.2	Sagedusejuhtimine Baltikumi saartalitluse korral.....	26
2.1.4	Inertsit tagamine Eesti ja Baltikumi elektrisüsteemis.....	26
2.1.5	Süsteemi taaspingestamine	26
2.1.5.1	Tarbimise piiramine.....	27
2.1.6	Eleringi avariireservelektrijaamad.....	27
2.2	SÜNKRONISEERIMINE.....	28
2.2.1	Mandri-Euroopa sünkroonalaga liitumise põhimõtted	28
2.2.2	Reserviturgude arengud ja arendused	28
2.2.2.1	Sagedusejuhtimine Mandri-Euroopa elektrisüsteemis	28
2.2.2.2	Euroopa energiaplattformid MARI ja PICASSO.....	30
2.2.2.3	Eesti aFRR turu edendamine	30
2.2.2.4	Sagedusjuhtimise reservide eelkvalifitseerimine	30
2.2.3	Elektrisüsteemi reaalajas juhtimiseks ja operatiivseks planeerimiseks vajalike lahenduste arendamine	31
2.2.3.1	Reaalaja seire ja juhtimissüsteem SCADA uuendamine	31
2.2.3.2	Laiseiresüsteemi uuendamine	31
2.3	ERAKORRALINE SÜNKRONISEERIMINE MANDRI-EUROOPA ELEKTRISÜSTEEMIGA.....	32
2.4	BALTIC RCC ASUTAMINE	33
2.4.1	Mis on RCC.....	33
2.4.2	Milliseid ülesandeid RCC täidab	33
2.4.3	Mida tähendab RCC elektrisüsteemi regionaalse toimimise seisukohalt	34
2.5	ELUTÄHTSA TEENUSE „ELEKTRIGA VARUSTAMINE“ TOIMEPIDEVUSE TAGAMINE.....	35
2.5.1	Elutähtsa teenuse osutamine.....	35
2.5.2	Riskistsenaariumid	35
2.6	SÜSTEEMI JUHTIMISE VÕIMEKUSE ÜLEVAADE	37
2.6.1	2021/2022. aasta talveperiood (november – veebruar)	37
2.6.2	2022. aasta suveperiood (mai – august)	38
2.6.3	Piiriülesed maksimaalsed ülekandevõimsused (TTC) 2021/2022. aasta talveperioodil	39
3	VÕRGU VÕIMEKUS	43
3.1	VÕRGU ARENGUPLAAN	45
3.1.1	Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroniseerimise raames tehtavad investeeringud	46
3.1.2	Piiriülesed võrguinvesteeringud.....	47
3.1.3	Lääne-Eesti ja saarte elektrivõrgu tugevdamine – taastepaketist tehtavad investeeringud	49
3.1.4	Eesti-sisese võrgu arenguplaan	50
3.1.4.1	Tallinn ja Tallinna ümbrus	50
3.1.4.2	Kirde-Eesti.....	51
3.1.4.3	Tartu piirkond	53
3.1.4.4	Pärnu piirkond	54

3.2	VÕRGUGA LIITUMISE VÕIMEKUS	55
3.2.1	Vabad liitumisvõimsused	55
3.2.2	Lahutuskohtade kasutamine 110 kV elektrivõrgus	57
3.2.3	Paindlik liitumine	57
3.2.4	Salvestusseadmete ühendamise võimalus	58
3.3	ELEKTRIVÕRGU TALITLUSKINDLUS	62
3.3.1	Väljalülitumised ja andmata jäänud elektrienergia	63
3.3.2	Programmide „Liinid puuvabaks“ ja „Kindel võrk“ täitmisest	70
3.3.3	Eleringi varade haldamise põhimõtete uuendamine	71
4	ELEKTRISÜSTEEMI VÕIMEKUS	75
4.1	KOKKUVÕTE	76
4.2	VAADE EESSEISVALE TALVELE LÄÄNEMERE REGIOONIS - NORDIC-BALTIC WINTER POWER BALANCE ...	77
4.3	VAADE EELSEISVALE TALVELE EESTIS	80
4.4	SÜSTEEMI VÕIMEKUSE MÕISTE JA HINDAMINE	81
4.4.1	Eesti varustuskindluse norm	83
4.4.2	Strateegilise reservi kontseptsioon	84
4.5	SÜSTEEMI VÕIMEKUSE ANALÜÜS	85
4.5.1	Töenäosusliku analüüsi meetodika	85
4.5.2	Süsteemi võimekuse analüüsi tulemused	87
4.5.3	Regionaalsed deterministlikud analüüsid	89
4.5.4	Erakorralised stsenaariumid	91
4.5.4.1	Balti saartalitluse stsenaarium	91
4.5.4.2	Baltikumi hädaolukorra toimepidevuse stsenaarium	93
4.5.4.3	Eesti elutähtsa teenuse stsenaarium	94
4.6	TARBIMISE PROGNOOS	95
4.7	TÄHTSAIMAD MUUTUSED SEOSSES TOOTMISVÕIMSUSTEGA EESTIS	98
4.8	HINNANG TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKULE TOOTMISVARULE	100
4.8.1	HINNANG TOOTMISVÕIMSUSTE PIISAVUSELE TALVEL	100
4.8.2	Hinnang tootmisvõimsuste piisavusele suvel	101
4.9	ÜLDISED TRENDID VARUSTUSKINDLUSE TAGAMISEL	102
4.9.1	Euroopa energiapoliitika ja elektritootmise sisendhindade muutused	102
4.9.2	Elektriturg ja hinna kujunemine üleeuroopalisel turul	103
4.9.3	Elektritarbimise hinnaelastsus	104
5	DIGITAALNE VÕIMEKUS	107
5.1	DIGIINIITSIAATIIVID JA UUED TEHNOLOOGIAD	108
5.2	HINNANG KÜBERTURVALISUSE MÕJULE VARUSTUSKINDLUSE VAATEST	110
6	LÜHENDITE LOETELU	113
7	LISAD	117
	LISA 1. EESTI ELEKTRISÜSTEEMIS OLEVAD ÜLE 0,5 MW INSTALLEERITUD TOOTMISVÕIMSUSED	118

Eessõna



Kasvanud riskide kiuste on energiavarustuskindlus tagatud

Täiendavad riskimaandusmeetmed

24. veebruaril 2022 alanud täiemahuline Venemaa agressioon Ukraina vastu suurendas hüppeliselt Euroopa, sealhulgas Eesti energia varustuskindluse riske. Erakorralise energiasüsteemide riskide hindamise käigus 2022. aasta märtsis tuvastasime Eleringis kaks eriti suurt riski – gaasivarustuse katkemine talvel 2022/2023 ja elektrisüsteemi kustumine Balti elektrisüsteemi mitteplaneeritud eraldamise korral Venemaa poolt. Nende riskide maandamiseks panime kokku mastaapse täiendavate tegevuste plaani, et hoida Eestis tuled põlemas ja kodud soojad. Kuigi ühiskonnas on jätkuvalt hirmu ja ebaselgust, on kõrgeid riske maandavad täiendavad meetmed viimase üheksa kuu jooksul edukalt ellu viidud. Riskid on jätkuvalt olemas, kuid esialgu hinnatutest oluliselt madalamad.

Regiooni gaasivarustuse tagamiseks eeloleval talvel töötasime kevad-talvel välja kolmele sambale tugineva tegevuskava: esiteks gaasitarbimise ajutine vähendamine ja üleminek teistele kütustele, teiseks varude maksimeerimine ja Eesti riikliku gaasivaru loomine ning kolmandaks täiendava gaasi tarneahela loomine Soome lahe piirkonda. Oleme olnud kõigi kolme töösuuna realiseerimisel väga lühikeses ajaraamis edukad – gaasitarbimine on vähenenud märgatavalt, varud on eeldatust oluliselt suuremad ja täiendava gaasitarneahela jaoks vajalik taristu Soome lahe piirkonnas on valmimas. Gaasivarustuse tagamine on oluline regiooni elektrivarustuse kindlustamisel. Ajalooliselt regiooni imporditud Vene elekter ja Venemaa elektrisüsteemi tugi desünkroniseerimisel tuleb asendada eelkõige Soome ja Balti riikide gaasielektrijaamades toodetava elektriga.

Elektrisüsteemi riskide maandamiseks ja valmisoleku suurendamiseks panime kokku järgneva täiendavate tegevuste paketi:

- Elektrienergia kaubanduse täielik lõpetamine Venemaa ja Valgevenega. Kaubavahetuse puudumine vähendab oluliselt Balti elektrisüsteemi kustumise tõenäosust ootamatu saarestumise korral, kuna võimaldab hoida Balti eabilanssi Venemaa suhtes minimaalsena.
- Leedu-Poola piiril (Alytuse alajaamas Leedus) loodud tehniline võimekus erakorraliseks sünkroniseerimiseks Mandri-Euroopa elektrisüsteemiga. Kokkulepe ja protseduurid Mandri-Euroopa elektrisüsteemi juhtidega erakorralise sünkroniseerimise läbiviimiseks ilma täiendavate kooskõlastusteta on paigas ja sünkroniseerimise läbiviimine võtab aega hinnanguliselt 6-12 tundi.
- Kokkulepe ja protseduurid Põhjamaadega sagedusestabiilsust tagavate meetmete rakendamiseks EstLink1, EstLink2 ja NordBalt ühendustel. Kokku saame kasutada kuni 400 MW ulatuses kiireid reservvõimsuseid Põhjamaadest.
- Vabariigi Valitsuse otsus hoida ca 1000 MW elektritootmisvõimekust kuni 2026. aasta lõpuni Eesti Energia elektrijaamade põhisena. Eesti Energia on asunud lahendama Narva elektrijaamade jahutusvee kättesaadavuse probleemi Narva veehoidla veetaseme võimalikul alanemisel.
- Baltikumi-ülene koordinatsioon suurte tootmisseadmete hoolduste ja remontide ajastuse osas. Kokkulepe Elektrileviga tarbimise piiramiseks 200 MW ulatuses tootmisvõimsuste ebapiisavuse korral.
- Hoida kõik Mandri-Euroopa elektrisüsteemiga sünkroniseerimise investeeringud, turgude arendamise kui elektrisüsteemi juhtimise võimekuse suurendamise tegevused vaatamata kasvanud keerukusele, kallinenud hindadele ja tarneraskustele eelnevalt kokkulepitud ajagraafikutes.

Enneolematult ettearvatu olukord

Kuigi kõik, mis sai kokku lepitud kevad-talvel, on suuresti tehtud, on kindlasti järgnevate aastate vaates hulga riske, mida pole võimalik täielikult maandada. Eelkõige riskid, mis on seotud füüsilise taristu ründamise (à la rünnakud Nordstreamidele), küberrünnete (à la Ukraina elektrivõrgu vastased rünned), kütuste kättesaadavuse (à la gaasi- ja söetarnete piirangud) või elektrijaamade töökindlusega (à la Olkilouto3). Elame enneolematult ettearvamus energiamaajanduse maailmas. Seega valmis tuleb olla kõigecks!

Tagamaks sellises lühikese nähtavusega olukorras energiaturul pikemaajalist varustuskindlust, teeb Elering ettepaneku rakendada Eestis strateegiline reserv. Tulevikku vaatavad analüüsid näitavad, et vaatamata tänastele kõrgetele elektrihindadele, võib turg juba 2027. aasta vaates jälle selliselt pöörduda, et Eesti põlevkivielektrijaamad ei pruugi enam olla elektriturul konkurentsivõimelised. Eesti varustuskindluse tagamiseks on siiski vajalik omada mitme põlevkiviploki mahus kindlaid võimsusi. Just nende tootmisvõimsuste hoidmiseks olukorras, kus see ei pruugi olla Eesti Energiale turupõhiselt tasuv, teeb Elering ettepaneku rakendada strateegiline reserv. Strateegilise reservi põhiselt hoitaks Eestis varustuskindluse tagamiseks piisavaid tootmisvõimsusi Eestis ka juhul, kui energiaturu põhiselt ei oleks see majanduslikult tasuv.

Energiatootmise süsiniku jalajalg

Kuigi täna on energeetikas liikunud esiplaanile energia varustuskindlus ja hind, ei ole pikaajalises vaates kliimamuutustele vastu seismiseks muud alternatiivi kui energiasektori süsinikuheite vähendamine, kuna energiasektor annab globaalselt 70 % CO₂ emissioonist. Eleringi visioon on tagada Eesti tarbijate elektri varustuskindlus kliimaneutraalsel moel, toetades Eesti majanduse konkurentsivõimet.

Eestis on olemas täna võrgu võimekus liita taastuvenergia tootmist mahus, mis tagab Eesti tarbijate elektriga varustamise kliimaneutraalsel moel. Eestis on olemas ligikaudu kuue gigavati ulatuses välja ehitatud või ehitamisel olevaid võrguühendusi elektritootjatele. Meenutuseks ja kontekstiks, et Eesti kõigi aegade tiputarbimine on 1,59 gigavatti ja Eesti elektrisüsteem on suuresti mõeldud elektritoodangu edasi-tagasi liigutamiseks kolme gigavati ulatuses. Nimetatud kuuegigavatine võrguühenduste võimsus võimaldab juba lähiajal liita elektrivõrguga 4-5 gigavati ulatuses taastuvenergia põhiseid tootmisvõimsusi, lisaks ligikaudu kaks gigavatti meretuult. Sellises mahus tootmisvõimsuse liitumine võrku on enam kui piisav Eesti tarbijate elektriga varustamiseks. Võtmeküsimus on kahtlemata see, kas kõik juba ehitatud või tulevikus ehitatavad võrguühendused ka kasutusele võetakse või jäävad need blokeerima selliste turuosaliste plaane, kellel on tegelik kavatsus uute tootmisseedmete rajamiseks. Elering on teinud ettepaneku uue meetme loomiseks, millega seatakse sisse tasu kõikidele võrguühenduste võimsustele, mida kahe aasta jooksul ei kasutata elektri andmiseks võrku. See meede tekitab majandusliku motivatsiooni kasutuseta seisva võrguvõimsuse tegelikult rakendamiseks.

Head lugemist!

Taavi Veskimägi

Eleringi juhatuse esimees

1 Kokkuvõte

1.1	JUHTIMISE VÕIMEKUS	15
1.2	VÕRGU VÕIMEKUS	16
1.3	SÜSTEEMI VÕIMEKUS	17
1.4	DIGITAALNE VÕIMEKUS	21

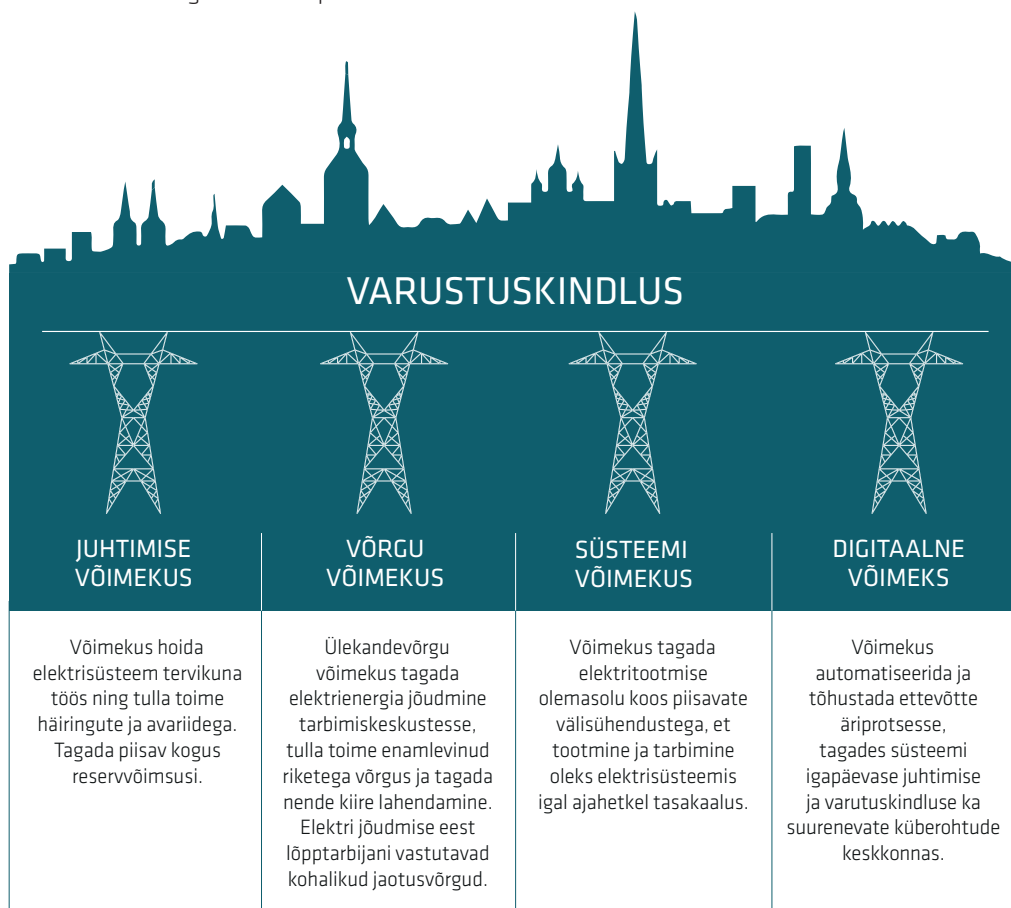


Varustuskindluse riskid on kasvanud tulenevalt Venemaa agressioonist Ukrainas.

Käesolev varustuskindluse aruanne annab ülevaate eelkõige elektrienergia varustuskindlusest, kuid kuna elektrienergia varustuskindlus põhineb osati ka maagaasi varustuskindlusel, saab käesolevas aruandes rohkem tähelepanu laiem energia varustuskindlus. Elering hindab varustuskindlust läbi nelja võimekuse - süsteemi võimekus, võrgu võimekus, juhtimise võimekus ja digitaalne võimekus. Täpsemad hinnangud neile komponentidele on toodud aruande temaatilistes peatükkides.

Siinjuures on oluline rõhutada, et hinnangu andmisel varustuskindlusele on meie fookus eelkõige sellel, kas on piisav elektritootmise ja tarnimise infrastruktuur ning turud, et tagada igal ajal energia kättesaadavus. Kui varustuskindlus on tagatud ehk „tuled põlevad“, ei võta Elering seisukohta, kas turul tekkiv hind on õige või vale. Küll aga on oluline, et turuosaliste pakkumised on põhjendatud ning keegi ei kasuta ära oma turgu valitsevat positsiooni¹.

Joonis 1.1
Varustuskindluse tagamine läbi nelja komponendi



Eelmise aruande avaldamisega võrreldes on varustuskindluse riskid kasvanud eelkõige tulenevalt Venemaa agressioonist Ukrainas, mis on kaasa toonud kõikumised energiahindades, energiatootmiseks vajalike kütuste tarnehäired ja suurenenud energiataristu kahjustamise riski Vene Föderatsiooni poolt. Lisaks on kuiv suvi toonud kaasa madalad hüdroreservide tasemed mitmel pool Euroopas ja tuumaelektrijaamade avariid on kaasa toonud madalama elektritootmise võimekuse, peamiselt Prantsusmaal ja Rootsis. Eelnev on omakorda kaasa toonud hindade kasvu ja üldise ebakindluse suurenemise eelseisva talve vaates. Elering koos Eesti ja naaberriikide partneritega on aktiivselt tegelenud ebakindluse taga olevate riskide maandamisega, et tagada riigi energia varustuskindlus.

¹ Vastavalt Elektrituruseaduse §93-le on turujärelevalve teostamise ülesanne Konkurentsiametil.

Oluliselt on kasvanud tõenäosus Baltikumi elektrisüsteemi ühepoolseks eraldamiseks Venemaa elektrisüsteemist. Selle riski maandamiseks on Elering koos regiooni süsteemihalduritega loonud võimekuse liituda Mandri-Euroopa sagedusalaga selliselt, et elektritarbijat see tõenäoliselt ei mõjuta.

Elektrisüsteemi juhtimise võimekuse olemasolu tähendab seda, et elektrisüsteem peab vastu võimalikele häiretele, on korraldatud usaldusväärne operatiivse planeerimise ja reaaliajase juhtimise protsess ning on olemas piisaval hulgal reservvõimsuseid.

Oluliselt on kasvanud tõenäosus Baltikumi elektrisüsteemi ühepoolseks eraldamiseks Venemaa elektrisüsteemist. Selle riski maandamiseks on Elering koos regiooni süsteemihalduritega loonud võimekuse liituda Mandri-Euroopa sagedusalaga selliselt, et elektritarbija seda tõenäoliselt ei märkaks.

Hetkel on Eesti koos teiste Balti riikidega osa Venemaa poolt juhitavast sagedusalast ning sagedus 50Hz on elektrisüsteemi võtmevõime. Venemaa sõjalise agressiooniga on kasvanud tõenäosus Baltikumi elektrisüsteemi ühepoolseks eraldamiseks Venemaa elektrisüsteemist. Elering koos Baltikumi süsteemihalduritega on nimetatud riski maandamisega tegelenud ning esimesed infrastruktuuri projektid Mandri-Euroopa sagedusalaga liitumise võimaldamiseks on valminud, nt Eesti-Läti kolmas elektriühendus ja Poolaga ühendamis võimaldavad trafod Leedus. Hiljemalt 01.01.2026 toimub Balti riikide elektrisüsteemide sünkroniseerimine Mandri-Euroopa elektrisüsteemiga, mis ajaks on valminud kõik iseseisvaks toimepidevuseks vajalikud projektid. Üleminek ühest sagedusalast teise on elektrisüsteemi juhtimise seisukohast lähiaja suurim muutus ja väljakutse, millega Elering aktiivselt tegeleb.

Balti süsteemihaldurid on välja töötanud tegevuskavad ning sõlminud kokkulepped, mis võimaldaks vajadusel erakorralist sünkroontööd Mandri-Euroopa sagedusalaga, kui Baltikum peaks Venemaa elektrisüsteemist eraldatama. Lisaks on sõlmitud lepingud kiirete sagedusreservide pakkumiseks Põhjamaade süsteemihalduritega ja Enefit Poweriga, juhaks kui Baltikum peaks Venemaa elektrisüsteemist eraldatama. Kuna kõik investeeringud Mandri-Euroopaga sünkroniseerimise projektis pole veel teostatud, on sellisel juhul tegemist erakorralise sünkroniseerimisega, ning kõik süsteemid ei toimi veel ettenähtud kujul. Elektritarbija ei tohiks seda muutust tunda, kuid tulenevalt tehnilise valmiduse tasemest on elektrisüsteemi töökindlus tavapärasest madalam ning häiringud tõenäolisemad. Lisaks on vajalik Balti riikide elektrijaamade aktiivne kasutamine süsteemi juhtimiseks ning teatud olukordades võib tekkida vajadus elektrikaubanduse piiramiseks Põhjamaadega, mis toob endaga kaasa täiendavad kulud, mis väljenduvad tarbija elektriarvel. Vajadus nimetatud tegevusi rakendada väheneb sünkroniseerimiseks planeeritud investeeringute valmimisega.

Baltikumi regionaalse koostöö parandamiseks loodi Eestisse Balti regionaalne koordinatsioonikeskus (Baltic RCC). Regionaalse koordinatsiooni peamine eesmärk on tagada piirkonnas talitluskindluse hindamisel Baltikumi-ülene pilt, et näha riikide piiriüleseid mõjusid, mis võiksid põhjustada probleeme energiasüsteemi talitluses. Regionaalne koordineerimine aitab süsteemihalduritel teha paremaid otsuseid elektrisüsteemi operatiivse planeerimise faasis. RCC poolne koordinatsioon suurendab elektrisüsteemi juhtimise efektiivsust, vähendab riske piirkondlike suure mõjuga avariide tekkimiseks ning vähendab kulusid tarbijatele läbi maksimaalse piiriülese kaubandusliku ülekandevõimsuse tagamise.

Pärast ühinemist Mandri-Euroopa sagedusalaga kasutab Elering sageduse hoidmiseks nii automaatselt kui ka käsitsi käivitatavaid reservvõimsusi ehk kiireid reserve. Siinsed elektrijaamad peavad suutma tootmist sekunditega muuta, et tootmine ja tarbimine püsiks süsteemis tasakaalus. Selleks luuakse kiirete reservide turg, kus turuosalisel saavad süsteemihalduritele teenuseid pakkuda.

Elektrisüsteemi juhtimine peab arvesse võtma elektrisüsteemis toimuvaid muutusi nagu suurenev taastuvenergia osakaal (Eesti puhul eriti päikese ja ka tuule lisandumine), hajatootmise suurenemine jaotusvõrkudes, juhitava võimsuse osakaalu vähenemine, tootmise ja ka tarbimise üha suurem kõikumine, salvestusseadmete lisandumine ja tavapäraste elektrisüsteemi toimimiseks vajalike tehniliste parameetrite (nagu inerts ja lühisvõimsus) vähenenud tasemed. Kõik eelpooltoodu tähendab seda, et kui seni on juhtimise võimekuse nurgakiviks olnud hästi ette prognoositav päev-ette operatiivse planeerimise protsess, siis juba praegu muutub üha olulisemaks võimekus teha reaalajas teadlikke ja suure hulga mitmesuguste andmete töötlemisel põhinevaid dünaamilisi juhtimisotsuseid. Nimetatud võimekuse suurendamiseks on Elering uuendamas oma laiseire-, reaalaja seire ja juhtimissüsteemi SCADA süsteeme.

1.2 VÕRGU VÕIMEKUS

- ***Eleringi võrgu töökindlus on väga hea.***
- ***Ülekandevõrk võimaldaks liita juba täna vähemalt kahekordse tiputarbimise jagu võimsusi.***
- ***Estlinki alalisvoolukaablid on Euroopa töökindlaimad riikidevahelisi elektriühendusi.***

Varustuskindluse tagamiseks on oluline, et kõrgepinge ülekandevõrgu võimsus ja töökindlus oleks piisav energia jõudmiseks piirkonna alajaamadesse². Eesti ülekandevõrk on disainitud selliselt, et ühe liini väljalülitamisel jääb Eesti piirkondlike tootmis- ja tarbimiskeskuste elektrivarustus siiski toimima teiste liinide toel.

Eleringi võrgu töökindlus on olnud väga hea, mis on võimaldanud elektrienergia tõrgeteta jõudmise tarbijateni.

2022. aasta sügiseks on Eleringi välja ehitatud võrguühendusi kokku ca 5000 MW ulatuses ning liitumispakkumise või lepingu täitmise faasis on veel täiendav 6000 MW liitumisvõimsust. Kui see panna kõrvuti Eesti elektritarbimisega, mis on vahemikus 500-1600 MW, ja välisühenduste võimsusega kuni 2000 MW, siis võib tõdeda, et Eesti elektrivõrguga on võimalik liituda oluliselt suuremas koguses, kui igal ajahetkel tegelikult turule mahub. Sellest järeldub, et võrguga liitumise võimalused Eestis on väga head. Kuna võrku on liitumise soovi avaldatud juba nii suures koguses, siis iga järgneva liitumise kulu on väga suur. Võtmekoht on kahtlemata see, et kõik juba ehitatud või tulevikus ehitatavad võrguühendused ka kasutusele võetakse, mitte ei jää need tegelikult tootmisseedet ehitada soovijate plaane blokeerima. Selleks on Elering teinud ettepaneku uue meetme loomiseks, millega seatakse sisse tasu kõikidele võrguühenduste võimsustele, mida kahe aasta jooksul ei kasutata elektri võrku andmiseks. See meede tekitab majandusliku motivatsiooni kasutuseta võrgu võimsuse kasulikuks rakendamiseks.

2021. aasta oli ülekandevõrgu töökindluse mõistes väga hea (ülekandekindlus 99,9998%) ning töökindluse paranemise trendi tõestab nii kümne aasta keskmiste väljalülitamiste arvu kui ülekandevõrgust andmata energia keskmise langus. Eleringi hallatavad alalisvoolukaablid olid ühed Euroopa töökindlaimad (Estlink 2 töökindluselt Euroopas esimesel kohal ja Estlink 1 neljandal kohal). Head võrgu töökindluse näitajad on järjepideva töö, hästi juhitud investeeringute ja hoolduskavade tulemus. Töökindel siseriiklik elektrisüsteem võimaldab jaotusvõrkudel pakkuda kvaliteetset võrguteenust lõpptarbijatele. Töökindlad alalisvoolu ühendused võimaldavad hoida Eesti ja Soome elektrihinnad sarnastena, mis aitab otseselt alandada Eesti lõpptarbijate kulutusi elektrienergiale. Elering plaanib uuendada enda varade haldamise põhimõtteid ning liikuda järk-järgult riski- ja seisundipõhisele varahaldusele, mille eesmärgiks on optimeerida võrguhalduse kulusid, tegemata seejuures järeleandmisi võrgu töökindluses.

2 Elektri jõudmise eest lõpptarbijani vastutab jaotusvõrk.

Elering jätkab mahukate investeeringute teostamist ja planeerimist võrgu kaasajastamiseks, optimeerimiseks ning varustuskindluse jätkuvalt heal tasemel hoidmiseks. Eleringi lähiaastatel tehtavad suuremad võrguinvesteeringud on seotud Mandri-Euroopaga sünkroniseerimise programmi ja täiendavatele tootjatele liitumisvõimekuste tagamisega ning samuti on alustatud täiendavate ühenduste eelplaneerimist Soome ja Lätiga.

Lisaks värskest valminud Eesti-Läti kolmanda 330kV ühendusele rekonstrueeritakse Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroniseerimise projekti raames Balti-Tartu-Valmiera ja Viru-Tsirguliina 330kV kõrgepingeliini. Võrgu strateegilistesse punktidesse rajatakse sünkroonkompensaatorid, mis on vajalikud elektrisüsteemi stabiilsuse tagamiseks ning paigaldatakse šuntreaktorid, mis aitavad elektrisüsteemi pinget hoida lubatud parameetrites.

Tuleviku süsteemivõimekuse tagamiseks ja energiahindade alandamiseks on vajalik täiendavate tootmisvõimsuste liitumisvõimsuse suurendamine. Selle võimaldamiseks on Eleringil käimas võrguinvesteeringute programm, mis võimaldab eelkõige Lääne-Eestis ja saartel liita võrguga täiendavat taastuenergia tootmisvõimsust. Investeeringud on kaasrahastatud Euroopa Liidu taastepaketist. Investeeringuprogrammi raames rajatakse uusi ja tugevdatakse olemasolevaid 330 ja 110kV õhuliine ning rajatakse uus 330/110 kV alajaam Lihulasse.

Arvestades nii Läänemere piirkonna elektrituru integreerimise, varustuskindluse ja energiapuuduse kui ka Euroopa Liidu kliima- ja taastuenergia eesmärgi, on vajalik arendada ja rajada uus ning täiendavaid elektrienergia ülekandevõimsusi Eestis meie naaberriikidega. Elering ja Soome süsteemioperaator Fingrid on alustanud uuringuid täiendava Eesti-Soome ühenduse (Estlink 3) rajamiseks. Eleringi poolt tellitud uuringu põhjal on kõige optimaalsemaks ühenduse alguspunktiks Eestis Paldiski. Samuti on planeerimisel täiendav ühendus Lätiga. 2021.-2022. aastal viidi Eleringi poolt läbi Eesti-Läti neljanda ülekandeliini võimalike trassikoridoride eelanalüüs, mille tulemusena täiendava ülekandevõimsuse tagamiseks sobivaim algus Eestis on läänerrannikult suunaga Kura poolsaarele Lätis. Mõlema ühenduse võimalikuks ülekandevõimsuseks on 700-1000 MW.

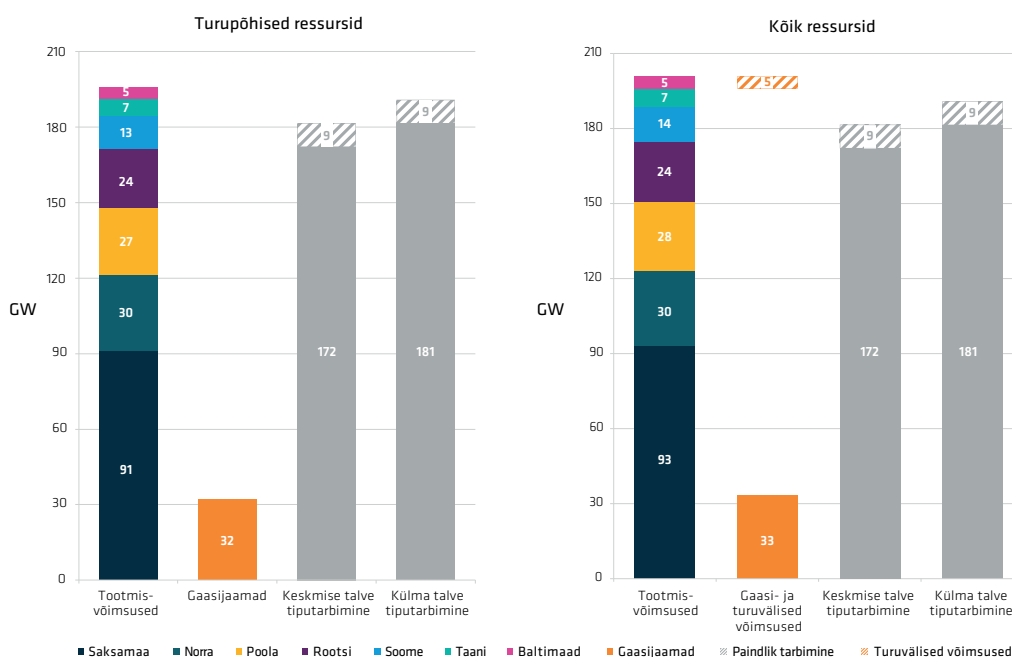
Tulenevalt energiatarbimise laiemast elektrifitseerimisest on Tallinnas, Tartus ja Pärnus tulevikus ette näha kiiremat koormuste kasvu võrreldes ülejäänud Eestiga. Lisaks võimsuste normaalsele kasvule on oodata täiendavat koormuste suurenemist elektritranspordi, kaugkütte ja maagaasi elektrifitseerimisest tingituna. Tarbimiskeskustesse on kavandatud uusi kõrgepinge kaabelliine, alajaamu ning tugevdada olemasolevaid õhuliine. Kavandatud investeeringud tagavad võrgu võimekuse kasvava tarbimise katmiseks ka tulevikus ning lisaks aitavad suurendada nimetatud piirkondade varustuskindlust.

1.3 SÜSTEEMI VÕIMEKUS

- *Tõputarbimiseks on elekter olemas, kuid võrreldes varasemate aastatega on oluliselt kasvanud riskid varustuskindlusele, mis on eelkõige tagajärg Venemaa agressioonile Ukrainas.*
- *Kiirendamiseks energiaalase sõltumatuse suurendamist Venemaast, on oluline Euroopa-sisese koostöö hoidmine ning veel enam tihendamine.*
- *Tõenäosus tarbimise piiramiseks on madal. Kui riskid peaksid realiseeruma, siis on olemas väljatöötatud protsess piiramiseks viisil, mis kõige vähem mõjutab tarbijaid.*
- *Vanade tootmisvõimsuste majandusliku jätkusuutmatuse ja uute investeeringute viibimise korral tuleb vahepeelseks perioodiks rakendada riigiabi meetmed vajalike tootmisvõimekuste tagamiseks.*

Elektrisüsteemi võimekusena käsitleme olukorda, kus oodatav elektritarbimine on kaetud kohaliku tootmisvõimsuse, impordivõimaluste ning tarbimise juhtimise³ võimalustega. Elektrisüsteemi võimekuse analüüsid tulevikuks näitavad, et eeloleval talvel saab Eesti elektrisüsteem tavaolukorras hakkama ja elekter on tarbijatele tagatud. Siiski on võrreldes varasemate aastatega oluliselt kasvanud riskid varustuskindlusele, mis on eelkõige tagajärg Venemaa agressioonile Ukrainas ning sellega kaasnenud mõjule energiaturgudel. Läänemere regiooni süsteemihaldurite analüüs näitab, et regioonis on kasutatavaid tootmisvõimsuseid 196 GW. Samal ajal on oodatav keskmise talve tiputarbimine 182 GW ja külma talve tiputarbimine 191 GW. See tähendab, et keskmise talve võimsusvaru on regioonis ca 14 GW ja külma talve korral 5 GW (Joonis 1.2). Arvestades regiooni tarbimise mahtu on tootmisvaru väike ja ei võimalda mitme suure riski üheaegset realiseerumist.

Joonis 1.2
Läänemere
regiooni talvised
tootmisvõimsused
ja tiputarbimine



Olulisemad riskid Eesti varustuskindlusele, mis on viimase aasta jooksul oluliselt kasvanud:

1. Erakorraline desünkroniseerimine Venemaa elektrisüsteemist.
2. Maagaasi, aga ka teiste kütuste kättesaadavuse halvenemine.
3. Narva elektrijaamade töö peatumine Vene Föderatsiooni tegevuse tulemusena.
4. Olkiluoto 3 tuumajaama valmimise hilinemine ja uue jaama tõestamata töökindlus. Uus tuumajaam asendaks regioonis varasemalt Venemaalt imporditud elektrienergia.

Lisaks eeltoodud kasvanud riskidele on jätkuvalt elektrisüsteemis riskid, millega tavaolukorras tuleb elektrisüsteem toime, kuid koostoimes eelnevate riskide realiseerumisega võivad tuua kaasa varustuskindluse probleeme:

- Erakordselt külma ilmaga talv, mis kasvatab elektrienergia (ja maagaasi) tarbimist.
- Madalad hüdroreservid Põhjamaades ja halvad tuuleolud Läänemere-äärsetes riikides.
- Erakorralised tootmisvõimsuste ja ülekandevõimsuste avariid.

3 Tarbimise juhtimine on tarbimise vabatahtlik reageerimine elektrituru hinnasignaalidele, mis toimub tavaliselt läbi elektritarbimise nihutamise soodsama hinnaga perioodidele.

Ka siis, kui eeloleval talvel ei teki varustuskindluse probleeme, on energiakandjate hinnad tõenäoliselt väga kõrged. Ei ole alust arvata, et energiakandjad oleksid odavamad kui eelmisel talvel, kuid riskide realiseerumisel on potentsiaali ka palju kõrgemateks hindadeks. Tarbijate toetamine kõrgete hindade juures on vajalik, kuid vältida tuleks toetusmeetmeid, mis võtavad tarbijalt ära motivatsiooni elektri kõrgetele hindadele reageerida. Tarbijate hinnatundlikkus ja juhitud tarbimine aitab elektrisüsteemi varustuskindlale opereerimisele kaasa, kui tarbijad nihutavad oma tarbimist kallimalt perioodilt odavamale perioodile. Lisaks aitab tarbimise liikumine tiputunnilt teistele tundidele säästa raha tarbimise juhtijal, aga vähendab elektri hinda kogu ühiskonnale laiemalt.

Tulenevalt maagaasi impordi vähenemisest Venemaalt on oluliselt kasvanud risk, et maagaasi pole kogu tarbimise rahuldamiseks Euroopas piisavalt. Kas ning kui palju maagaasi võib puudu jääda, sõltub sellest, kui palju on võimalik Venemaa tarneid asendada teiste allikatega, kui palju on võimalik üle minna alternatiivsetele kütustele ning kui suur on gaasitarbimine. Üleeuroopalised analüüsid näitavad, et keskmise talve korral on Euroopas maagaasi piisavalt kõigi tarbijate jaoks. Külma talve korral on Euroopas võimalik maagaasi puudujääk kuni 10%, kuid kuna Euroopa Liidu riigid on kokku leppinud gaasitarbimise 15% vähendamises, siis ei ole oodata gaasi puudujääki ka külma talve korral.

Balti riigid ja Soome importisid suurema osa oma tarbitavast maagaasist Venemaalt. Gaasi süsteemihaldurite analüüsi põhisel on ilma Venemaa impordita gaasitarbimine võimalik katta täiendava LNG terminali lisandumise korral. Uue LNG terminali ehitamise tööd on praegu käimas ning plaanide järgi valmib see veel 2022/2023 talve eel. LNG terminali valmides on regiooni tarnekanalid piisavad gaasitarbimise katmiseks vajaliku gaasi importimiseks. Oodatav aasta peale taandatud gaasitarbimise prognoos on antud perioodil 42 TWh ja LNG terminalide ning Läti gaasihoidla võimekus kokku 67 TWh. Säilib risk LNG kättesaadavuse osas maailmaturult ning lahtine on ka selle hind.

Narva soojuselektrijaamad (Auvere, Balti, Eesti) vajavad enda tööks pidevat jahutusvee läbivoolu, mille nad saavad Narva jõest ja veehoidlast jahutusvee kanalite kaudu. Pooli Narva veehoidla tammi lüüse kontrollib Venemaa, kes põhimõtteliselt saaks veehoidla taset langetada määral, kus Narva elektrijaamadel tekiks jahutusvee kättesaamisega probleeme. Veehoidla taseme alandamine on ennekõike oluline risk erakorralise desünkroniseerimise korral Vene sagedusalast. Antud riski maandamiseks on Narva elektrijaamade operaator Eesti Energia loonud tegevuskava täiendavate meetmete elluviimiseks, et tagada vähemalt elektrisüsteemi normaalseks tööks vajalike tootmiseseadmete töövoime.

Aruande koostamise hetkel teada olevate plaanide kohaselt hakkab Soome 1600 MW võimsusega tuumajaam Olkiluoto 3 elektrienergiat tootma detsembris 2022. Siiski on Olkiluoto 3 tootmise alustamist korduvalt edasi lükatud ning selle riskiga peab arvestama ka käesoleva talve eel. Olkiluoto 3 võimsus mängib olulist rolli lõppenud Venemaa elektrienergia impordi asendamisel. Testimise perioodil toodab Olkiluoto 3 elektrienergiat võrku vastavalt testikavale, mis on juba andnud arvestatava panuse elektritootmisesse. Lisaks on teadmata, milliseks kujuneb uue tuumajaama töökindlus. Olkiluoto 3 avari korral on endiselt võimalik regiooni tiputarbimine katta, kuid järgnevatel avariide katmiseks võib siis vaja olla süsteemihaldurite reserve.

Riskide vähendamiseks on regiooni süsteemihaldurid suurendanud koostööd, koordineerimaks suuremate tootmiseseadmete ja ühenduste hooldusi, et raskete asjaolude kokku sattumisel ei oleks liiga palju olulisi süsteemi elemente korraga tööst väljas.

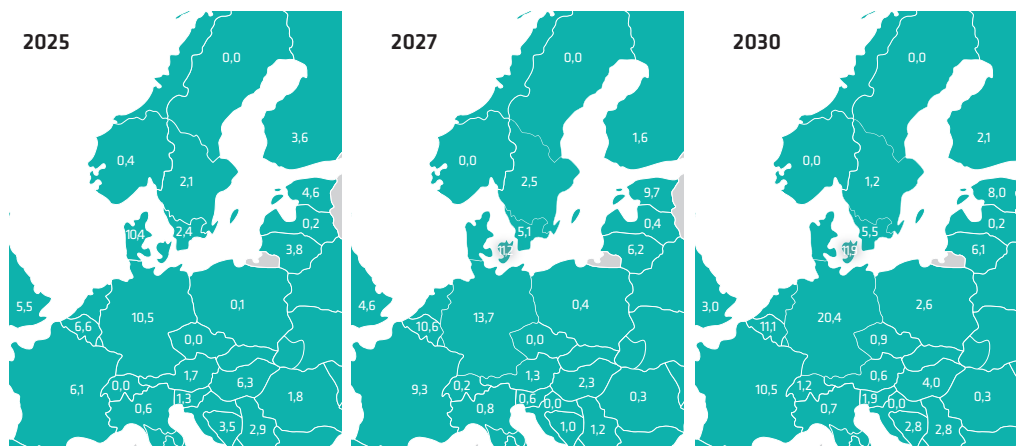
Oluline on jätkata koostööd naabersüsteemidega ka elektrikaubanduse osas. Tulenevalt kasvanud riskidest on mitmed riigid Euroopas viidanud võimalusele piirata elektrienergia eksporti. See on väga muret tekitav sõnum ega ole kooskõlas Euroopa ühise energiaturu õigusega. Selleks, et kiirendatud korras suurendada energiaalast sõltumatust Venemaast, on oluline Euroopa-sisese koostöö hoidmine ning isegi tihendamine. Venemaa energia impordi asendamise saavutamiseks kasvab Euroopa riikide omavaheline sõltuvus järgmise talve vaates, selleks aga peab jätkuma hea koostöö ja dialoog. Nii suure muutuse tingimustes on pinged mõistetavad ja soov just oma riiki eelistada arusaadav. Nendes tingimustes on Euroopa koostöö olnud väga hea, seda ka energeetikas, kus muuhulgas on kokku lepitud gaasitarbimise ja elektritarbimise vähendamises eeloleval talvel ning energiaettevõtete kasumite arvelt tarbijate toetamises.

Eestis on Vabariigi Valitsus otsustanud tagada 1000 MW tootmisvõimsusi Narva elektrijaamades vähemalt 2026. aastani. See ühtib ka Eleringi viimaste aastate varustuskindluse analüüsi järeldusega, et Eestis peab olema vähemalt 1000 MW kindlat võimsust kohapeal olemas.

Arusaadavalt on elektritarbijaid enim huvitav küsimus tarbimise piiramise vajadus. Kuigi tõenäosus selleks on madal, on juhuks, kui riskid realiseeruvad sellises ulatuses, et elektrisüsteemi kustumise vältimiseks on vajalik tarbimise piiramine, välja töötatud tarbimise piiramise protsess. Selle järgi annab Elering Elektrilevile teada vajaliku piiramise ulatuse ning Elektrilevi viib piiramise läbi. Väljalülitatavad tarbijad valitakse moel, mis väldiks kriitiliste tarbijate (nagu näiteks elutähtsa teenuse osutajate ja üldhuvi teenuste osutajate) väljalülitamist ning tarbijaid roteeritakse, et iga üksiku tarbija katkestus oleks võimalikult lühike. Inimestel tasub läbi mõelda, kuidas toime tulla paaritunnise elektrikatkestuse korral – sarnaselt Eestis levinud sügistormi olukorraga.

Kaugemale tulevikku vaatavad analüüsid näitavad, et alates 2027. aastast ei pruugi Eesti põlevkivi elektrijaamad olla enam elektriturul konkurentsivõimelised. See viib piirangutundide (LOLE) arvu 9,7le tunnile aastas, mis on kõrgem kui Eesti varustuskindluse norm 9 tundi (joonis 1.3) Eesti varustuskindluse tagamiseks on vajalik siiski omada mitme põlevkiviploki ulatuses kindlaid võimsuseid. Tagamaks varustuskindlus ka sellises tuleviku olukorras teeb Elering ettepaneku rakendada strateegiline reserv, mille tulemusena hoitakse Eestis varustuskindluse tagamiseks piisavad tootmisvõimsused. Uued investeeringud tootmisvõimsustesse on Eestis täna planeerimisel. Huvi elektrivõrguga liituda on erakordselt kõrge ning lähimal kümnendil plaanitavad võimsused ületavad mitmekordselt Eesti tiputarbimise. Eesti riik on võtnud eesmärgiks toota aastal 2030 kogu elektritarbimise ulatuses taastuvelektrit. Sellest lähtuvalt on selge, et on olemas nii potentsiaal kui ka plaan elektritootmise investeeringuid teha. Oluline on tagada piisavate tootmisvõimsuste õigeaegne lisandumine ning vajadusel pakub välja ja rakendab Elering riigibi meetmeid selle kindlustamiseks.

Joonis 1.3
Pikaajalise süsteemi
võimekuse analüüsi
keskmised piirangutundide
arvud Euroopas



1.4 DIGITAALNE VÕIMEKUS

Elering tugevdab veelgi IT-süsteemide vastupidavust küberrünnete ja valmisolekut intsidentidele reageerida tootmisvõimekuste tagamiseks.

Oluliselt on muutunud ka riskikeskkond digitaalses domeenis. Pärast Venemaa sõjalist agressiooni Ukraina vastu on suurenenud ebakindlus ja sellega seotud potentsiaalne oht Eesti elutähtsatele teenustele. Agressioon on toonud kaasa mõningasi ründelaineid Eesti infosüsteemide pihta, kuid nende rünnete mõju on seni jäänud oodatust väiksemaks. Jätkame igapäevast koostööd riigiasutuste ja partneritega, et tagada ka edaspidi kõrget valmisolekut ja võimet intsidentidele reageerida. 2021. ja 2022. aastal Eesti ülekandevõrgus küberrünnetest tulenevalt andmata energiat ei esinenud.

Eesti elektrisüsteemi juhtimine ja selleks kasutatavate digitaalsete süsteemide uuendamine on Mandri-Euroopa sagedusalaga liitumisest tingitult tegemas ühte suurimat muutust läbi aegade. Mandri-Euroopa sagedusalaga liitumisega tuleb Eestil asuda juhtima ise oma elektrisüsteemi piirkonna sagedust. Eelnevast tulenevalt saavad uuendatud nii põhi- kui ka varujuhtimissüsteemid, süsteemi planeerimislahendused, stabiilsus- ja kvaliteedimonitooringu lahendused. Juhtimissüsteemide täiendamist ja uuendamist viime läbi 2024. aastani.

Elektrifitseerimine suurendab elektri rolli ühiskonnas ja suurendab süsteemi keerukust. Liigume energiasüsteemi suunas, kus on rohkem osalejaid, nutiseadmeid, andmemahte ning ka süsteemis toimuvad muutused on kiiremad. Lisanduvate taastuvenergia võimsustega tuleb elektrisüsteemi opereerimisel üha enam arvestada inverterpõhiste seadmetega, mis ei oma nii suurt inertsi ning tootmise muutused saavad olla kiiremad. Taastuvenergia muutlikkuse tõttu liigub lühema ajavälba jooksul rohkem andmeid ja juhtimiseks teostatakse rohkem toiminguid. See loob vajaduse omada üha rohkem automaatseid juhtimisfunktsioone, mida inimene ei suuda iseseisvalt, ilma digitaalsete lahendusteta, reaajas optimaalselt juhtida. Sellest tulenevalt kasvab vajadus tarkade ja õppivate tehnoloogiate järele, mis aitaksid elektrisüsteemi operaatoritel reaajas elektrisüsteemi juhtida.

Oleme uuendamas andmevahetusplatvormi Estfeed, mille kaudu toimub elektri- ja gaasiturul andmevahetus avatud tarnija vahetamiseks, mõõteandmete edastamiseks ning turuosalisele seadusega pandud kohustuste täitmiseks ja talle antud õiguste tagamiseks. Digitaalne platvorm koondab elektri- ja gaasiettevõtjad, kellele tagatakse nende äriprotsesside toimimine. Tulenevalt elektrifitseerimisest, taastuvenergia ja hajatootmise kasvust liigume energiasüsteemi suunas, kus on rohkem osalejaid, nutiseadmeid, andmemahte ning ka süsteemis toimuvad muutused on kiiremad. See loob vajaduse omada üha rohkem suurandmete põhiseid planeerimis- ja juhtimisfunktsioone, mida inimene ei suuda iseseisvalt, ilma digitaalsete lahendusteta, reaajas optimaalselt juhtida. Sellest tulenevalt kasvab vajadus tarkade ja õppivate tehnoloogiate järele, mille aluseks on kvaliteetsed tarbimise ja tootmisandmed ja Estfeed.

Euroopa tasandil on TSO-de kogukond digitaliseerimises välja töötamas digitaalse teisiku kontseptsiooni. Digitaalse teisiku lähenemine võimaldab parandada turuosaliste, energiakauplejate, tootmis- ja salvestusüksuste ning põhivõrguettevõtja võrguinfrastruktuuri andmete kättesaadavust ja kasutatavust. Sellest võib saada üks olulisi töövahendeid, et suurendada ja efektiivistada veelgi energiasüsteemi käitamise, planeerimise, paindlikkuse ning ökonoomika andmepõhist analüüsi.



2 Juhtimise võimekus

- **Kõik elektrisüsteemi sünkroniseerimiseks vajalikud tegevused on ajakavas, kuid kuni sünkroniseerimiseni Mandri-Euroopa elektrisüsteemiga on Venemaa sünkroonlasse kuulumisest tulenevad riskid üleval.**
- **Erakorralise desünkroniseerimise korral Venemaa elektrisüsteemist on Balti elektrisüsteem valmis kiirelt sünkroniseerima Mandri-Euroopa elektrisüsteemiga. Elektritarbija ei tohiks seda muutust tunda, kuid tulenevalt tehnilise valmiduse tasemest on elektrisüsteemi töökindlus tavapärasest madalam ning häiringud tõenäolisemad. Olukord paraneb sünkroniseerimiseks planeeritud investeeringute järjepideva valmimisega.**
- **Eestisse loodud Balti RCC süvendab Balti riikide koostööd talitluskindluse tagamisel ja parandab ühist koordineeritud planeerimist.**

2.1.	SÜSTEEMI JUHTIMINE	24
2.1.1	Elektrisüsteemi töökindluse tagamine ja juhtimine reaalajas	24
2.1.2	Eesti ja Baltikumi regiooni süsteemistabiilsus	24
2.1.3	Eesti ja Baltikumi reguleerimisreservid	25
2.1.3.1	Sagedusejuhtimine sünkroontöös Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemiga	25
2.1.3.2	Sagedusejuhtimine Baltikumi saartalitluse korral	26
2.1.4	Inertsit tagamine Eesti ja Baltikumi elektrisüsteemis	26
2.1.5	Süsteemi taaspingestamine	26
2.1.5.1	Tarbimise piiramine	27
2.1.6	Eleringi avariireservelektrijaamad	27
2.2	SÜNKRONISEERIMINE	28
2.2.1	Mandri-Euroopa sünkroonlaga liitumise põhimõtted	28
2.2.2	Reserviturgude arengud ja arendused	28
2.2.2.1	Sagedusejuhtimine Mandri-Euroopa elektrisüsteemis	28
2.2.2.2	Euroopa energiaplatvormid MARI ja PICASSO	30
2.2.2.3	Eesti aFRR turu edendamise	30
2.2.2.4	Sagedusjuhtimise reservide eelkvalifitseerimine	30
2.2.3	Elektrisüsteemi reaalajas juhtimiseks ja operatiivseks planeerimiseks vajalike lahenduste arendamine	31
2.2.3.1	Reaalaja seire ja juhtimissüsteem SCADA uuendamine	31
2.2.3.2	Laiseiresüsteemi uuendamine	31
2.3	Erakorraline sünkroniseerimine Mandri-Euroopa elektrisüsteemiga	32
2.4	Baltic RCC asutamine	33
2.4.1	Mis on RCC	33
2.4.2	Milliseid ülesandeid RCC täidab	33
2.4.3	Mida tähendab RCC elektrisüsteemi regionaalse toimimise seisukohalt	34
2.5	Elutähtsa teenuse „Elektriga varustamine“ toimepidevuse tagamine	35
2.5.1	Elutähtsa teenuse osutamine	35
2.5.2	Riskistsenaariumid	35
2.6	Süsteemi juhtimise võimekuse ülevaade	37
2.6.1	2021/2022. aasta talveperiood (november – veebruar)	37
2.6.2	2022. aasta suveperiood (mai – august)	38
2.6.3	Piiriülesed maksimaalsed ülekandevõimsused (TTC) 2021/2022. aasta talveperioodil	39

2.1. SÜSTEEMI JUHTIMINE

2.1.1 Elektrisüsteemi töökindluse tagamine ja juhtimine reaalajas

Eesti elektrisüsteemi reaalaja talitluse juhtimist korraldab Eleringi juhtimiskeskus. Elektrisüsteemi talitluse reaalajas juhtimisele eelneb talitluse operatiivse planeerimise protsess. Talitluse planeerimise ülesandeks on viia läbi elektrisüsteemi talitluse lubatavuse koordineeritud kontroll ehk talitluskindluse analüüs ja vajadusel planeeritud talitluse viimine lubatud piiridesse ning koostada plaanid ja prognoosid talitluse juhtimise faasi jaoks. Talitluse planeerimisel lähtutakse Võrgueeskirjas⁴ toodud nõuetest ning selle käigus koostatavad plaanid ja prognoosid peavad vastama Võrgueeskirjas toodud töö- ja varustuskindluse nõuetele, tagama optimaalsed kaod ning võimaldama maksimaalse võimaliku piiriülese ülekandevõimsuse. Elektrisüsteemi talitluse operatiivsele planeerimisele järgneb talitluse reaalajas juhtimise protsess, mis toimub ööpäevaringselt.

Elektrisüsteemi juhtimisprotsessi viivad läbi vastava ettevalmistuse saanud dispetšerid, kelle teadmisi kontrollitakse perioodiliselt ja kaasajastatakse avariitreeningutel ning koolitustel. Dispetšerite ülesanneteks on korrigeerida reaalajas tekkivaid kõrvalekaldeid planeeritud bilansiplaanist, tagada põhivõrgu klientidele kvaliteetne elektrivarustus, juhtida põhivõrgu seadmete hooldusesse, töösse ning reservi viimist, häiritud ja avariitalitluse tuvastamine ning likvideerimine, koostöö korraldamine klientidega ja naaberriikide süsteemihaldurite juhtimiskeskuste ning turuosaliste informeerimine piiriüleste ülekandevõimsuste muutustest.

Süsteemi reaalajaliseks juhtimiseks on kasutusel SCADA reaalaja seire- ja juhtimissüsteem. Nimetatud juhtimissüsteem võimaldab dispetšeritel jälgida põhivõrgu seadmete asendi-, seisundi- ja mõõteandmeid ning juhtida nende tööd. Ka partnerite ning klientide andmed, mis on vajalikud elektrisüsteemi talitluse juhtimiseks, jõuavad sellesse juhtimissüsteemi. Olulisemad talitluse reaalajas juhtimise protsessid, mis nõuavad mitme osapoole koordineeritud tegutsemist, kooskõlastatakse lisaks ka telefoni teel.

Elektrienergia ülekande kui elutähtsa teenuse olulisuse tõttu on äärmiselt oluline minimeerida tõenäosust, et põhivõrgus toimub ulatuslik elektrivarustuse katkemine. Seetõttu on juhtimiskeskuses tagatud kõigi olulisemate töövahendite ning töötajate dubleeritus. Elektrisüsteemi talitluse reaalajas juhtimisega tegelevad dispetšerid peavad olema võimelised asendama vajadusel ka teisi samas valvevahetuses töötavaid dispetšereid, kasutusel on SCADA varuserver, üles on seatud reservsidekanalid ning juhtimiskeskuse tehnilised funktsioonid on dubleeritud. Juhtimiskeskus teeb tihedat rahvusvahelist koostööd Euroopa põhivõrkude ühenduse ENTSO-E süsteemi juhtimise komiteega (SOC) ja komitee juurde moodustatud Balti regionaalse töögrupiga. Kuna Eesti elektrisüsteem kuulub kuni sünkroniseerimiseni Mandri-Euroopa sünkroonalaga IPS/UPS sünkroonalasse, siis juhtimisalane koostöö Venemaa ja Valgevene põhivõrguettevõtjatega on korraldatud 2001. aastal asutatud BRELL-i (lühend Valgevene, Vene, Eesti, Läti ja Leedu venekeelsete nimede esitähedest) koostööorganisatsiooni kaudu.

2.1.2 Eesti ja Baltikumi regiooni süsteemistabiilsus

Elektrisüsteemi toimimisel on lisaks püsitalitluse planeerimisele oluline ka hinnata süsteemi võimet jätkata normaaltood ka pärast süsteemihäiringuid ehk säilitada süsteemistabiilsus. Elektrisüsteemides eristatakse kolme liiki stabiilsusi:

1. **Pingestabiilsust** – Pingestabiilsus on tagatud, kui süsteemihäiringu tulemusena säilib lubatud pingetase ja ei esine pingetõus või pingetõus. Pinge sõltub reaktiivvõimsust tootvate või tarbivate seadmete tööst.
2. **Nurgastabiilsus** – Nurgastabiilsus tähendab generaatorite sünkroonset tööd. Nurga mittestabiilsuse korral hakkab osa generaatoreid pöörlema teiste generaatorite suhtes erineva kiirusega. Täiendavalt võib nurgastabiilsuse kadu tekitada sagedusstabiilsuse kadumise.

- 3. Sagedusstabiilsus** – Sageduse stabiilsus esineb süsteemis märkimisväärse genereerimise ja tarbimise eabilansi tekkimisel. Häiringute järgselt ei tohi süsteemisagedus tõusta ega langeda kiiremini kui lubatud vahemikus.

Elektrisüsteemi stabiilsuse hindamisel eristatakse veel staatilist stabiilsust ja dünaamilist stabiilsust, mis uurivad vastavalt väikeste ja suurte häiringute mõju elektrisüsteemi toimimisele. Väikeste häiringute korral võivad esineda süsteemiparameetrite sujuv, aperioidiline kui ka perioodiline muutus. Suured häiringud võivad mõjutada süsteemis töötavate generaatorite sumbuvaid ja mitte-sumbuvaid võnkumisi⁵.

Eesti elektrisüsteemis tagatakse pingestabiilsus reaalajas juhtimise faasis, kus reguleeritakse süsteemi reaktiivenergia tasakaalu vastavalt, et pärast süsteemhäiringuid ei oleks ületatud pingestabiilsuse piire. Kõik pöörlevad generaatorid toetavad nurgastabiilsust sellega, et peavad taluma raskemaid häiringuid kui süsteemis normaalselt esinevad häiringud, seejuures nurgastabiilsust kaotamata. Sagedusstabiilsus tagatakse regionaalselt süsteemis piisava inertsiga ja lühisvõimsusega.

2.1.3 Eesti ja Baltikumi reguleerimisreservid

Elektrisüsteemis on vajalik hoida tootmine ja tarbimine igal ajahetkel tasakaalus, vastasel juhul süsteem toodab rohkem kui tarbitakse või vastupidi ja süsteemi sagedus hakkab vastavalt tõusma või langema võrreldes nimisageduse 50 Hz-ga. Sageduse olulise muutumise korral lõpetavad elektriseadmed toimimise. Tootmise ja tarbimise erinevust nimetatakse süsteemi eabilansiks, mida saab hinnata perioodi peale energiabilansina kui ka jooksvalt igal ajahetkel võimsusbilansina.

2.1.3.1 Sagedusejuhtimine sünkroontöös Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemiga

Eesti elektrisüsteem kuulub suurde sünkroonselt töötavasse ühendsüsteemi IPS/UPS. Eesti elektrisüsteem on ühendsüsteemiga ühendatud piiriüleste 330 kV pingel vahelduvvooluliinide kaudu. Lätiga ühendavad Eesti elektrisüsteemi kolm 330 kV elektriülekanali ja Venemaaga kolm 330 kV elektriülekanali. Automaatse sageduse reguleerimise tagab Venemaa süsteemihaldur. Eesti elektrisüsteemi osa sünkroonala sageduse reguleerimises on süsteemi vahelduvvoolusaldo (ehk vahelduvvooluliinide kaudu planeeritud elektrienergia piiriüleste tarnete summa) hoidmine vajalikes piirides koostöös Läti ja Leedu süsteemihalduritega. Baltikumi vahelduvvoolu saldot juhitakse energiapõhiselt operatiivtunni vaates, kasutades Baltikumi reguleerimisturult manuaalselt käivitavate sageduse taastamise reservide (*manual frequency restoration reserve* – mFRR) käivitamist. Balti süsteemihalduritel on sõlmitud reguleerimisreservide vahetamise kokkulepped ka Soome ja Rootsi süsteemihalduritega, mis võimaldab Baltikumi bilansi tasakaalustamiseks lisaks Baltikumi pakkumistele kasutada reguleerimisreserve ka Põhjamaadest. Andmeid Baltikumi reguleerimisturgudel aktiveeritud kogustest ja Baltikumi vahelduvvoolu saldo tasakaalust leiab [Baltic Transparency Dashboard](#) veebilehelt.

Lisaks Balti reguleerimisturul tehtavatele vabatahtlikele reguleerimispakkumistele peavad Balti süsteemihaldurid tagama, et igal juhul oleks olemas kindlaid reservvõimsuseid suurima Baltikumis oleva tootmis- seadme või alalisvooluühenduse välja lülitumisel tekkiva eabilansi katmiseks. Baltikumis on suurim ühikvõimsus NordBalt alalisvooluühendus Leedu ja Rootsi vahel max ülekandevõimsusega 700 MW. See tähendab, et juhul kui NordBalt lülitub välja võimsusvooga 700 MW Rootsist Leedusse, siis peab Baltikumis kindlasti olema 700 MW kindlaid reservvõimsuseid. Eesti osa nendest reservvõimsustest on 250 MW, mida hoitakse Eleringi poolt Kiisa avariireservelektrijaamades. Samas eabilansi tekkimisel kas avari või tarbimise ja tootmise muutuste korral kasutatakse enne ära reguleerimisturul olevad pakkumised ja Kiisa avariireservelektrijaama kasutatakse alles nn. „viimase võimaluse elektrijaamana“.

2.1.3.2 Sagedusejuhtimine Baltikumi saartalitluse korral

Baltikumi elektrisüsteemi teistest sagedusaladest eraldi töötamise korral on vaja sagedust reguleerida Baltikumi elektrisüsteemi elektrijaamadega. Eesti vaates on sageduse reguleerimise tehniline võimekus olemas kõikidel Eesti elektrisüsteemiga liituvatel uutel elektrijaamadel, sealhulgas tuuleparkidel.

2009. aastal toimunud Eesti elektrisüsteemi eralduskatsete ajal kasutati sageduse reguleerimiseks kohalike elektrijaamade võimekust. Lisaks elektrijaamadele on sageduse automaatse reguleerimise võimekus olemas ka mõlemal Eesti ja Soome vahelisel alalisvooluühendusel (EstLink 1 ja EstLink 2). Nende alalisvooluühenduste kaudu on võimalik kasutada Põhjamaade reservvõimsuseid Eesti elektrisüsteemi sageduse automaatseks reguleerimiseks. Sarnane automaatne sageduse reguleerimise võimekus on olemas ka Leedu ja Rootsi vahelisel ühendusel NordBalt ning Leedu ja Poola vahelisel ühendusel LitPol Link. Saartalitluse võimekus on eeltingimuseks Baltikumi liitumisel Mandri-Euroopa sagedusalaga.

Balti süsteemihaldurid viivad pidevalt läbi tegevusi sageduse juhtimise paremaks korraldamiseks Baltikumi saartalitluses, võttes arvesse asjaolu, et seoses geopoliitiliste riskidega on võimalus Baltikumi erakorraliseks saarestumiseks Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemidest ajas suurenenud.

2.1.4 Inerti tagamine Eesti ja Baltikumi elektrisüsteemis

Inerts on elektrisüsteemi võime suuremate häiringute korral säilitada stabiilne tööpunkt kuni kiirete reservide reageerimiseni, hoides sellega ära suured sageduse muutused. Baltikumi sagedusstabiilsuse tagamiseks ühinemisel Mandri-Euroopa sünkroonalaaga peab olema tagatud vähemalt 17100 MWs inertsi, mis suudab tagada sageduse muutuse kiiruse alla 1 Hz/s.

Eesti peab tagama nõutud inertsi kogusest 5700 MWs ehk kolmandiku Baltikumi kogusest. Praegu tagavad Eesti elektrisüsteemis inertsi konventsionaalsete elektrijaamade tootmisseedmed. Samas selleks, et olla kindlad vajaliku koguse inertsi olemasolus ka juhul, kui konventsionaalsed elektrijaamad ei tööta või nad ei tööta piisavas matus, ühendatakse süsteemi inertsi vajaduse tagamiseks kolm sünkroonkompensaatorit vastavalt Püssi, Viru ja Kiisa alajaamadesse, mis katavad valdava osa inertsi vajadusest. Üks sünkroonkompensaator peab tagama vähemalt 1750 MWs inertsi, omama võimekust reguleerida reaktiivenergiat vahemikus ± 50 MVar ja toetama süsteemi lühisvõimsusega 900 MVA. Lühisvõimsus on süsteemis vajalik alalisvoolu ühenduste normaalseks töötamiseks. Esimene sünkroonkompensaator paigaldatakse Püssi alajaama ja valmib 2023. aasta esimese poolaasta jooksul. Teised sünkroonkompensaatorid valmivad hiljemalt 2024. aasta lõpuks.

2.1.5 Süsteemi taaspingestamine

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

Sellisteks juhtudeks, et kustunud elektrisüsteemi taaspingestada, on Eleringi juhtimiskeskus välja töötanud vastavad taastamiskavad. Nende kavade alusel on Eesti elektrisüsteemi pingestamiseks ja taaskäivitamiseks võimalik kasutada:

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

2.1.5.1 Tarbimise piiramine

Tarbimist piiratakse vaid elektrisüsteemi väga tõsiste avariide korral. Seda kasutatakse siis, kui on oht olulistele elektriseadmetele püsivate kahjustuste tekitamiseks või oht elektrisüsteemi töökindlusele, mida teistsuguste vahenditega kõrvaldada ei saa. Sellistel puhkudel korraldavad Eleringi juhtimiskeskuse dispetšerid jaotusvõrkude ja suurklientide tarbimise piiramise vastavalt eelnevalt väljatöötatud piiramiskavale. Tarbimise piiramise vajaduse tekkimisel informeerib Eleringi dispetšer Elektrilevi piiramisele kuuluvast tarbimise kogusest. Elektrilevi piirab tarbimist vastavalt Eleringi ja Elektrilevi vahelisele tehnilise koostöö ja varustuskindluse tagamise lepingule. Elektrilevi omakorda valib väljalülitatavad tarbijad moel, mis väldiks kriitiliste tarbijate (nagu näiteks elutähtsa teenuse osutajate ja üldhuvi teenuste osutajate) väljalülitamist. Juhul kui ei õnnestu piisavalt kiiresti taastada olukorda, mis võimaldaks tagada kõikide tarbijate elektrivarustuse, siis roteeritakse väljalülitatavaid tarbijaid võimalusel kahetunniste ajaperioodide kaupa.

2.1.6 Eleringi avariireservelektrijaamad

Tulenevalt süsteemihalduri kohustusest tagada igal ajahetkel süsteemi varustuskindlus ja bilanss, peab süsteemis olema piisav reservvõimsus. Selle kohustuse täitmiseks kasutab Elering avariireservelektrijaamu I (110 MW) ja II (140 MW). Kahe avariireservelektrijaama (AREJ) summaarne võimsus 250 MW tagab selle, et arvestades ka naaberelektrisüsteemihaldurite käsutuses olevaid avariireservvõimsusi, on Eleringil olemas suurima võimaliku võimsusega Eesti elektrisüsteemi võrguelemendi, milleks on Eesti ja Soome vaheline teine alalisvooluühendus EstLink 2, väljalülitumisega toimetulemiseks vajalik avariireservvõimsus.

Avariireservelektrijaamades toodetakse elektrienergiat siis, kui süsteemi või süsteemiga elektrilises ühenduses oleva teise riigi elektrisüsteemi tootmisvõimsus või ülekandevõimsus ootamatult välja lülitub või kui on ohus süsteemi varustuskindlus. Avariielektrijaama käivitamist võivad eelpoolloetletud põhjustel tellida ka teised ühend süsteemi süsteemihaldurid ning Soome süsteemihaldur. Avariireservelektrijaamade võimsus ei osale elektribörsil ja nendes elektrijaamades ei toodeta elektrienergiat bilansihaldurite tarbimis- või tootmisprognooside ebatäpsuse tasakaalustamiseks. Selleks, et AREJ-d oleksid kogu aeg kasutamiskõlpsad, testib Elering regulaarselt nende töövõimekust. Täisvõimsusega testkäivitused toimuvad üks kord kuus (juhul kui elektrijaama ei ole vaja olnud eelnevalt varustuskindluse tagamiseks käivitada) ning elektrijaam töötab testi ajal ühe tunni.

AREJ-de teine väga oluline ülesanne on tagada Eesti elektrisüsteemi taaspingestamise võimekus, kui mingi tõsisema süsteemihäire tagajärjel on elektrisüsteem täielikult või osaliselt kustunud. See tähendab, et AREJ-d peavad olema võimelised autonoomselt käivituma, nad peavad olema võimelised reguleerima sagedust ja pingeniivoosid ning võimaldama läbi viia tegevusi Eesti elektrisüsteemi järkjärguliseks pingestamiseks, teiste elektrijaamade elektrisüsteemiga sünkroniseerimiseks ning tarbimise taastamiseks.

2.2 SÜNKRONISEERIMINE

2.2.1 Mandri-Euroopa sünkroonalaga liitumise põhimõtted

Balti riikide Mandri-Euroopa sünkroonalaga liitumine on plaanitud 2025. aasta lõppu. Selleks ajaks saavad valmis liitumiseks vajalikud investeeringud ja kokku lepitud vajalikud protsessid. Mandri-Euroopa sünkroonalaga liitumiseks peab Elering koos teiste Balti TSO-dega täitma Mandri-Euroopa sünkroonala leppes (*Synchronous Area Framework Agreement – SAFA*) toodud põhimõtteid. SAFA lepinguga saab täpsemalt tutvuda ENTSO-E kodulehel. Balti TSO-d töötavad üheskoos, et ellu viia vajalikud muudatused süsteemide juhtimise põhimõtetes tagamaks SAFA lepingu täitmise. Allpool on ära toodud nimekiri SAFA lepingu põhimõtetest:

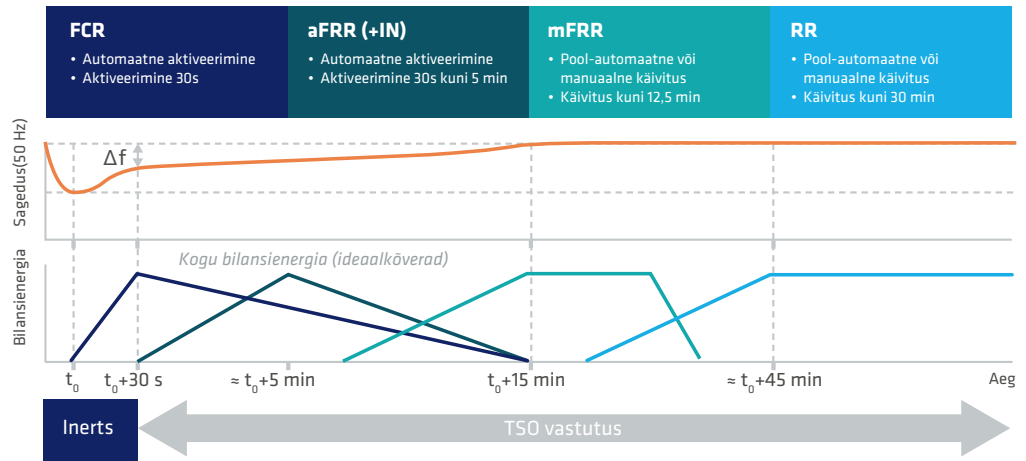
- Sageduse juhtimise põhimõtted (*Load Frequency Control*), mis hõlmavad nõudeid ja põhimõtteid, mida Mandri-Euroopa sagedusalas opereerivad süsteemihaldurid peavad järgima sagedusejuhtimise protsesside käigus. Antud poliitika põhilised nõuded käsitlevad:
 - süsteemihaldurite kohustusi sagedusjuhtimise protsessides;
 - kokkuleppeid süsteemihaldurite vahel sagedusjuhtimisreservide koos opereerimisel ning jagamisel või vahetamisel;
 - sagedusjuhtimisreservide võimsuste koguste määramist;
 - tehnilisi nõudeid sagedusjuhtimise süsteemidele.
- Riikidevaheliste tarneplaanide kooskõlastamine (*Scheduling*), mis kirjeldab süsteemihalduritevahelise koostöö põhimõtteid riiklike elektrisüsteemi tarneplaanide koordineerimiseks. Poliitika kirjeldab koordineeritavate tarneplaanide sisu, edastamise sagedust ja andmeedastusstandardeid.
- Arvelduse ja selgituse põhimõtted (*Accounting and Settlement*), mis kehtestavad piirimõõteandmete koordineerimisele kehtivaid reegleid ja põhimõtteid ning sagedusjuhtimise ala sageduse hoidmise protsessi, koormuse muutmise (*ramping*) perioodi ja planeerimata energiavahetuse tulemusel tekkinud energiavahetuse hindade ning koguste arvutamise meetodika ja selgituse põhimõtteid.
- Koordineeritud operatiivplaneerimise põhimõtted (*Coordinated Operational Planning*), mis kirjeldavad süsteemihaldurite vahelise koostöö põhimõtteid riiklike operatiivandmete koordineerimiseks, et teostada regionaalseid talitluskindluse analüüse ning veenduda süsteemi juhtimise võimekuses.
- Hädaolukorra ja süsteemi taastamise põhimõtted (*Emergency and restoration*), mis kirjeldavad nõudeid süsteemihalduritele, kuidas tagada süsteemi töö hädaolukorra seisundis, ning milliste põhimõtete järgi tuleks süsteem taastada ja mis nõudeid see süsteemile kehtestab.
- Andmevahetuse põhimõtted (*Data exchange*), mis kirjeldavad süsteemihaldurite andmevahetuse põhimõtteid riiklikult ja süsteemihaldurite vahel. Reserviturgude arengud ja arendused.

2.2.2 Reserviturgude arengud ja arendused

2.2.2.1 Sagedusejuhtimine Mandri-Euroopa elektrisüsteemis

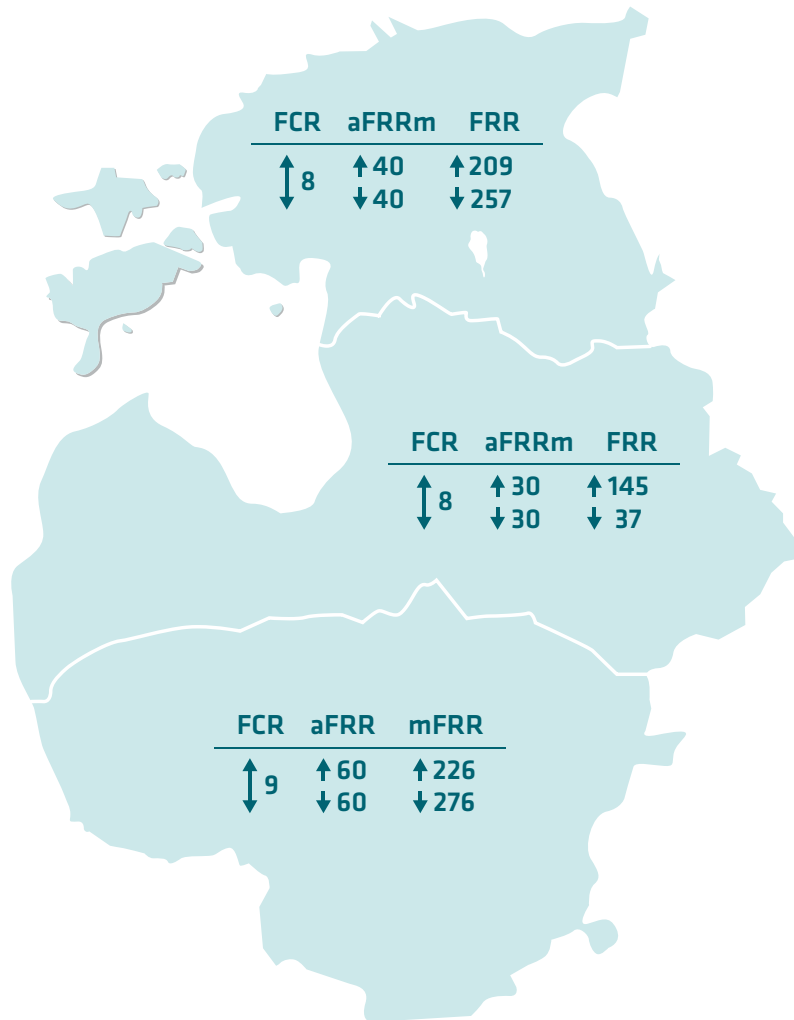
Balti riikide süsteemihalduritel on kohustus Mandri-Euroopa sünkroonalaga liitudes hakata juhtima Baltikumi vahelduvvoolu saldot reaajas võimsuse põhiselt, mis võtaks arvesse ka erinevate elektrisüsteemide bilansside tasakaalustavat mõju. Lisaks peab Baltikum hakkama toetama sagedusala ja piirkondlikku sagedust kahte tüüpi reservidega – sageduse hoidmise reserve (*Frequency Containment Reserves – FCR*) ja sageduse taastamise reserve (*Frequency Restoration Reserves – FRR*). Sageduse hoidmise reserv käivitatakse arvestades süsteemi sageduse kõrvalekallet nimisagedusest ja reservi eesmärk on pidurdada üle sagedusala toimuvat sageduse muutust. Sageduse taastamise reserv jaguneb automaatselt ja manuaalselt aktiveeritud reservideks, mille eesmärk on vabastada sageduse hoidmise reservi ja taastada süsteemi sagedus nimisagedusele. Reservide tehnilised nõuded ja piirkondlikult vajatavad kogused määratakse vastavalt Euroopa regulatsioonide põhimõtetele. Joonis 2.1 kujutab sagedusjuhtimise reservide üldist aktiveerimise järjekorda ja üldisi tehnilisi põhimõtteid.

Joonis 2.1
Euroopa-üleised
sagedusejuhtimise
reservide
põhimõtted



Sageduse hoidmise reservide aktiveerimine toimub vastavalt sageduse muutusele automaatselt tänu sagedust jälgivatele releeseadmetele. Sageduse taastamise reservide puhul kogutakse pakumised kokku turuplatvormidel ja aktiveerimine toimub läbi juhtsüsteemi, mis hindab aktiveerimist vajavate reservide hulka ja saadab turuplatvormilt saadud info põhjal aktiveerimiskäsu vastavatele reservidele. Baltikumi süsteemihaldurid töötasid välja sagedusjuhtimise kontseptsioonidokumendi⁶, mille raames kirjeldati üldised sagedusejuhtimise põhimõtted ja reservide vajadused Baltikumis pärast sünkroniseerimist Mandri-Euroopa sagedusalaga. Dokument kirjeldab, mis põhimõtete alusel hinnatakse eri tüüpi sagedusjuhtimise reservide võimsuste vajadust ning antud põhimõtteid järgides on Baltikumis ja Eestis vaja sagedusjuhtimise reserve vastavalt väärtustele, mis on kuvatud Joonisel 2.2.

Joonis 2.2
Sagedusjuhtimise
võimsuste vajaduse
hinnang aastaks 2026



Baltikumi süsteemihaldurid teostasid sagedusreservide võimsustele turutesti, et hinnata, kas sagedusjuhtimise reserve on Baltikumis saadaval piisavas koguses. Turutestis osalesid kõik 2025. aastaks eeldatavalt opereeritavate tootmisseedmete omanikud ja vastavalt nende tagasisidele jaamades kasutatavate reservide mahud. Turutestist saab teha järgnevad järeldused:

1. Balti riigid individuaalselt ei kata vajalikke sagedusreservide võimsusi, mistõttu on ühine reservvõimsuste turu loomine oluline. Kõige suurem puudujäägi tõenäosus on aFRR üles ja Eestile mFRR alla reservide võimekus. Eraldi suudaks riigid ainult oma mFRR üles reservid tagada.
2. Olemasolevate reservvõimsuste puhul võib esineda olukordi, kus reservvõimsustest jääb puudu, sellest tulenevalt on vajalikud turuosaliste täiendavad investeeringud (puudujääk oleks nii FCR kui ka aFRR mahus);
3. Turuosalistelt saadud tagasiside alusel reservvõimsuste täiendavate investeeringute osas oleksid vajalikud reservvõimsused kaetud.

Täiendavalt on oluline märkida, et reservvõimsuste olemasolu on tugevalt sõltuvuses riikidevahelisest võimekusest reserve jagada (st reservvõimsuste jaoks kasutatav ülekandevõimsus) ning suuremate reservvõimsust pakkuvate jaamade kasutatavusest. Nende mõjutegurite ilmnemisel võib tekkida reservide olemasolu puudujääk, mistõttu täiendavate investeeringute olulisus suureneb.

2.2.2.2 Euroopa energiaplatvormid MARI ja PICASSO

Elering koos teiste Baltikumi süsteemihalduritega liituvad Euroopa reguleerimisturgude energiapakkumisi koondavate turuplatvormide MARI ja PICASSO-ga, mis on suunatud vastavalt mFRR ja aFRR energiapakkumiste opereerimiseks. Turuplatvormid koguvad kokku kõik pakkumised ja optimeerivad reservide aktiveerimise, saavutades suurima sotsiaalmajandusliku kasu. Baltikumi süsteemihaldurid on saanud erandi liituda MARI platvormiga samal ajal kui Põhjamaade süsteemihaldurid, kuid mitte hiljem kui 24.07.2024. Baltikumi liitumine PICASSO-ga toimub Q4 2024.

2.2.2.3 Eesti aFRR turu edendamine

Elering ja Fingrid töötasid välja tehnilise pilootlahenduse, mis võimaldab Eesti turuosalistel osaleda Põhjamaade aFRR turul. Selleks, et Eestis asuvate elektrijaamade aktiveeritud aFRR mõju jõuaks Soome elektrisüsteemi, peab samal ajal automaatselt muutuma ka Eesti-Soome ühendustel üle kantav võimsus. Selleks on kasutusel Harku ja Espoo alajaamade vahel paiknev alalisvoolu ühendus EstLink 1. Reservi vahendamine Soome toimub ainult juhul, kui elektriühendustel on vaba võimsust. Piloot on avatud kõikidele teistele Eesti turuosalistele, kes sooviksid reservi teenust Soome süsteemihaldurile pakkuda. Täiendav info projektiga liitumiseks on kättesaadav [Eleringi kodulehel](#).

Eleringi ja Fingridi piloodis on 2022 Q2 seisuga eelkvalifitseeritud 40 MW üles reguleerimise ja 65 MW alla reguleerimise aFRR võimsusi. aFRR piloodis osalenud reservseadmetel on võimalik lihtsustatud korras eelkvalifitseeruda Baltikumi ja PICASSO aFRR turgude tarvis.

2.2.2.4 Sagedusjuhtimise reservide eelkvalifitseerimine

Täpse ülevaate reservvõimsuste olemasolust saab pärast olemasolevate sagedusjuhtimise reservide reservitüüpide tehnilist eelkvalifitseerimist. Elering veendub sagedusreservide pakkujate vastavas teenuse pakkumise võimekuses. Tehniline eelkvalifitseerimine on nii eelduseks osalemaks tuleviku Euroopa energiaplatvormide MARI ja PICASSO turgudel kui ka annab õiguse osaleda tulevikus loodavatele Baltikumi FCR, aFRR ja mFRR võimsusturgudel. Baltikumi süsteemihaldurid töötasid ühised nõuded sagedusjuhtimise reservide eelkvalifitseerimisele⁷, mille põhjal iga süsteemihaldur koostab riiklikud eelkvalifitseerimise testkavad.

Eleringi-poolsed sagedusreservide eelkvalifitseerimise riiklikud dokumendid leiab [Eleringi veebilehelt](#), mille põhjal on sagedusjuhtimise teenusepakkujatel võimalik oma varasid eelkvalifitseerida tuleviku sagedusjuhtimise energia- ja võimsusturgude jaoks. Turgude jaoks vajalikud andmevahetuse nõuded ja teenuslepingud luuakse vastavate turgude käivitamisel.

2.2.3 Elektrisüsteemi reaajas juhtimiseks ja operatiivseks planeerimiseks vajalike lahenduste arendamine

2.2.3.1 Reaalaja seire ja juhtimissüsteem SCADA uuendamine

Mandri-Euroopa sagedusalaga liitumisel Baltikumile kohalduvad tehnilised nõuded võrgu opereerimise ja võrgu stabiilsuse hindamise vaates tekitavad vajaduse laiendada elektrisüsteemi tehnilise juhtimissüsteemi SCADA võimekusi. Mandri-Euroopa sünkroonalaga ühinemiseks peab SCADA sisaldama järgnevaid täiendavaid funktsionaalsusi:

- Sageduse taastamise kontroller (*Frequency Restoration Controller*) aFRR reservide juhtimiseks
- Sageduse stabiilsuse hindamise süsteem (*Frequency Stability Assessment System*)
- Dünaamilise stabiilsuse hindamise süsteem (*Dynamic Stability Assessment System*)

Toodud funktsioonide lisamiseks SCADA-sse on Elering käivitanud SCADA uuendamise projekti. Projekt sai alguse 2021 Q4, kus alustati SCADA pakkujate eelkvalifitseerimisega ja 2022 Q4 sõlmitakse leping SCADA pakkujaga. Eeldatav tähtaeg uue SCADA valmimiseks on 2024 Q4.

2.2.3.2 Laiseiresüsteemi uuendamine

Mandri-Euroopa sünkroonalaga liitumislepingust tulenevalt peame suutma jälgida elektrivõrgus toimuvaid kiireid protsesse ja neid ka analüüsida. Erinevad dünaamilised protsessid kulgevad elektrisüsteemis kiirusega, mille puhul ei ole võimalik jälgimiseks ja ka reaajas analüüsiks kasutada SCADA reaalaja mõõtmisi. Vajaliku andmekvaliteedi tagamiseks kasutatakse laiseiresüsteemi, mis mõõdab ja talletab elektrisüsteemi parameetreid sagedusega 10 kHz ja suudab neid reaajas analüüsida ning visualiseerida. Laiseiresüsteem suudab:

1. Teostada häiringute analüüsi;
2. Andmemudelite valideerimist;
3. Sündmuste alarmeerimist;
4. Faasinurkade ja nurgastabiilsuse jälgimist;
5. Pingestabiilsuse jälgimist;
6. Piirkondlike ja piirkondade vaheliste võnkumiste sumbumise seiret.

Laiseiresüsteemi mõõteandmed võimaldavad SCADA võrgumudelit muuta täpsemaks ja analüüsi protsessi töökindlamaks. Laiseiresüsteem annab sageduse automaatse juhtimise infosüsteemidele täpsemad sageduse ja aktiivvõimsuse mõõteandmed, mis võimaldavad täita Mandri-Euroopa sünkroniseerimise nõudeid.

Elering alustas laiseiresüsteemi võimekuse uuendamist 2021 Q4 ja laiseiresüsteem saab lõpetatud 2022 Q3.

2.3 ERAKORRALINE SÜNKRONISEERIMINE MANDRI-EUROOPA ELEKTRISÜSTEEMIGA

ENTSO-E koostatava üleeuroopalise elektrisüsteemi piisavuse hinnangu (ERAA) järgi vastab Eesti Euroopas levinud varustuskindluse standardile. Samas eeldab ERAA toimivat Euroopa elektriturgu ning ei arvesta võimalike väga madala tõenäosusega sündmustega. Kuna Eleringi ülesanne on tagada igal ajahetkel elektrisüsteemi varustuskindlus ja bilanss, siis peab Elering analüüsima ka väga madala tõenäosusega sündmuseid ning leidma lahendusi, kuidas selliste sündmuste esinemise korral tagada elektrisüsteemi varustuskindlus.

Väga madala tõenäosusega sündmustest on kõige tõenäolisem eraldi Balti sünkroonala tekkimine. Balti sünkroonala võib tekkida juhul, kui Balti riikide elektrisüsteemid jäävad mingil põhjusel saartalitlusse ehk jäävad töötama lahus Venemaa ja Valgevene elektrisüsteemidest. Lisaks võimalikele tehnilistele põhjustele võib Balti saartalitus tekkida ka juhul, kui Venemaa ja Valgevene eraldavad Balti riikide elektrisüsteemi ühepoolset praegusest sünkroon alast. Pärast Balti elektrisüsteemide sünkroniseerimist Mandri-Euroopa sünkroon alaga 2025. aasta lõpus võib selline olukord tekkida juhul, kui mingil põhjusel katkevad Leedu ja Poola vahelised vahelduvvooluühendused.

Balti sünkroonala tekkimisel teostab Elering koos teiste Balti elektrisüsteemihalduritega tegevusi eesmärgiga ühendada Balti elektrisüsteemid tagasi suuremasse sünkroon alasse. Baltikumi süsteemihaldurid on Poola süsteemihalduriga koostanud erakorralise sünkroniseerimise lepingu, mis tagab Baltikumi TSO-de liitmise erandkorras Mandri-Euroopa sagedusalaga. Erakorralise sünkroniseerimise tulemusena peaksid Baltikumi süsteemihaldurid võtma üle Mandri-Euroopa sagedusala opereerimise põhimõtted nii kiiresti kui võimalik.

Alates 2026. aastast tähendaks see Mandri-Euroopa sünkroon alast eraldumise põhjuse kõrvaldamist (näiteks Leedu-Poola vaheliste liinide või alajaamade seadmete tehnilise rikke kõrvaldamist) ning pärast seda ühenduste taastamist Mandri-Euroopa sünkroon alaga. Kuna Balti elektrisüsteemide taasühendamise kiirus suurema sünkroon alaga sõltub konkreetselt välja kujunevast olukorrast ja võib võtta aega, siis peab olema valmis selleks, et Balti elektrisüsteemide toimimine eraldi Balti sünkroon alana võib kesta kauem. See omakorda tähendab, et peab olema valmisolek tagada kõikide Eesti elektritarbijate elektrivarustus tiputarbimise ajal. Viimastel aastatel on tiputarbimine Eestis olnud suurusjärgus 1500-1550 MW.

Kuna Balti sünkroonala teke on madala tõenäosusega sündmus, siis selle olukorra analüüsimisel on võetud eelduseks, et alalisvooluühendused Eesti ja Soome ning Leedu ja Rootsi ning Leedu ja Poola vahel on kasutatavad. Selleks, et Balti sünkroonala toimiks, peavad kõik Balti elektrisüsteemid olema võimalised tagama oma elektrisüsteemi bilansi ehk tootmise, tarbimise ja piiriülese võimsusvoo tasakaalu. Täiendav tingimus Balti sünkroonala toimimiseks on alalisvooluühenduste kasutamine vähendatud mahus. See on omakorda tingitud asjaolust, et väike sünkroonala ei suuda toime tulla liiga suurte koormuste äkiliste muutustega ja võib liiga suure äkilise koormuse muutuse tagajärjel kustuda. Praeguse hinnangu alusel on võimalik kasutada alalisvooluühendusi kuni 400 MW-se koormusega. Selles 400 MW-s sisalduvad ka Põhjamaadest ja Poolast saadavad sageduse stabiilsust toetavad reservid. 400 MW-ne piirang kehtib ka suurtele tootmis seadmetele Balti elektrisüsteemides. Täiendavalt tuleb arvesse võtta asjaolu, et Eesti ja ka Baltikumi tiputarbimine tervikuna langeb ajale, mil taastuenergia toodang võib olla madal. See omakorda tähendab, et Eesti elektrisüsteemi tiputarbimise tagamiseks ei saa alati päikeseelektrijaamade toodanguga arvestada ja tuuleelektrijaamade toodang võib-olla küllaltki väike.

Lähtudes eelpooltoodust peab Eestis olema piisavalt kindlaid tootmisvõimsuseid, mis koos EstLink 1 ja EstLink 2 kaudu saadava elektrienergiaga suudavad ära katta Eesti elektrisüsteemi tiputarbimise. Eleringi hinnangul on käesoleval ajal vaja lisaks Estlinkide kaudu saadavale elektrienergiale Eestis kohapeal ca 1000 MW kindlaid tootmisvõimsuseid. Juhul kui Balti sünkroon alas toimuvad mingid sündmused, mis mõjutavad oluliselt elektrisüsteemi tasakaalu (näiteks tootmis seadmete või alalisvooluühenduste väljalülitumised), siis selliste olukordadega toimetulekuks kasutatakse Balti süsteemihaldurite käsutuses olevaid avariireservvõimsuseid. Elering panustab selliste olukordade lahendamisse Kiisal paiknevate avariireservelektrijaamade võimekusega (250 MW). Neid avariireservvõimsuseid hoitakse täiendavalt 1000 MW-le kindlale tootmisvõimsusele.

Teised väga madala tõenäosusega sündmused (nagu eraldi Eesti sünkroonala tekkimine) on võrreldes Balti sünkroonala tekkimise tõenäosusega veelgi vähemtõenäolised ja seetõttu selliste sündmuste realiseerumise korral nende pikaajaline kestvus on samuti vähemtõenäoline võrreldes Balti sünkroonala omaga. Samas võimaldab 1000 MW kindlate tootmisvõimsuste olemasolu Eestis lahendada ka selliste sündmuste korral tekkivaid probleeme Eesti tarbija elektrivarustuse tagamisel.

2.4 BALTIC RCC ASUTAMINE

2.4.1 Mis on RCC

Alates aastast 2016 korraldati Euroopa tasemel elektrisüsteemi talitluskindluse regionaalset koordinaatsiooni piirkondlike talitluskindluse koordinaatori raamistikus (*RSC – regional security coordinator*). Baltikumis asutati 2016. aastal Balti piirkondlik talitluskindluse koordinaator (Balti RSC). Balti RSC oli moodustatud kui kolme Balti süsteemihalduri ühine koostöö üksus, mille peamiseks vastutusosalaks oli Balti regiooni talitluskindluse koordineerimine süsteemioperaatorite üleselt.

Euroopa Parlamendi ja nõukogu poolt võeti 2019. aastal vastu regulatsioonide pakett „Clean Energy Package“ (CEP), mis koosnes 8 regulatiivaktist. Regulatsioonide paketti kuuluvad direktiiv 2019/944 ja määrus 2019/943 käsitlesid muuhulgas piirkondlike koordineerimiskeskuste (*RCC – Regional Coordination Centre*) loomist hiljemalt 2022. aasta juunis. Eelpool nimetatud direktiivi ja määruse alusel muudeti olemasolevad RSC-d RCC-deks ehk loodi uued juriidiliselt süsteemioperaatoritest eraldatud organisatsioonid. Antud muudatuse peamine eesmärk on tagada RCC-de sõltumatus süsteemioperaatoritest ning riiklikest huvidest, tagades seeläbi neutraalse vaate kogu regiooni osas.

Koostöös Läti ja Leedu süsteemioperaatoritega loodi süsteemihaldurite omanduses olev Balti RCC, kui 03.05 allkirjastati asutamisleping ettevõtte loomiseks. Vastavalt kokkuleppele on Balti RCC juriidiliseks asukohaks Eesti. Balti RCC OÜ registreeriti Eesti Äriregistris 20.juunil 2022. Balti RCC osanikud on kolm Balti süsteemihaldurit võrdsete osadena. Balti RCC loomisel on lähtunud põhimõttest, et kolmel Balti riigil oleks nii RCC tegevustes ning töötajate osas võimalikult võrdne osakaal, et tagada ühine koostöö ja laiapõhjalised teadmised kõikides valdkondades.

2.4.2 Milliseid ülesandeid RCC täidab

Piirkondliku koordineerimiskeskuse eesmärgiks on korraldada elektrisüsteemi toimimiseks vajalike piirkondlike tegevuste koordinaatsiooni elektrisüsteemihaldurite vahel. Selle koordinaatsiooni saavutamiseks osutab RCC süsteemihalduritele süsteemi töökindluse suurendamiseks vajalikke teenuseid. Sisuliselt tähendab see, et RCC osutab teatud operatiivse planeerimise funktsioone, mida seni on täitnud elektrisüsteemihaldurid. Hetkeseisuga osutab Balti RCC Balti süsteemihalduritele viite peamist teenust, mis võeti üle Baltic RSC portfelligist. Need teenused on järgmised:

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

Tulevikus Balti RCC poolt osutatavate teenuste nimekiri laieneb, sest elektri siseturu määruses 2019/943 on kokku sätestatud kuni 16 erinevat teenust, mida RCC-d süsteemihalduritele peavad või võivad osutada. Teenuste sisu ja nõuete ühtseks määratlemiseks osaleb Balti RCC koos süsteemihaldurite ja teiste RCC-dega antud teenuse metoodikate väljatöötamisel.

2.4.3 Mida tähendab RCC elektrisüsteemi regionaalse toimimise seisukohalt

Regionaalse koordineerimise peamine eesmärk on tagada piirkonnas talitluskindluse hindamisel ühine pilt, et näha riikideüleseid mõjusid, mis võiksid põhjustada probleeme energiasüsteemi talitluses. Regionaalne koordineerimine aitab süsteemihalduritel teha paremaid otsuseid elektrisüsteemi operatiivse planeerimise faasis, andes sellekohaseid hinnanguid piirkondlikul tasandil. Näiteks paremini otsustada, millised tegevused on kõige efektiivsemad piiriüleste ülekandevõimsuste tagamisel, millise seadme hooldust teha või millise seadme hooldust edasi lükata nii, et sellel oleks positiivne regionaalne mõju nii talitluskindluse kui ka turgude toimimise seisukohalt.

RCC-poolne koordineerimine suurendab elektrisüsteemi juhtimise efektiivsust, vähendab riske piirkondlike suure mõjuga avariide tekkimiseks ning vähendab kulusid tarbijatele läbi maksimaalse piiriülese kaubandusliku ülekandevõimsuse tagamise.

2.5 ELUTÄHTSA TEENUSE „ELEKTRIGA VARUSTAMINE“ TOIMEPIDEVUSE TAGAMINE

2.5.1 Elutähtsa teenuse osutamine

Vastavalt Hädaolukorra seadusele on elektriga varustamine elutähtis teenus, mille toimepidevust tuleb korraldada. Elutähtsa teenuse toimepidevus on elutähtsa teenuse osutaja järjepideva toimimise suutlikkus ja järjepideva toimimise taastamise võime pärast teenuse katkemist. Elering kui elektri põhivõrguettevõtja on Elektriturseaduse alusel üks sellistest elutähtsa teenuse osutajatest. Elektrienergia kvaliteet ja varustuskindlus on kaasaegse ühiskonna funktsioneerimise ühed tähtsamad alustalad. Igasugune pikaajalisem elektrienergiaga varustamise katkemine tekitab nii inimestele kui ka majandusele märkimisväärset kahju. Eleringi tegevuse põhieesmärk elektrisüsteemihalduri ülesandeid täitva põhivõrguettevõtjana on osutada nõuetekohast võrguteenust, kindlustades selleks muuhulgas elektrisüsteemi kui terviku toimimise. Eesti elektrisüsteem ühendab omavahel Eestis paiknevad elektrijaamad, võrguettevõtjad ning elektritarbijad. Eesti elektrisüsteem kuulub suurde sünkroonselt töötavasse ühendsüsteemi BRELL, mille moodustavad Eestiga vahelduvvooluliinide kaudu ühendatud naaberriigid Läti ja Venemaa ning omakorda nende naabrid Leedu ja Valgevene. Sünkroonne töö tähendab, et kõigis ühendsüsteemi kuuluvates elektrisüsteemides on sama elektrisagedus. Elering kasutab elektrisüsteemi juhtimise võimekuse tagamiseks veel Kiisal paiknevat avariireservi elektrijaama (edaspidi: AREJ) koguvõimsusega 250 MW. AREJ ei osale igapäevaselt elektriturul oma toodetud elektriga. Jaama kasutatakse ainult erandjuhtudel avariilistes olukordades, kui puuduvad turupõhised võimalused ning maksimaalselt kord kuus ühe tunni jooksul toimuvateks tehnilisteks testkäivitusteks. Elering edastab 330-110 kV elektrivõrgu kaudu nii kodumaistelt kui naaberriikide elektritootjatelt pärit elektrienergiat põhivõrguga liitunud klientidele (pingetel 6-330kV), elektritootjate toodetud elektrienergia eksporti ning võimaldab elektrienergia transiiti tehniliste võimaluste piires.

2.5.2 Riskistsenaariumid

Peamised riskistsenaariumid

Üheks peamiseks riskistsenaariumiks Eleringi koostatud riskianalüüsis on Balti elektrisüsteemi planeerimata eraldamine Venemaa ühendenergiast. Eraldamine võib kõige tõenäolisemalt toimuda lähiaastatel Vene Föderatsiooni poliitilise otsuse tulemusena. Kui seni on ühendalektrisüsteemis sagedust reguleerinud Venemaa elektrijaamad, siis eraldumise järel peavad Balti riigid sellega iseseisvalt hakkama saama. Elektrisüsteemis peab igal ajahetkel tootmine koos piiriüleste võimsusvoogudega täpselt võrduma tarbimisega, ainult sel juhul püsib elektri sagedus stabiilsena. Kui aga mõni suurem tootmiseseade (või võrguelement) lülitub avariiliselt välja (esinemise tõenäosus on keskmine, esinemise sagedus tavaliselt mitukümmend korda aastas), siis peab elektrisüsteemis olema vajalik mahus kiirelt reageerivaid tootmisvõimsusi kombinatsioonis väljalülitatava tarbimisvõimsusega, et kiirelt kompenseerida väljalülitunud seadme mõju (pt 2.2.2). Samuti peab elektrisüsteemis olema piisavalt inertsi, mis peab aeglustama avarii korral sageduse languse kiirust ja seeläbi andma aega kiiretele reservvõimsustele reageerimiseks (pt 2.1.4). Kui seda ei suudeta teha, langeb sagedus kiiresti ning teatavast piirist allapoole lülitavad automaatikaseadmed suure osa tarbijatest välja ja kui see ei osutu piisavaks, võib kogu elektrisüsteem kustuda. Baltimaade süsteemihalduritel on taolisteks olukordadeks kokku lepitud tegevuskavad. Vahetult pärast Venemaa elektrisüsteemist eraldumist töötab Balti elektrisüsteem lühikest aega nn. saarestunud olekus. See tähendab, et kolme Balti riigi elektrisüsteemid ei ole sünkroonses ühenduses ühegi suurema elektrisüsteemiga. Sel ajal on oht ülalkirjeldatud sageduse langemise ning elektrisüsteemi kustumise realiseerumiseks suurim, sest Balti elektrisüsteem on väga väike süsteem ning iga suurem avarii võrgus või olulisemates elektritootmise seadmetes võib esile kutsuda suure sageduse muutuse. Balti süsteemihaldurid on sõlminud Poola süsteemihalduriga lepingu, mille kohaselt Balti elektrisüsteem ühendatakse 6-12 tunni jooksul läbi Poola Mandri-Euroopa suure elektrisüsteemiga. Pärast seda väheneb sageduse langemise ning süsteemi kustumise oht oluliselt, kuna suures süsteemis sünkroonselt töötamisel on ühe avarii mõju sagedusele palju väiksem.

Venemaal on lisaks võimalus mõjutada võimsusvoogusid Baltikumi elektrisüsteemis ning halvimal juhul on võimalik tekitada läbi Baltikumi võimsusvood, mis koormavad nii piiriülesed kui Baltikumi sisesed liinid üle. See võib Baltikumi süsteemihalduritele tähendada vajadust piirata elektrienergiakaubandust Euroopa Liidu riikidega, reservvõimsuste erakorralist käivitamist või siis liinide väljalülitumist ülekoormusest, mis võib viia laiaulatusliku avariini Baltikumi elektrisüsteemis.

Elering viib ellu investeeringute kava eesmärgiga vähendada ülalkirjeldatud riskide realiseerumise mõju. Tegevuskava kirjeldatud riskide maandamiseks ning realiseerumise korral normaaltalitluse taastamiseks on toodud Eleringi ning teiste Balti süsteemihaldurite taastekavades.

Täiendavate riskidena on riskianalüüsi juures käsitletud alltoodud riske:

- Elektrisüsteemi või selle osa kustutamine küberrünnaku tagajärjel. Riskide maandamiseks on koostatud tegevuskavad ning ennetavad meetmed küberrünnakute ärahoidmiseks ning lahendamiseks.
- Mitme olulise võrguelemendi samaaegne väljalülitumine loodusnähtuste mõjul. Loodusnähtused nagu tugev tuul, jäide ja metsatulekahjud võivad suhteliselt lühikese ajavahemiku jooksul tööst välja viia mitmeid olulisi ülekandeliine. Riski maandamiseks on tagatud olulisemate võrguelementide dubleeritus ning varundamine. Seadmete kahjustumise korral hinnatakse seadmete seisukorda ja teostatakse seadmete avariiline hooldus või vahetus.
- Erakordselt külmast ilmast tingitud tootmisvõimsuste puudujääk. Elektrisüsteem saab funktsioneerida ainult siis, kui elektri tootmine võrdub igal ajahetkel tarbimisega. See on tehniline tingimus, mis eksisteerib sõltumatult riigipiiridest. Ühegi riigi elektrisüsteemi toimimine ei ole ohus, kui selle riigi sees toodetakse elektrit vähem kui tarbitakse tingimusel, et mõnes naaberriigis on olukord vastupidine ning riikidevahelisi ülekandevõimsusi on piisavalt. Oht elektrisüsteemi toimimisele tekib siis, kui talvel esineb harvanähtavalt külm ilm ning kõigis regiooni elektrisüsteemides pole piisavalt tootmisvõimsusi, et katta süsteemi kogutarbimist. Riskide maandamiseks on koostatud vastavad tegevuskavad ja protseduurid, mis aitavad võimsuse puudujäägi korral tagada kriitiline elektrivarustus.
- Seadmete tehnilisest seisukorrast tulenevate elektrikatkestuste tekkimine. Erinevalt näiteks üldehitusest ei ole energeetikaseadmete puhul tavaliselt defektid ja puudujäägid silmaga avastatavad. Vead võivad olla automaatikaseadmetes, primaarseadmete kesta sees (nt trafodes). Automaatikaseadmete või nende seadistuse vead võivad halvimal juhul viia seadmete asjatute väljalülitumiseni, trafode, lülitite jms primaarseadmete vigastused aga lühisteni, mille tulemusel lülitavad automaatikaseadmed vigastunud primaarseadmed välja ning elektrivarustus võib katkeda. Riski maandamiseks on tagatud olulisemate võrguelementide dubleeritus ning varundamine. Seadmete kahjustumise korral hinnatakse seadmete seisukorda ja teostatakse seadmete avariiline hooldus või vahetus.

2.6 SÜSTEEMI JUHTIMISE VÕIMEKUSE ÜLEVAADE

2.6.1 2021/2022. aasta talveperiood (november – veebruar)

Talvekuude temperatuurid osutusid paljuaastasest keskmisest valdavalt soojemaks. Ainsana oli jahedam vaid detsembris. Seevastu novembris ja aasta esimestel kuudel oli õhk paljuaastasest keskmiselt 2,2 kraadi võrra soojem.

Keskmine netotarbimine vähenes 2021/2022. aasta talveperioodil aasta varasemaga võrreldes ühe protsendi võrra 1082 MW-ni ning tiputarbimiseks fikseeriti 1552 MW. Keskmine elektritoodang kasvas mullusega võrreldes ligikaudu kolmandiku võrra 863 MW-ni. Maksimaalseks ja minimaalseks elektritoodanguks fikseeriti vastavalt 1491 MW ja 255 MW. Eleringi võrguga ühendatud tuuleparkide maksimaalseks tootmiseks mõõdeti 308 MW.

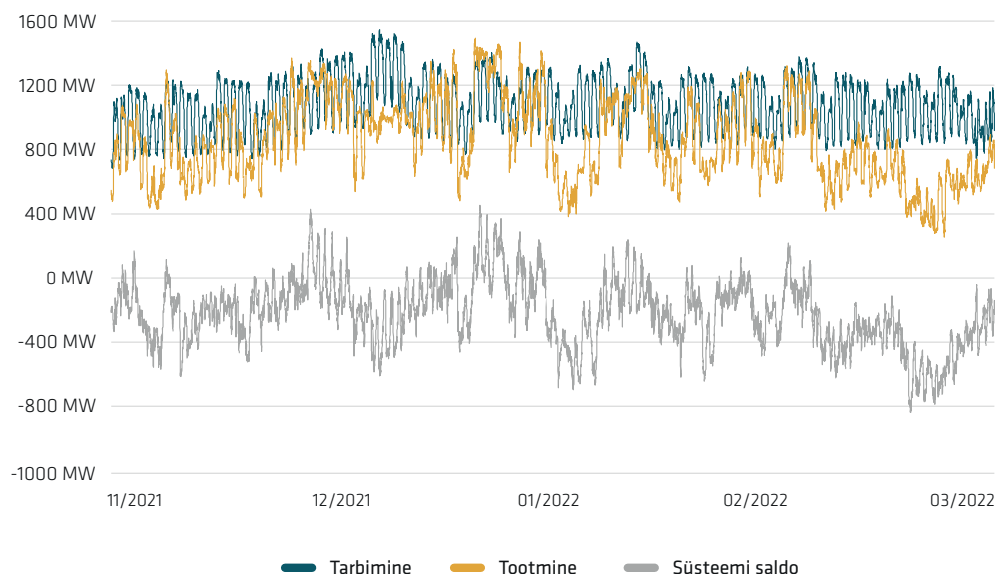
Toodangu kasvust hoolimata oli elektrisüsteem siiski lõviosa ajast elektrienergiat importiv – kohalik tootmine kattis sisemaist tarbimist keskmiselt 14 protsenti ajast. Elektrisüsteem importis keskmiselt 219 MW.

Kokkuvõtte Eesti elektrisüsteemi talitluse parameetrite kohta 2021/2022. aasta talveperioodil (01.11.2021-1.03.2022) on esitatud alljärgnevas tabelis (Tabel 2.1) ning joonisel (Joonis 2.3).

Tabel 2.1
Eesti elektrisüsteemi
talitlusparameetreid
2021/2022. aasta
talveperioodil

	Väärtus, MW	Ajavahemik / Aeg
Eesti maksimaalne netotarbimine	1552	07.12.2021 kell 10:55-11:00
Eesti minimaalne netotarbimine	677	01.11.2021 kell 03:55-04:00
Eesti keskmine netotarbimine	1082	1.11.2021 00:00 - 1.03.2022 00:00
Eesti maksimaalne netogenererimine	1491	20.12.2021 kell 10:20-10:25
Eesti minimaalne netogenererimine	255	22.02.2022 kell 03:55-04:00
Eesti keskmine netogenererimine	863	1.11.2021 00:00 - 1.03.2022 00:00
Eleringi võrku ühendatud tuuleparkide maksimaalne genererimine	308	27.11.2021 kell 19:30-19:35
Eesti maksimaalne eksport	452	21.12.2021 kell 01:10-01:15
Eesti maksimaalne import	-838	17.02.2022 kell 14:25-14:30
Eesti keskmine eksport	-219	1.11.2021 00:00 - 1.03.2022 00:00

Joonis 2.3
Eesti elektrisüsteemi
tarbimine, tootmine
ja import/eksport
2021.-2022. aasta
talveperioodil



2.6.2 2022. aasta suveperiood (mai – august)

2022. aasta suveperioodi õhutemperatuur osutus paljuaastasest keskmisest soojemaks – juunis ja augustis mõõdetud temperatuur oli paljuaastasest kahe kraadi võrra soojem, maikuu aga kraadi võrra jahedam. Eesti keskmine ja miinimum netotarbimine jäi möödunud aasta suveperioodiga võrreldes samale tasemele. Maksimaalseks netotarbimiseks mõõdeti 1328 MW, osutudes mullusest kümme protsenti kõrgemaks.

Elektri tootmise näitajad kasvasid võrreldava perioodiga märkimisväärselt. Keskmiselt toodeti elektrit 832 MW ning maksimaalseks tootmiseks kujunes 1658 MW. Varasema aasta suveperioodiga võrreldes kujunesid need näitajad vastavalt 46 ja 60 protsenti kõrgemaks. Päikeseelektrijaamade maksimaalseks toodanguks kujunes 381 MW ning Eleringi võrku antud tuuleelektrijaamade maksimaalseks toodanguks fikseeriti 202 MW.

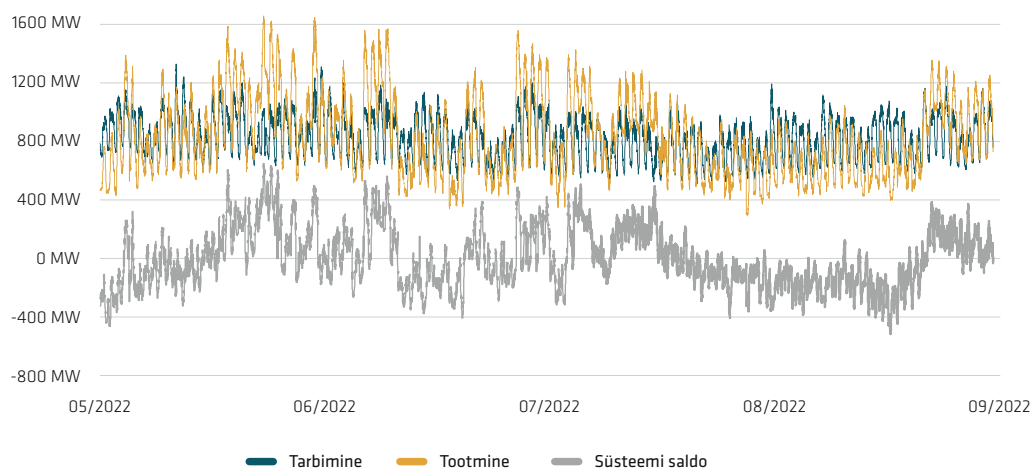
Kui mullusel suveperioodil suutis Eesti elektrisüsteem tarbimist kohaliku tootmisega katta kõigest kolm protsenti ajast, siis 2022. aasta suveperioodil ületas kohalik tootmine tarbimist 46 protsenti tundidest. Suveperioodi maksimaalne eksport oli 650 MW ning maksimaalne import 520 MW. Keskmiselt oli Eesti elektrisüsteem 8 MW tunni ulatuses netoeksportiv.

Kokkuvõtte Eesti elektrisüsteemi talitluse parameetrite kohta 2022. suveperioodil (01.05.2022-1.09.2022) on esitatud alljärgnevas tabelis (Tabel 2.2) ning joonisel (Joonis 2.4).

Tabel 2.2
Eesti elektrisüsteemi
talitlusparameetrid
2022. aasta
suveperioodil

	Väärtus, MW	Ajavahemik / Aeg
Eesti maksimaalne netotarbimine	1328	11.05.2022 kell 11:10 - 11:15
Eesti minimaalne netotarbimine	513	24.06.2022 kell 04:30 - 04:35
Eesti keskmine netotarbimine	824	1.05.2022 - 1.09.2022
Eesti maksimaalne netogenerereerimine	1658	23.05.2022 kell 13:15 - 13:20
Eesti minimaalne netogenerereerimine	295	29.07.2022 kell 03:10 - 03:15
Eesti keskmine netogenerereerimine	832	1.05.2022 - 1.09.2022
Eleringi võrku ühendatud tuuleparkide maksimaalne generereerimine	202	03.05.2022 kell 14:50 - 14:55
Päikeseelektrijaamade maksimaalne generereerimine	383	05.08.2022 kell 13:00 - 14:00
Eesti maksimaalne eksport	650	23.05.2022 kell 13:15-13:20
Eesti maksimaalne import	-520	17.08.2022 kell 21:35-21:40
Eesti keskmine eksport	8	1.05.2022 - 1.09.2022

Joonis 2.4
Eesti elektrisüsteemi
tarbimine, tootmine ja
import/eksport 2022.
aasta suveperioodil



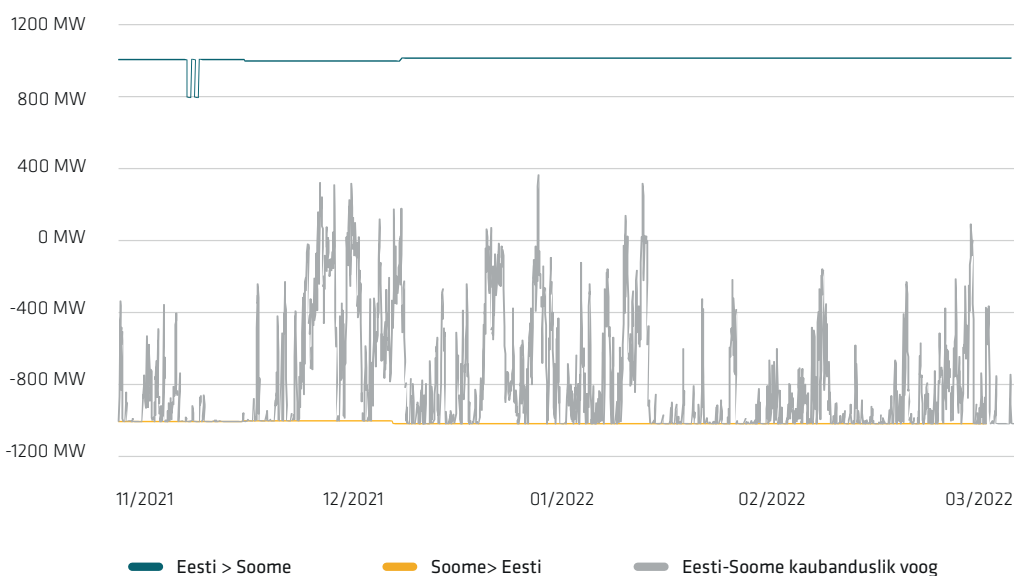
2.6.3 Piiriülesed maksimaalsed ülekandevõimsused (TTC) 2021/2022. aasta talveperioodil

2021/2022. aasta talveperioodil oli elektrienergia transport 98% ajast suunaga Soomest Baltimaadesse, saavutades 37% ajast maksimaalse ülekandevõimsuse piiri.

Eesti-Soome ristlõikel olid ülekandevõimsused piiratud mõlemas suunas kuni 15 MW, mida kohaldati Estlink-2 merekaabli töökindluse tagamise eesmärgil⁸. Kõnealust piirangut rakendati kuni 9. detsembrini. Vahemikus 10.-11. november rakendati 218 MW ulatuses piiranguid seoses hooldustöödega Kiisa alajaamas⁹. Ristlõike ülekandevõimsused ja füüsilised energivood on toodud joonisel 2.5.

Keskmine võimsusvoog Eesti-Soome ristlõikel suurenes võrreldes eelmise aasta sama perioodiga 18%, olles keskmiselt 795 MW (eelmisel talveperioodil oli keskmine võimsusvoog 675 MW).

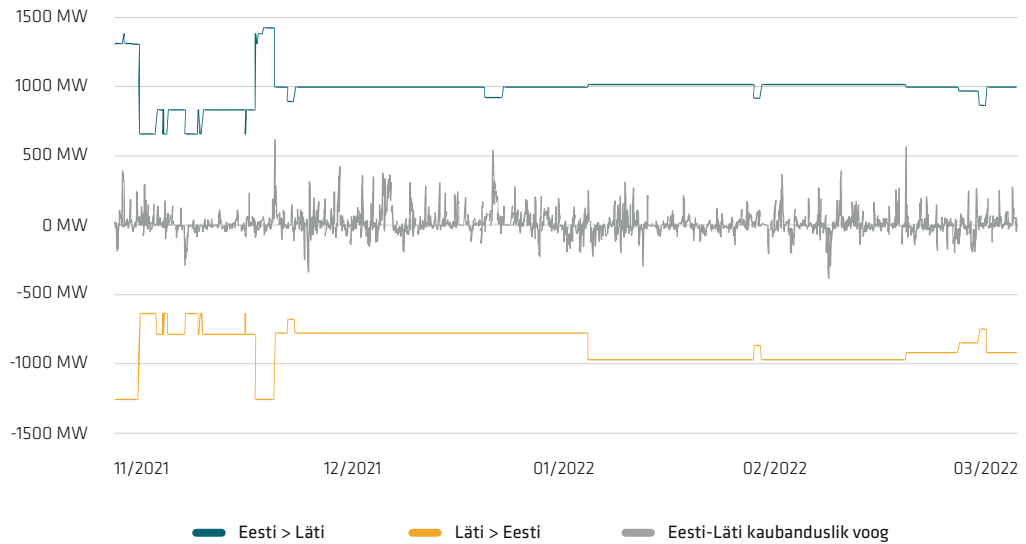
Joonis 2.5
Eesti-Soome ristlõike
võimsusvood
2021/2022. aasta
talveperioodil



Eesti ja Läti vaheline keskmine võimsusvoog kahanes eelmise aasta sama perioodiga märgatavalt, olles keskmiselt 13 MW (eelmisel talveperioodil oli keskmine võimsusvoog 213 MW). Tunde, kui ülekandevõimsus Eestist Lätti oli maksimaalselt kasutatud, oli kõigest üks. Võimsusvoog liikus suunal Eestist Lätti 49 protsenti ajast ning 51 protsenti suunaga Lättist Eestisse. Maksimaalne ülekandevõimsus talveperioodil Läti suunas oli 1424 MW ja Eesti suunas 1259 MW. Minimaalne ülekandevõimsus Läti suunal oli 660 MW ja Eesti suunal 640 MW.

Eesti-Läti ristlõike 2021/2022. aasta ülekandevõimsused ning summaarsed tarded talveperioodil on toodud joonisel 2.6.

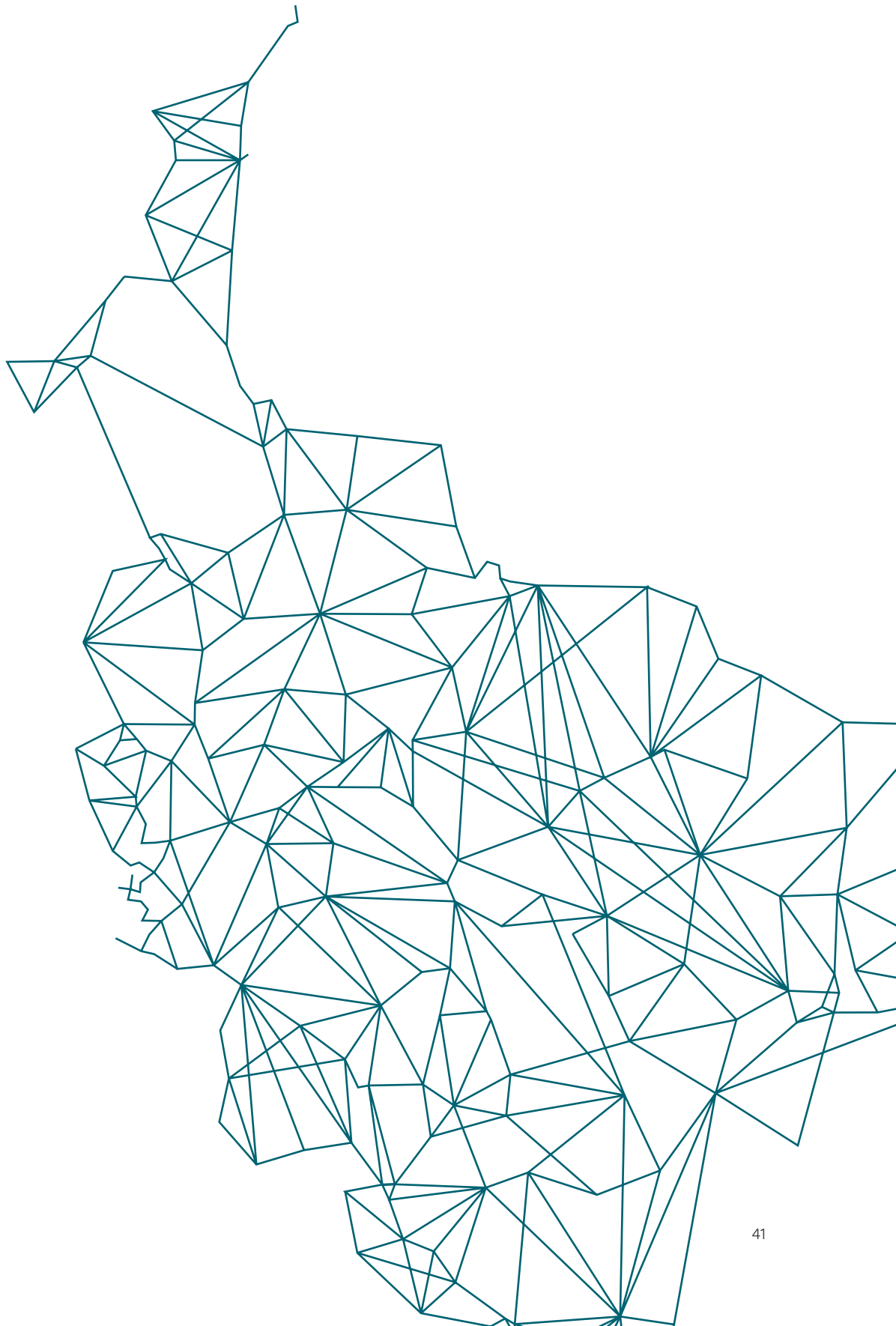
Joonis 2.6
Eesti-Läti ristlõike
võimsusvood
2021/2022. aasta
talveperioodil



Olukorras, kus füüsiline energivoog ületab võrgu läbilaskevõimsust ning on oht süsteemi juhtimise võimekusele, siis tuleb füüsilise ülekoormuse eemaldamiseks teha vastukaubandust. Vastukaubandust teostatakse ainult operatiivtunnil, ennetavalt (näiteks 8 tundi ette) vastukaubandust ei teostata. Vastukaubanduse teostamiseks suurendatakse genereerimist piirkonnas, kuhu aktiivvõimsusvoog siseneb ja vähendatakse genereerimist piirkonnas, kust aktiivvõimsusvoog väljub (väljus). Tagamaks elektrisüsteemide võimsusbilansside jäämine tasakaalu, peab genereerimise suurendamine ja vähendamine olema samas ulatuses. Peamiselt tuleb teha vastukaubandust Eesti ja Läti vahel (vahelduvvoolu ühendus) just suveperioodil, kui lisaks Läti ja Leedu impordile väheneb liinide ülekandevõimsus välisõhutamperatuuri tõusu tõttu. Suured võimsusvood Läti või Eesti suunas võivad tekitada olukordi, kus koormatakse üle riikidevaheliste liinide ristlõiked ja tekib oht võimsuse ülekande katkemiseks. Selle vältimiseks kasutatakse süsteemihaldurite vahelises koostöös vastukaubandust. Eelmisel talveperioodil vastukaubandust ei teostatud. Tabelis 2.3 toodud maksimaalsed tehnilised ülekandevõimsused talvel ja suvel.

Tabel 2.3
Maksimaalne tehniline
ülekandevõimsus
Eesti ristlõigetel
talvel ja suvel

Maksimaalne tehniline ülekandevõimsus (TTC)	EE → LV	LV → EE	EE ↔ FI	EE → RU	RU → EE
Talvel 0 °C	1610	1600	1016	910	910
Suvel +25 °C	820	920	1016	350	360





3 Võrgu võimekus

- **Elektrivõrk on viimasel aastal olnud endiselt töökindel ja Eesti alalisvoolu ühendused on ühed Euroopa töökindlamad.**
- **2022. aasta sügiseks on ülekandevõrgus väljaehitatud võrguühendusi ca 5000 MW ulatuses, mis ületab oluliselt Eesti tiputarbimist ning liitumisvõimsuseid lisandub võrku veelgi.**
- **Eleringi lähiaastatel tehtavad suuremad võrguinvesteeringud on seotud Kesk-Euroopaga Sünkroniseerimise projekti ja EU taastepaketiga ning oleme alustanud täiendavate ühenduste eelplaneerimist Soome ja Lätiga.**
- **Eleringil on loodud investeerimiskavad, olemaks valmis koormuskeskuste tarbimise kasvuks seoses energiatarbimise elektrifitseerimisega.**

3.1	VÕRGU ARENGUPLAAN	45
3.1.1	Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroniseerimise raames tehtavad investeeringud	46
3.1.2	Piiriülesed võrguinvesteeringud	47
3.1.3	Lääne-Eesti ja saarte elektrivõrgu tugevdamine – taastepaketist tehtavad investeeringud	49
3.1.4	Eesti-sisese võrgu arenguplaan	50
3.1.4.1	Tallinn ja Tallinna ümbrus	50
3.1.4.2	Kirde-Eesti	51
3.1.4.3	Tartu piirkond	53
3.1.4.4	Pärnu piirkond	54
3.2	VÕRGUGA LIITUMISE VÕIMEKUS	55
3.2.1	Vabad liitumisvõimsused	55
3.2.2	Lahutuskohtade kasutamine 110 kV elektrivõrgus	57
3.2.3	Paindlik liitumine	57
3.2.4	Salvestusseadmete ühendamise võimalus	58
3.3	ELEKTRIVÕRGU TALITLUSKINDLUS	62
3.3.1	Väljalülitumised ja andmata jäänud elektrienergia	63
3.3.2	Programmide „Liinid puuvabaks“ ja „Kindel võrk“ täitmisest	70
3.3.3	Eleringi varade haldamise põhimõtete uuendamine	71

Võrgu võimekus on osa varustuskindlusest ja mõjutab andmata jäänud elektrit. Võrgu võimekust kirjeldav ning varustuskindlusesse üksüheselt üle kantav indikaator on võrgu talitluskindlus, mille kvaliteedinäitaja on samuti andmata jäänud elektrienergia. Täna ülekandevõrgu talitluskindlust võib pidada heaks ning see on trendina ajas paremaks läinud. Väga suur mõju aastas andmata jäänud elektrile on erakorralistel sündmustel. Paraku erakorralisi sündmusi ette ennustada ei ole võimalik ja prognoosides kasutada ei saa. Suuremaid rikkeid käsitleb Elering eraldi ning nende kohta viib Elering läbi põhjaliku analüüsi. Analüüsi tulemuste põhjal rakendatakse vajadusel lisameetmeid ning ettevaatusabinõusid sarnaste võimalike erakorraliste juhtumite ärahoidmiseks tulevikus. Talitluskindluse aspekte kirjutab lahti täpsemalt Võrgu talitluskindluse alapeatükk.

Võrgu efektiivsus ja võrguga liitumise võimekus ei ole otseselt lõpptarbijale andmata jäänud elektriga mõõdetav, vaid välja on töötatud teatud standardid ja põhimõtted, mis varustuskindluse eesmärki aitavad täita. Võrgu arenguplaani peatükk kirjeldab perspektiivseid võrguinvesteeringuid. Võrgu investeeringute planeerimisel on lähtutud tasakaalupunkti, et oleks tagatud piisav häirekindlus vastavalt võrgueeskirjas toodud normidele ja Euroopa süsteemi juhtimise eeskirjadele. Iga tulevikuinvesteering kaalutakse hoolikalt läbi ning leitakse sellised lahendused, mis tagavad piisava varustuskindluse vähima ühiskondliku kuluga. Vähim ühiskondlik kulu arvestab võrku tehtavaid investeeringu- ja käidukulusid. Optimaalse võrgu arenguplaani peatükk võtab kokku nii Mandri-Euroopaga Sünkroniseerimisega seotud investeeringud kui ka riigisisese võrgu arendamise plaanid. Optimaalset elektrivõrku ei saa tulevikus vaadata ilma paindlikkuseta. Täna kaalutakse võimalusi, kus võrguinvesteeringud oleks võimalik asendada või edasi lükata piisava koguse paindlikkuse teenusega (tarbimise ja tootmise juhtimine). Paindlikkuse kaudu on võimalik teoreetiliselt saavutada piiratud võrguressursi maksimaalne ära kasutamine, kus ülekoormuste marginaal asendatakse garanteeritud koguses juhitava võimsuse reguleerimisteenusega. Paindliku juhtimise printsiipi kirjeldatakse täpsemalt all olevas peatükis. Täna on Eleringiga juba liitunud paindlikke võimsusi, mida on võimalik ülekoormuste korral alla reguleerida kliendiga kokkulepitud põhimõtete järgi.

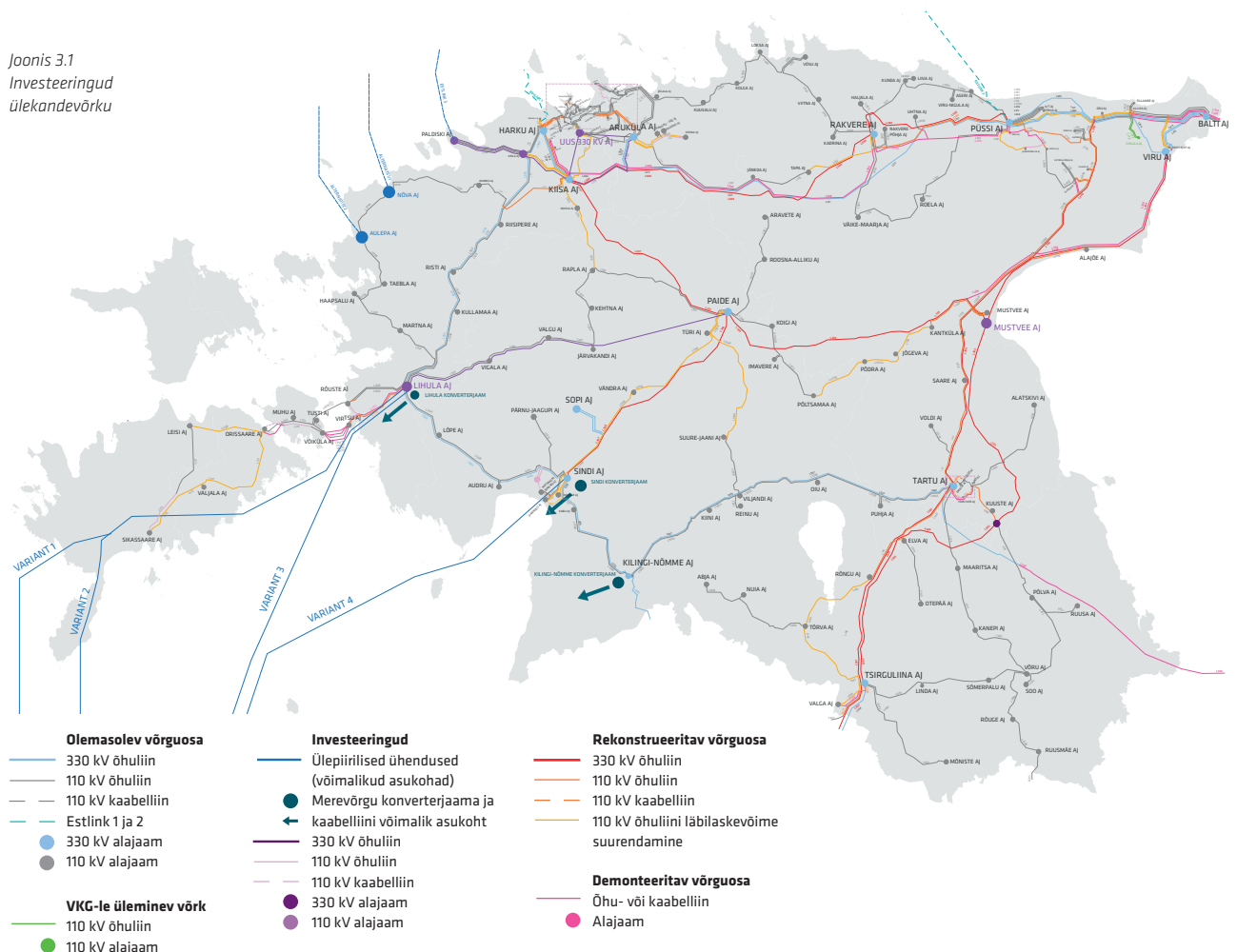
Võrguga liitumise võimekus tagab selle, et tarbimisnõudluse katmiseks vajaliku elektrienergia tootmiseks ühendatakse võrku uusi tootmiseseadmeid ning võrk oleks uutele tootmiseseadmetele atraktiivne. Lõpuks tuleb elekter ikkagi elektrijaamast ning toodetud ja tarbitud elektrienergia tasakaal peab lühemas või pikemas ajaintervallis olema tagatud. Võrguga liitumise võimalusi ja paindliku liitumise kontseptsiooni kirjeldab täpsemalt Võrguga liitumise võimekuse peatükk. Üheks probleemkohaks võrguga liitumise võimekuse kontekstis on nõ. fantoomelektrijaamad, mille jaoks on välja ehitatud liitumispunktid ning mille tarvis on reserveeritud võrgu läbilaskevõime, kuid mis reaalset varustuskindlusele kaasa ei aita. Selline olukord takistab reaalsete tootmiseseadmete võrku ühendamist, kes täna oleksid valmis liituma, kuid piirkonnas lepingutega seotud fantoomelektrijaamade broneeritud võrguressursi tõttu tuleks liitujatel teha olulises mahus täiendavaid võrgutugevdusi. See omakorda viib selleni, et projekt muutub mittetasuvaks ja uue tootmiseseadme arendus peatub. Täna uute tootmisvõimsuste liitumiste olukorda võib tegelikult pidada heaks, arvestades seda, et liitumise võimalusi Eesti elektrivõrku on kordades suuremas mahus kui on Eesti tiputarbimine. Oluline on elektrijaama projektide tegelik realiseerumine.

3.1 VÕRGU ARENGUPLAAN

Allolev kaart annab ülevaate Eesti ülekandevõrku tehtavatest investeeringutest aastatel 2022-2031. Kaardil on selguse mõttes kujutatud ainult suuremahulisi investeeringuid, nagu uute liinide/alajaamade ehitus ja olemasolevate liinide rekonstrueerimine või asendamine kaabelliinidega. Detailsem investeeringute kava asub [Elering AS-i kodulehel](#). Kava uueneb eeldatavalt jaanuaris 2023. Lisaks Eleringi kinnitatud investeeringutele on kaardil kuvatud võimalikke arenguperspektiive. Kaardil kujutatud investeeringud jagunevad järgmiselt:

- Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroniseerimise raames tehtavad investeeringud**
 Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroniseerimise raames on praeguseks lõpetatud Eesti-Läti kolmanda 330 kV ühenduse rajamine ning käsil on põhja-lõunasuunaliste 330 kV õhuliinide rekonstrueerimine. Sünkroniseerimiseks tehtavatest investeeringutest on lähemalt räägitud peatükis 3.1.1.
- Piiriülesed võrguinvesteeringud**
 Planeerimisel on Eesti-Soome kolmanda ja Eesti-Läti neljanda ühenduse rajamine ning Läänemere merevõrgu arendamise projekt. Investeeringud on kirjeldatud peatükis 3.1.2.
- Lääne-Eesti ja saarte elektrivõrgu tugevdamine – taastepaketist tehtavad investeeringud**
 Lääne-Eesti ja saarte haja- ja taastuvelektri mahtude suurendamist võimaldavate võrguinvesteeringute programm näeb ette investeeringuid 110 ja 330 kV elektrivõrku, mida kirjeldatakse peatükis 3.1.3.
- Eesti-sisesed võrguarengud**
 Tegemist on elektrivõrgu töökindluse, läbilaskevõime ja efektiivsuse tagamiseks ning võrgu vananemise peatamiseks tehtavate investeeringutega, mida on kirjeldatud peatükis 3.1.4.

Joonis 3.1
Investeeringud
ülekandevõrku



3.1.1 Mandri-Euroopa sagedusalaga sünkroniseerimise raames tehtavad investeeringud

Sünkroniseerimise eelduseks on Eesti sisemaise põhja-lõunasuunalise 330 kV võrgu ja olemasolevate Eesti-Läti 330 kV õhuliinide tugevdamine ning kolmas Eesti-Läti 330 kV õhuliin Tallinna ja Riia vahel. Eesti-Läti kolmas ühendus on tänase seisuga valmis ja töös. Valminud ühendusega kasvas oluliselt nii Eesti kui Läti elektrisüsteemi varustuskindlus ja paraneb läbilaskevõime Eesti ja Läti vahel.

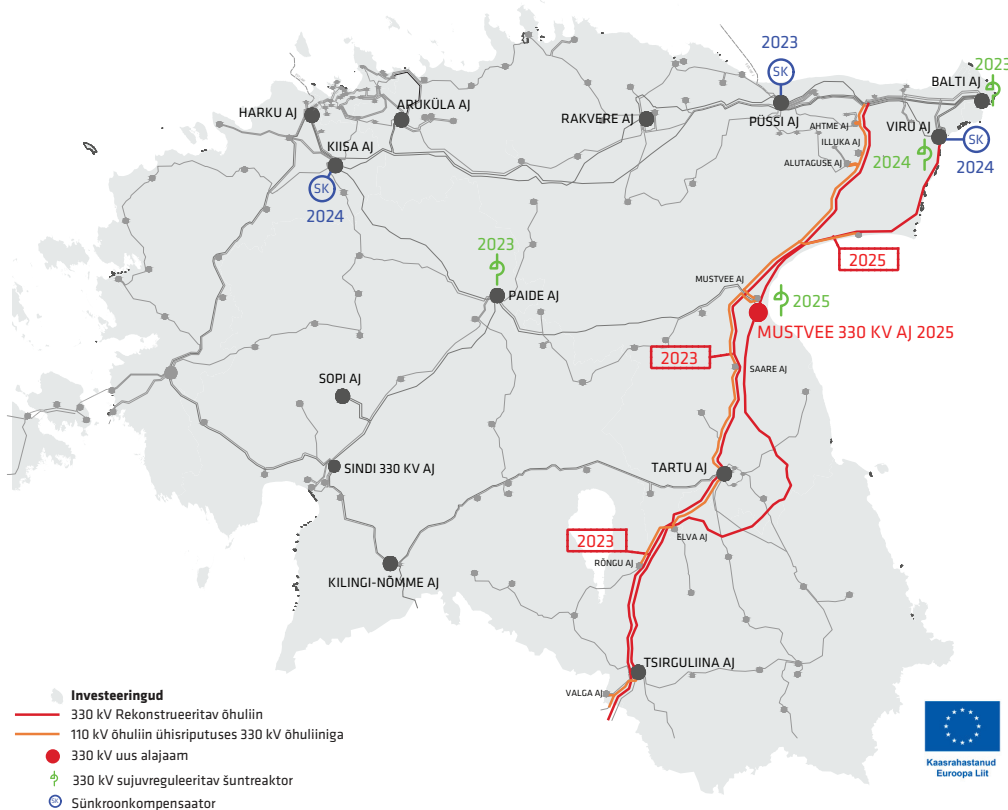
Alanud on olemasolevate Balti-Tartu-Valmiera ja Viru-Tsirguliina 330 kV õhuliinide tugevdamine. Liinide rekonstrueerimisel on plaanis kaotada osa 110 kV õhuliini trasse ning rekonstrueerida olemasolevad paralleelselt kulgevad 110 kV õhuliinid ühisriputusega samadele mastidele 330 kV õhuliinidega. Balti-Tartu ja Tartu-Valmiera õhuliinide rekonstrueerimisel paigaldatakse nendega osaliselt samadele mastidele paralleelsetes trassikoridorides kulgevad Ahtme-Illuka, Illuka-Alutaguse, Alutaguse-Mustvee, Mustvee-Saare, Tartu-Saare, Tartu-Elva, Elva-Rõngu ning Tsirguliina-Valka 110 kV õhuliinid. Ühisriputus võimaldab vähendada mõju keskkonnale ning kokku hoida tulevikus trasside ja liinide hoolduskuludelt. Samuti ehitatakse Mustvee 330 kV alajaam, kuhu ühendatakse Viru-Tsirguliina ja Viru-Paide 330 kV õhuliin, mille tulemusena tekib kolme otsaga liin: Viru-Tsirguliina-Paide. Nimetatud investeeringute teostamiseks on kokkulepe Euroopa Liidu fondidest kaasabirahastuseks 75% ulatuses.

Teiseks oluliseks sünkroniseerimise eelduseks on minimaalse vajaliku inertsi ja lühisvõimsuse taseme tagamine, mis garanteerib elektrisüsteemi sagedus-, pinge- ja rootornurgastabiilsuse nii normaal- kui ka süsteemi häiritud olukorras. Sünkroonkompensaator on elektrivõrku ühendatav seade, mis aitab tagada süsteemi toimimiseks vajaliku inertsi ehk mehaaniliselt pöörleva massi ning samuti toetab sünkroonkompensaator süsteemi lühisvõimsuse ning vajadusel reaktiivvõimsuse reserviga. Sünkroonkompensaatorid paigaldatakse Viru, Püssi ja Kiisa 330 kV alajaamadesse.

Seoses sünkroniseerimise projektist tuleneva ülekandesüsteemi topograafia ja konfiguratsiooni muutusega genereeritakse ülekandesüsteemis rohkem reaktiivenergiat ja väheneb seadmete hulk, mis võimaldavad pinget juhtimise panustada. Kirde-Eesti tootmisvõimsuste järkjärguline vähenemine ja Venemaa-suunaliste liinide tööst välja viimine tingib olukorra, kus teatud perioodidel tuleb süsteemil hakkama saada suurenenud reaktiivenergiavoogudega. Sellest tulenevalt lisatakse pingeguhtimise seisukohalt strateegilistesse võrgusõlmedesse (Viru, Balti, Paide ja Mustvee 330 kV alajaamad) reaktiivenergia kompenseerimiseseadmed.

Täpsem liinide rekonstrueerimise järjekord ning sünkroonkompensaatorite ja pingeguhtimiseseadmete asukohad on esitatud alloleval joonisel:

Joonis 3.2
Sünkroniseerimise
projekti raames
rekonstrueeritavad liinid,
sünkroonkompensaatorite
ja pingeguhtimiseseadmete
asukohad



3.1.2 Piiriülesed võrguinvesteeringud

Läänemere energiavõrk ehk Baltic Offshore Grid Initiative

Aastal 2020 alkirjastas Elering koos teiste Läänemere-äärsete elektrienergiaga süsteemihalduritega (Soome Fingrid Oyj, Rooti Affärsverket Svenska Kraftnät, Taani Energinet SOV, Saksamaa põhjaosa 50Hertz Transmission GmbH, Läti AS Augstsprieguma tīkls ja Leedu Litgrid AB) ühiste kavatsuste protokoll, et alustada koostööd ühise mereenergiavõrgu arendamiseks¹⁰. Läänemere energiavõrk on Läänemere-äärseid riike ning meres paiknevaid tuuleparke ühendav energiaülekandevõrgustik, mis aitab saavutada kliima- ja energiapoliitika eesmärkide saavutamise kogu regioonis. Samuti on Läänemere energiavõrgu üheks väljundiks läbi paremate ühenduste energia varustuskindluse ja -julgeoleku tagamine regioonis. Süsteemioperaatorite vahelise koostöö raames, kuhu on kaasatud ka teised asjakohased organisatsioonid ja ettevõtted (nagu näiteks ENTSO-E, Euroopa Komisjon) viiakse läbi erinevaid uuringuid ja analüüse Läänemere energiavõrgu arendamiseks.

Eesti mereenergiavõrk

Arvestades nii Läänemere piirkonna elektrituru integreerimise, varustuskindluse ja energiajulgeoleku kui ka Euroopa Liidu kliima- ja taastuvenergia eesmärke, on vajalik arendada ja rajada uusi ning täiendavaid elektrienergia ülekandevõimsusi Eestis meie naaberriikidega. Sellest vajadusest annab selge indikatsiooni viimase aasta (2022) jooksul kasvanud hinnavahe Eesti ja Soome turupiirkondade vahel, kus hinnavahe on kohati küündinud lausa mitmesajakordseks¹¹. Kasvanud hinnavahe põhjuseks on suurtes mahtudes tehtavad tuuleenergia investeeringud Soomes ja ülekandevõimsuste pudelikaelad selle energia eksportimiseks.

EstLink 3

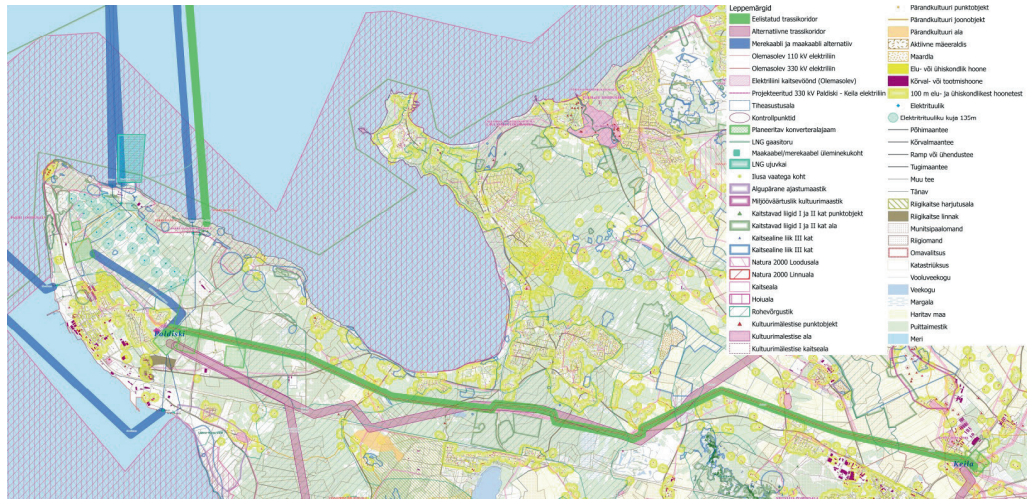
2022. aasta juunis kirjutasid Eesti ja Soome elektrisüsteemi haldurid Elering ja FinGrid alla vastastikuse mõistmise memorandum, milles leppisid kokku ühise tööprotsessi käivitamise Eesti-Soome kolmanda elektriühenduse (EstLink 3) rajamiseks (ehk nõ Eesti põhjasuunaline merevõrk). Kokkuleppe kohaselt hõlmavad ühised tegevused nii tehnilisi küsimusi, vajalikke investeeringuid kui asjakohast ajagraafikut. EstLink 3 planeeritav alalisvoolu ühendusvõimsus on 700-1000 MW. Eelduslikult võiks uus ühendus käivituda 2035. aastal. Leidmaks sobivamaid võimalusi kõrgepingeliinide trassikoridoriks nii maismaal kui merel, viidi Eleringi poolt läbi EstLink 3 trassikoridori eeluuring. Töö tulemusena leiti, et kõige optimaalsem on Eesti ja Soome põhivõrku ühendav täiendav ülekandeliin rajada algusega Paldiskist. Analüüsi oli kaasatud ka Läänemaa alajaamad Nõval ja Aulepas, kuid kuna need võrreldes Paldiskiga oleksid kilometraažilt pikemad, siis lühem trassikoridor kokkuvõttes tähendab soodsamat rajamismaksumust. Samuti andis lisaelistuse Paldiski-Keila trassikoridorile aspekt, et antud koridor jälgib üksühele Keila-Paldiski 330/110 kV kõrgepingeliini detailplaneeringut¹². Detailplaneeringu käigus on liinide asukohad täpsemalt üle vaadatud ning kriitilisemates asukohtades on kooskõlastused maaomanike ja ametkondadega saavutatud.

¹⁰ <https://elering.ee/en/tsos-agreed-strengthen-cooperation-future-offshore-grid-baltic-sea>

¹¹ NordPool: kus nt 16. august 2022 kell 23.00 on Eestis elektri hind 500,96€/MWh ja Soomes 13,75€/MWh. <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Hourly/?view=table>.

¹² Harku Vallavolikogu ja Lääne-Harju Vallavolikogu on vastavalt 26.11.2020 otsusega nr 94 ja 31.08.2020 otsusega nr 60 algatanud Keila-Paldiski 330/110 kV elektriliini trassikoridori detailplaneeringud ning keskkonnamõju strateegilise hindamise. Eeldatavasti läheb planeering vastuvõtmisele 2022. aasta suvel.

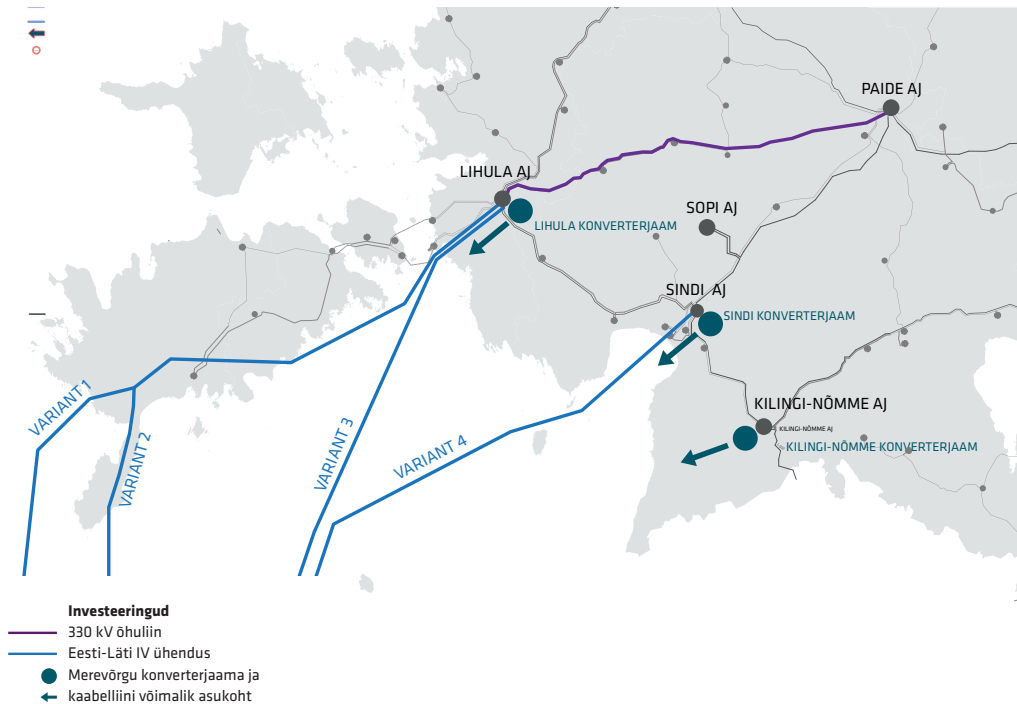
Joonis 3.3
Estlink 3 võimalik
trassikoridor



Eesti-Läti 4. ühendus

Elering on arendamas täiendavaid piiriüleseid ühendusi ka Lätiga (nõ Eesti lõunasuunaline merevõrk). Lisaks 2020. aastal Eesti ja Läti riikide vahel sõlmitud ühtsete kavatsuste memorandumile tuuleenergeetika arendamiseks¹³, sõlmisid 2021. aasta kevadel mõlema riigi põhivõrgu ettevõtted (Lätis põhivõrgu operaator on AS Augstsprieguma tīkls) kokkuleppe, mille raames analüüsitakse ühiselt parimaid võimalikke lahendusi täiendava 700-1000 MW ülekandevõimsuse rajamiseks. Eesti-Läti 4. ülekandeliini trassikoridor ja täpne tehniline lahendus ei ole tänase seisuga veel paigas, kuna sõltub keskkonnamõjude hindamisest ning projekteerimisest. 2021.-2022. aastal viidi Eleringi poolt läbi Eesti-Läti 4. ülekandeliini võimalike trassikoridoride eelanalüüs, mille tulemusena täiendava ülekandevõimsuse tagamiseks sobivaim algus Eestis on läänerannikult suunaga Kura poolsaar Lätis. Alloleval joonisel on kujutatud Eesti-Läti 4. ühenduse võimalikud trassikoridoride valikud ja alajaamade võimalikud asukohad olemasolevas põhivõrgus ning uus Lihula-Paide 330 kV õhuliin (mis on vajalik rajada olemasoleva põhivõrgu tugevdamiseks).

Joonis 3.4:
Eesti-Läti 4. ühenduse
võimalikud trassikoridorid



3.1.3 Lääne-Eesti ja saarte elektrivõrgu tugevdamine – taastepaketist tehtavad investeeringud

Peatükis kirjeldatud investeeringute pakett on kaasrahastatud Euroopa Liidu taastepaketist (RRF¹⁴).

Ajalooliselt on elektri tootmine paiknenud Eestis peamiselt ühes piirkonnas – Ida-Virumaal. Taastuenergia tootmiseadmete (tuuleparkide, päikeseelektrijaamade) jaoks sobilikud asukohad paiknevad aga üle Eesti, eelkõige Lääne-Eestis, mis on taastuenergia tootmisvõimsuse võrguga ühendamise seisukohalt kõige nõrgem. Liitumisvõimaluste parandamiseks tuleb 110-330 kV võrgus teha olemasolevate õhuliinide läbilaskevõimete suurendamisega seotud investeeringuid ning siduda 110 kV võrk tugevamini 330 kV transiitvõrguga, et vähendada riikidevaheliste võimsusvoogude mõju läbi kohaliku 110 kV elektrivõrgu. Investeeringute tulemusena suureneb võrgu läbilaskevõime ja töökindlus, uueneb vananenud võrk ning likvideeritakse pudelikaelad. Samuti tõuseb ka vastupidavus kliimamuutustele – tormikindlus. Investeeringud on kavas teostada aastatel 2022-juuli 2026.

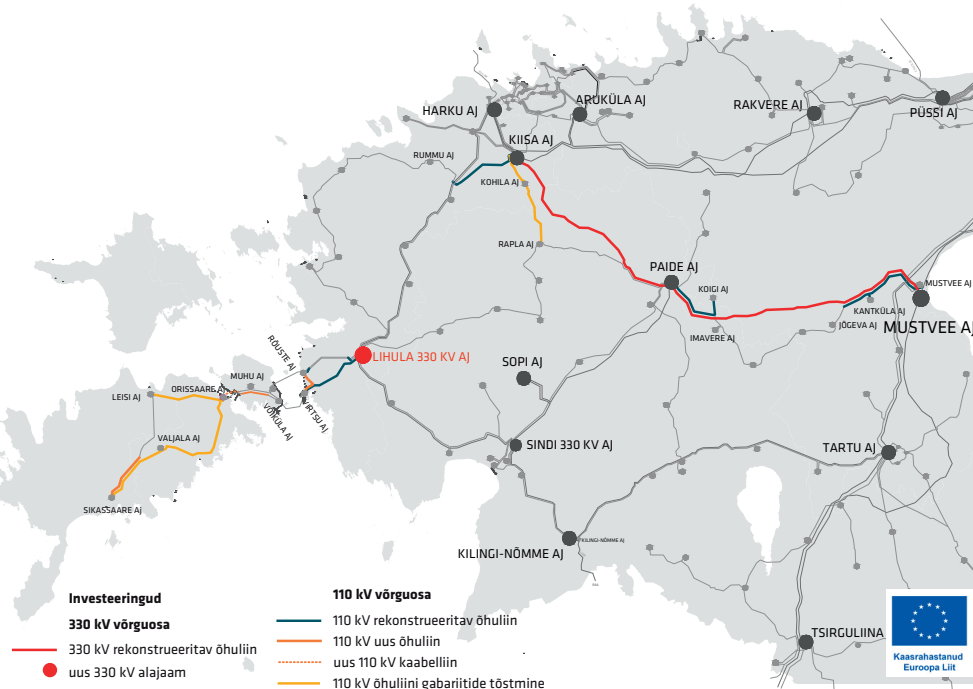
Programmi raames rekonstrueeritakse täies pikkuses läbilaskevõime suurendamiseks 330 kV Kiisa-Paide liin. Viru-Paide 330 kV õhuliin demonteeritakse Viru alajaamast kuni tulevase Mustvee alajaamani ning Mustvee alajaamast kuni Paide alajaamani ehitatakse uus liin (liinikoridor väheneb umbes 85 km) ehk Viru-Paide liini asemel tekib Mustvee-Paide liin. Mustvee-Paide liini rajamisel kasutatakse ühisriputuse võimalust 110 kV liinidega Paide-Koigi ja Mustvee-Kantküla.

Lihulasse ehitatakse uus 330/110 kV alajaam. Uue alajaama abil lühenevad lääne piirkonna 110 kV liinide pikkused, tänu millele vähenevad pingelangusest põhjustatud negatiivsed mõjud, kaod, suureneb varustuskindlus ning 330 - 110 kV võrgu seotus. Uue 330 kV alajaamaga väheneb põhja-lõunasuunaliste transiitvoogude mõju läbi Lääne-Eesti 110 kV võrgu, lisaks on planeeritava alajaama abil võimalik luua lahutuspunkte transiitvoogude täielikuks elimineerimiseks, eriti nõrgematel liinidel.

Saarte varustuskindluse suurendamiseks rekonstrueeritakse mandrilt saari toitvad liinid, Lihula alajaamast Rõuste ja Virtsu alajaamani. Rõuste ja Virtsu alajaamade ühendamiseks on vaja rajada uus 110 kV liin. Samuti tuleb Muhul rajada Võiküla-Orissaare paralleelliin eraldi mastidele, kuna Saaremaa, Hiiumaa ja osaliselt Muhu saart toitvad liinid on ühistel mastidel ehk masti purunemise korral katkeks täielikult toide mandriga. Sikassaare piirkonna varustuskindluse tõstmiseks rajatakse eraldi mastidele ka Sikassaare alajaama suunduvad liinid. Keskkonnamõjude vähendamiseks ja ilmastikukindluse tõstmiseks on vaja viia kaablisid üle Väikese väina tammi kulgev õhuliinilõik. Olemasolev üle Väinatammi kulgev õhuliin läbib lindude rändekoridori ning kuna liin kulgeb üle mere, siis on sellel tavapärasest suurem jäiteoht ja avatus tuultele. Läbilaskevõime suurendamiseks tõstetakse Lääne-Eesti ja saarte piirkonnas olemasolevate 110 kV liinide gabariite ehk suurendatakse maapinna ja juhtme vahelist kaugust.

Programmi raames tehtavaid investeeringuid on kujutatud alloleval joonisel:

Joonis 3.5
Lääne-Eesti ja saarte
haja- ja taastuvelektri
mahtude suurendamist
võimaldavad
investeeringud



3.1.4 Eesti-sisese võrgu arenguplaan

3.1.4.1 Tallinn ja Tallinna ümbrus

Suurima tarbimisega piirkond Eestis on Tallinn ja selle lähiümbrus ning tulevikuperspektiivis on ette näha tarbimise keskmisest kiiremat kasvu võrreldes teiste Eesti piirkondadega.

Tallinnas on käimas õhuliinide asendamine kaabelliinidega:

- L011 Harku-Veskimetsa kaabel- ja õhuliin (kaabli osa on valmis)
- L012 Harku-Kadaka kaabel- ja õhuliin (kaabli osa on valmis)
- L001 Harku-Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin
- L002 Harku-Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin
- L009 Kopli-Paljassaare osaline õhuliini asendamine kaabelliiniga
- L010 Paljassaare-Volta osaline õhuliini asendamine kaabelliiniga
- L8108 Iru-Viimsi 110 kV kaabelliini ehitamine
- L087 Harku-Tabasalu õhuliini asendamine kaabelliiniga

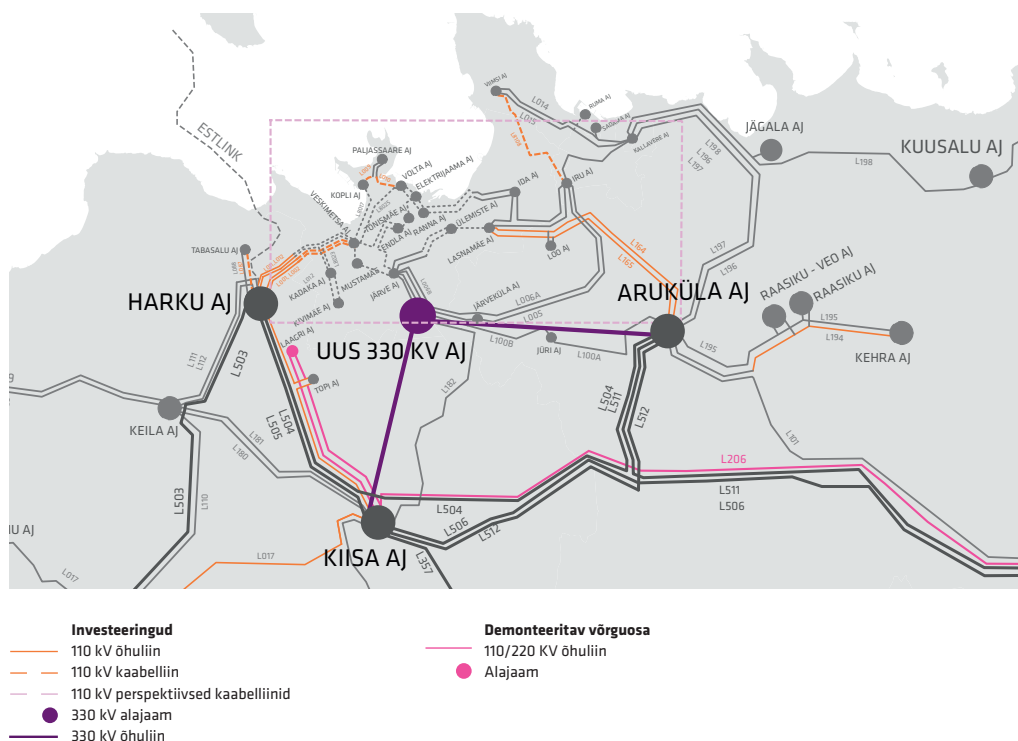
Valminud on Veskimetsa-Kadaka L8023, Veskimetsa-Kopli L8017 ja Veskimetsa-Volta L8025 kaabelliinid.

110 kV õhuliinidest rekonstrueeritakse Aruküla-Lasnamäe 110 kV õhuliinid ning Kehra-Aruküla liinid rajatakse eraldi mastidele, et oleks tagatud Kehra alajaama toide kahe üheahelalise liiniga. Aruküla-Kiisa-Harku 110 kV õhuliin rekonstrueeritakse Kiisa-Topi ja Topi-Harku liinideks ning demonteeritakse Laagri 110 kV alajaam ja Kiisa-Laagri 110 kV õhuliinid. Keila-Rummu ja Kiisa-Ellamaa 110 kV õhuliinid ühendatakse kokku ja moodustub õhuliin Kiisa-Rummu. Kiisa alajaama poolne liiniosa rekonstrueeritakse. Demonteerimisel on Eesti elektrisüsteemi ainus 220 kV pingel töötav liin L206 Püssi-Kiisa.

Tallinna võrk ei ole täna piisav suurenevate võimsuste ülekandmiseks ning seetõttu tuleb rajada Tallinnasse täiendav 330/110 kV alajaam Järve piirkonda (täpne asukoht ei ole veel teada). Alajaama on planeeritud kaks 200 MVA 330 kV jõutrafot ning alajaam ühendatakse uute 330 kV liinidega Kiisa ja Aruküla 330 kV alajaamadega. Alajaama ühendavad 110 kV liinid selguvad edasiste uuringute käigus. Lisaks uuele 330 kV alajaamale on vaja tugevdada 110kV võrku, rekonstrueerides eeldatavalt ca 25 km õhuliine kaabelliinideks. Uued kaabelliinid selguvad samuti edasiste analüüside käigus.

Suurima positiivse efekti annab uus alajaam, kui see asub võimalikult lähedal olemasolevale 110 kV kaablivõrgule. Sellisel juhul võtab uus alajaam suurema osa koormusvoogudest enda peale ning vähendab koormusvooge perspektiivis ülekoormumatelt suundadelt.

Joonis 3.6
Tallinna võrgupiirkonna
arenguprojektid

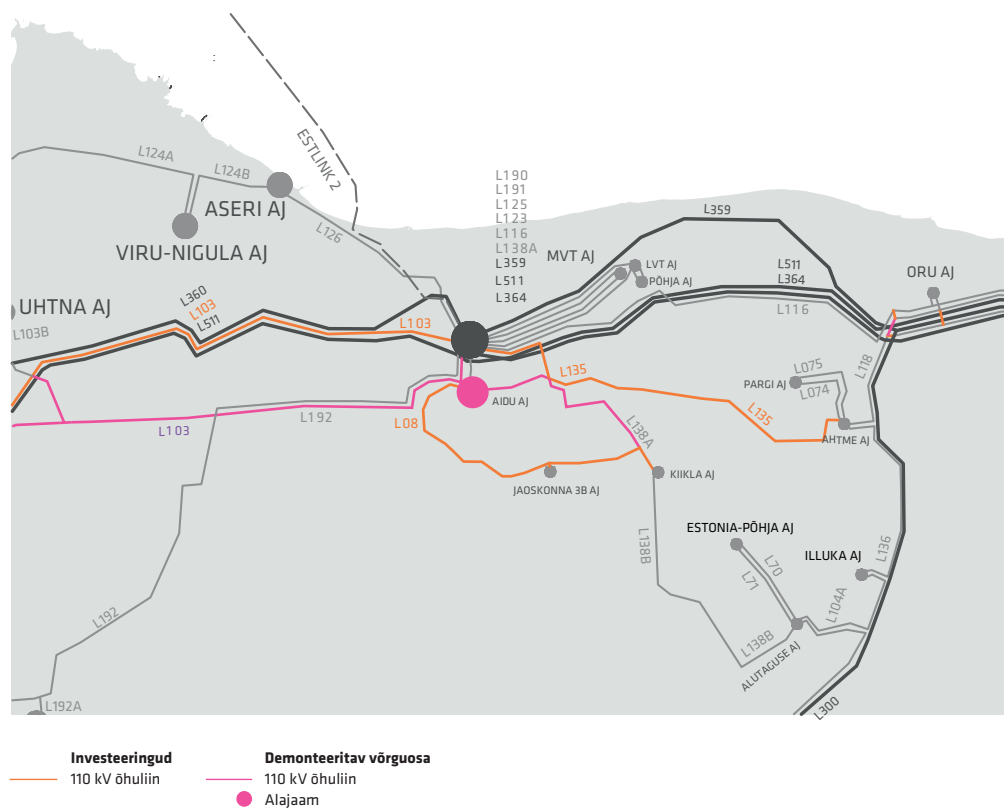


3.1.4.2 Kirde-Eesti

Kirde-Eesti võrgupiirkonnas muutuvad võimsusvood, kuna pärast Eesti sünkroniseerimist Mandri-Euroopa võrguga ei vajata enam Eesti ja Venemaa vahelisi ülekandeliine. Nimetatud põhjusel on kavas mitmeid töid piirkonna elektrivõrgu optimeerimiseks.

Püssi-Ahtme-Alutaguse 110 kV võrgupiirkonnas toimub koormuste ümberjaotumine ja võrgu rekonfigureerimine: Püssi-Kiikla ja Aidu-Ahtme 110 kV õhuliinid ühendatakse kokku nii, et moodustub liin Püssi-Ahtme ning ehitatakse uus 110 kV õhuliin alates Jaoskonna 3B alajaamast kuni Kiikla alajaamani. Gabariite tõstetakse Aidu-Jaoskonna 3B ja Ahtme-Püssi 110 kV liinidel. Tulevikus demonteeritakse Aidu 110 kV alajaam. Kavas on rekonstrueerida 110 kV liin L103 Rakvere-Püssi demonteeritava 220 kV õhuliini Püssi-Kiisa liinikoridoris.

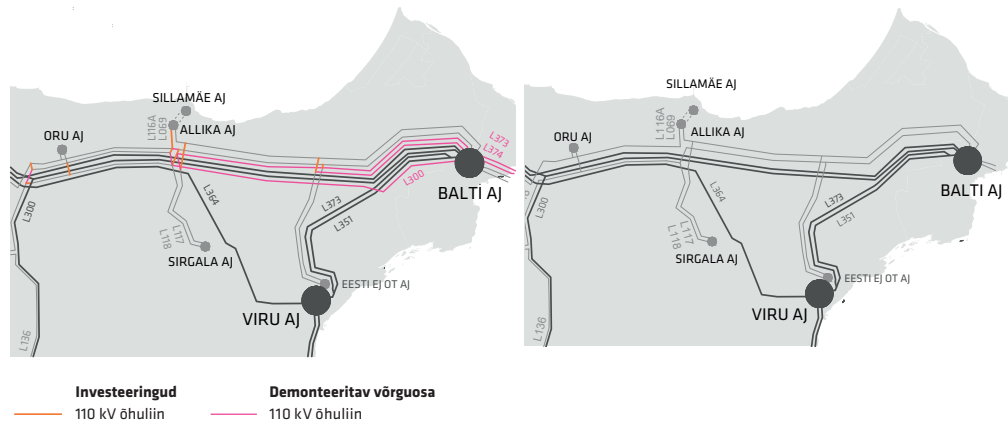
Joonis 3.7
Kirde-Eesti
võrgupiirkonna
arenguprojektid



Balti alajaama suunduvate 110 kV liinide konfiguratsiooni plaanitakse samuti optimeerida (allolev joonis). Optimeerimise käigus demonteeritakse osaliselt 110 kV liinid Balti-Sirgala ja Balti-Eesti OT kuni Balti alajaamani. 110 kV liin Balti-Püssi katkestatakse mastist M98 (Allika alajaama lähedal) ja ühendatakse kokku Tartu-Balti 330 kV õhuliini rekonstrueerimise käigus vabanenud 330 kV liinilõiguga ning tekkev Ahtme-Balti liin kulgeb vabanenud Tartu-Balti 330 kV õhuliini koridoris kuni Tartu-Balti allesjäänud osani. Edasi kulgeb Ahtme-Balti 110 kV liin Tartu-Balti 330 kV liiniga ühistel mastidel kuni Ahtme alajaamani. Seoses Tartu-Balti 330 kV õhuliini rekonstrueerimisega kasutatakse ühisriputuse võimalust ka Ahtme-Illuka, Illuka-Alutaguse ja Alutaguse-Mustvee 110 kV liinide puhul.

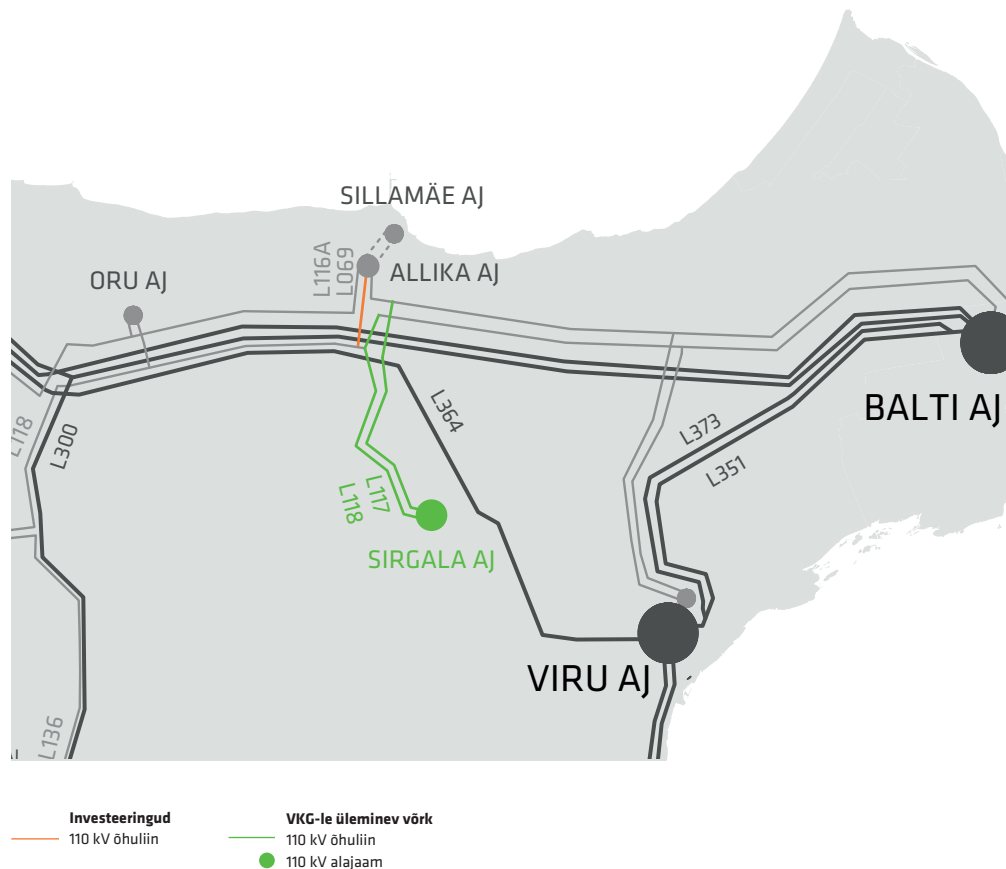
Olemasolevad liinid Balti-Püssi ja Sirgala-Ahtme ühendatakse kokku ühistel mastidel paiknevas osas, mille tulemusena tekib Püssi-Allika liin. Allika alajaam muudetakse läbijooksvaks alajaamaks. Alajaama Eesti OT esimene toide ühendatakse haruna liinile Allika-Balti ja teine toide haruna liinile Ahtme-Balti. Oru alajaama esimene toide ühendatakse haruna liinile Püssi-Allika ja teine toide haruna liinile Ahtme-Balti.

Joonis 3.8
Balti-Allika-Ahtme
võrgupiirkonna
rekonfigureerimine



Lisaks piirkonnas planeeritud elektrivõrgu rekonfigureerimisele on võimalik 110 kV võrku täiendavalt vähendada, kui VKG loobub tarbimiskohast Sirgala alajaamas ja Sirgala 110 kV jaotla demonteeritakse. Sirgala alajaama ühendavad liinid lähevad üle VKG-le. VKG läheb Allika alajaamas üle 110 kV liitumisele ja ehitab Allika alajaamas koos trafodega uued keskpinge jaotusseadmed. VKG Elektrivõrkude ja klientide vahelise liitumislepingu tingimuste tagamiseks ehitatakse Allika alajaama kolmas 110 kV elektriliin Ahtme-Balti liinile haruna. Kolmas 110 kV ühendus Allika alajaama on võimalik ehitada eraldiseisva liinina või rekonstrueerida üks olemasolev liin kaheahelaliseks liiniks. Hetkel on kolmas ühendus tagatud Sirgala alajaamast, mis optimeeritud lahenduses ei ole enam ülekandevõrgu alajaam. Seoses Allika alajaama ümberehitusega kaotatakse Elektrilevi OÜ 10 kV liitumispunkt Allika alajaamas ja Elering ehitab Elektrilevile uue 10 kV kaabelliini Oru alajaamani.

Joonis 3.9
Balti-Allika-Sirgala
võrgupiirkonna
optimeeritud stsenaarium

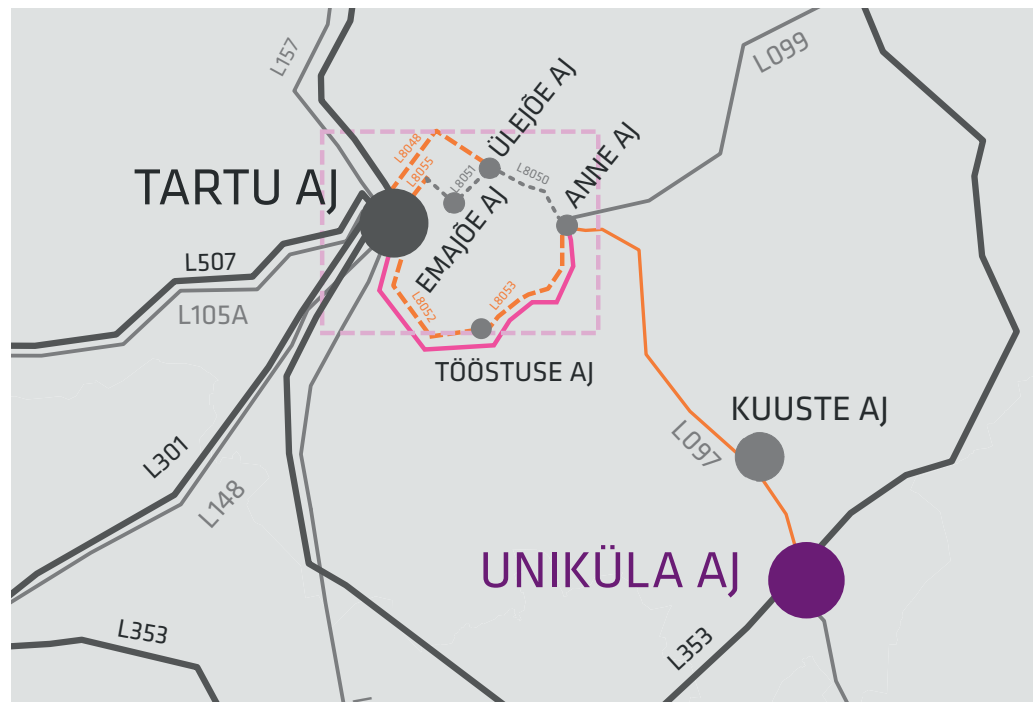


3.1.4.3 Tartu piirkond

Kõige suurema tarbimise kontsentratsiooniga on Eesti suuruselt teine linn Tartu ja selle lähiümbrus, kus on ette näha koormuste jätkuvat kasvu. Tartu sisemuses paiknevad Tartu-Tööstuse-Anne 110 kV õhuliinid on halvas tehnilises seisukorras ning kulgevad elumajade vahetus läheduses, mistõttu rekonstrueeritakse nimetatud õhuliinid kaabelliinideks. Lisaks on kavas rajada uus Tartu-Ülejõe 110 kV kaabelliin ning asendada Emajõe-Tartu alajaamade vaheline segaliin täies ulatuses kaabelliiniga.

Tartu varustuskindlus on täna tagatud vaid ühe 330 kV alajaamaga ning varustuskindluse riski elimineerimiseks on kavas ehitada täiendav 330 kV alajaam, mis tagab Tartu linna toite Tartu alajaama väljalülitumisel. Uus alajaam on planeeritud Uniküla piirkonda. Alajaama on planeeritud üks 200 MVA 330 kV jõutrafo ning alajaama ühendatakse L353 Viru-Tsirguliina 330 kV õhuliin ja L141 Kuuste-Põlva 110 kV õhuliin (ehk moodustub vastavalt Viru-Uniküla-Tsirguliina 330 kV liin ja Kuuste-Uniküla-Põlva 110 kV liin). Projekti raames rekonstrueeritakse Anne-Kuuste-Uniküla 110 kV õhuliin 2x240 mm² juhtmega, mis võimaldab Tartu 330/110 kV alajaama avarii korral üle kanda kogu Tartu linna piirkonna koormuse. Viru-Tsirguliina 330 kV õhuliin rekonstrueeritakse Mandri-Euroopaga sünkroniseerimise projekti raames.

Joonis 3.10
Tartu võrgupiirkonna
arenguprojektid



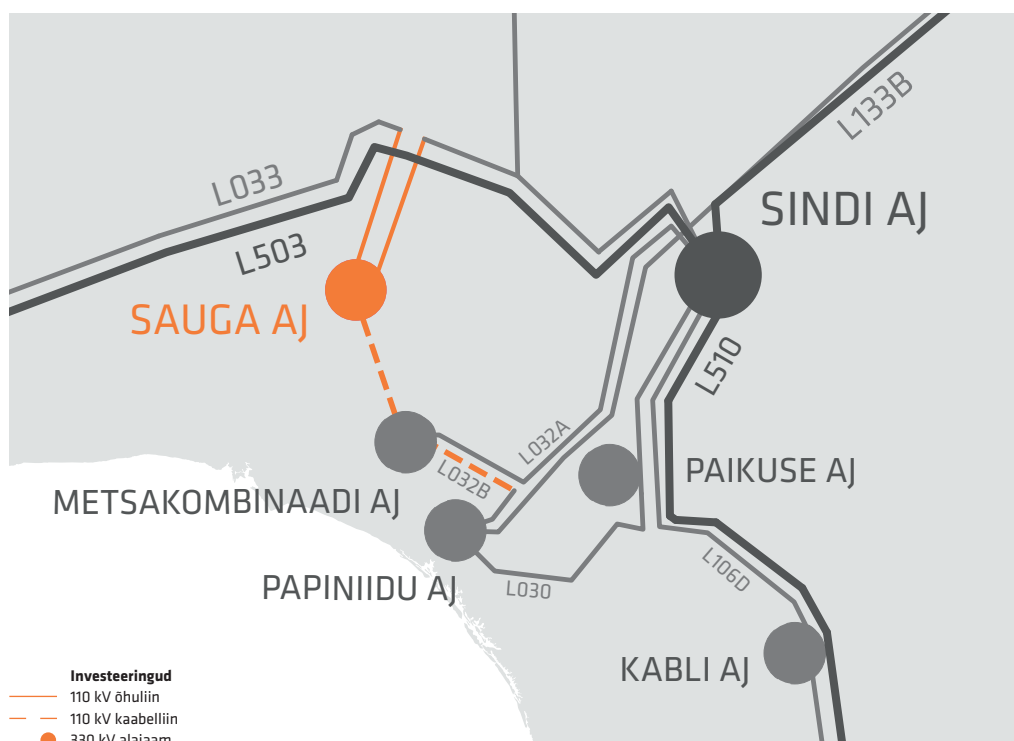
- | | |
|--------------------------------------|-------------------------------|
| Investeeringud | Demonteeritav võrguosa |
| — 110 kV õhuliin | — 110 kV õhuliin |
| — 110 kV kaabelliin | |
| — 110 kV perspektiivsed kaabelliinid | |
| ● 330 kV alajaam | |

3.1.4.4 Pärnu piirkond

Pärnu on lisaks Tallinnale ja Tartule samuti üks tihedama koormusega piirkond Eestis. Lisaks võimsuste normaalsele kasvule on oodata täiendavat koormuste suurenemist elektritranspordi ja tehnoloogiate elektrifitseerimisest tingituna ja olemasolev võrk pole sellise kasvu jaoks piisav. Samuti on probleemiks varustuskindlus – Pärnu põhitoide on tagatud Sindi 330 kV alajaamast. Uue Sauga 110 kV alajaama abil on võimalik tagada Pärnu elektrivarustus Lihula alajaama poolt, juhul kui Sindi alajaam peaks välja lülituma. Uus Sauga 110 kV alajaam rajatakse liinile L033 Sindi-Audru ja ühendatakse Metsakombinaadi alajaamaga uue 110 kV kaabelliini abil.

Lisaks on kavas rekonstrueerida L032B Metsakombinaadi-Papiniidu õhuliini kaabelliiniks osas, mis paikneb ühistel mastidel liiniga Sindi- Metsakombinaadi L032A.

Joonis 3.11
Pärnu võrgupiirkonna
arenguprojektid



3.2 VÕRGUGA LIITUMISE VÕIMEKUS

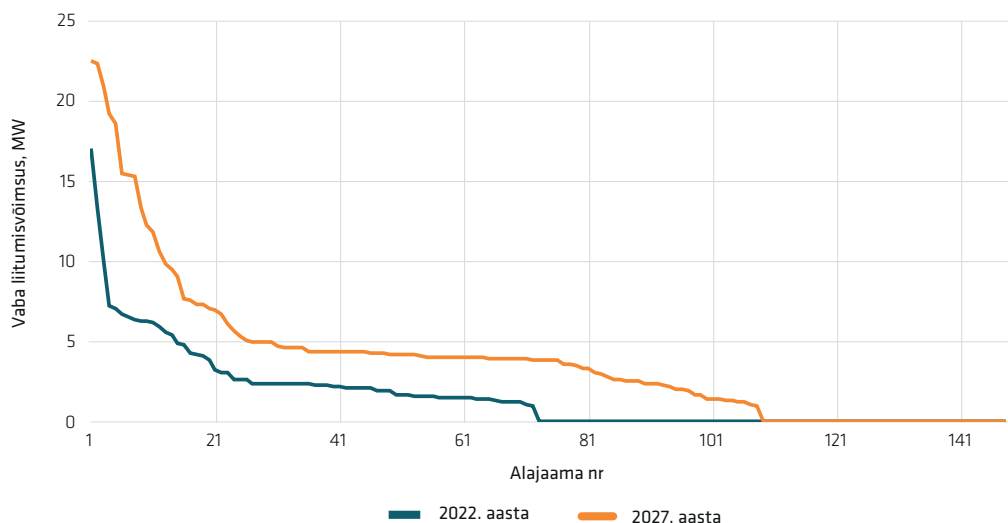
3.2.1 Vabad liitumisvõimsused

Vabad liitumisvõimsused on võimsused, mille korral ei ole vaja liitumisel Eleringiga ülekandeliinide läbilaskevõimeid suurendada. Vabad liitumisvõimsused sõltuvad Eesti ülekandesüsteemi tugevusest. Peamiseks piirajaks on ülekandeliinide termiline piirang, mis sõltub liini läbivast voolust. Vabad liitumisvõimsused vähenevad uute liitumistega ja olemasoleva liitumisvõimsuse suurendamisega ning suurenevad elektrivõrku tehtavate investeeringutega. Kõige parema ülevaate vabade liitumisvõimsuste muutuste kohta annab Eleringi kodulehel olev [vabade liitumisvõimsuste rakendus](#).

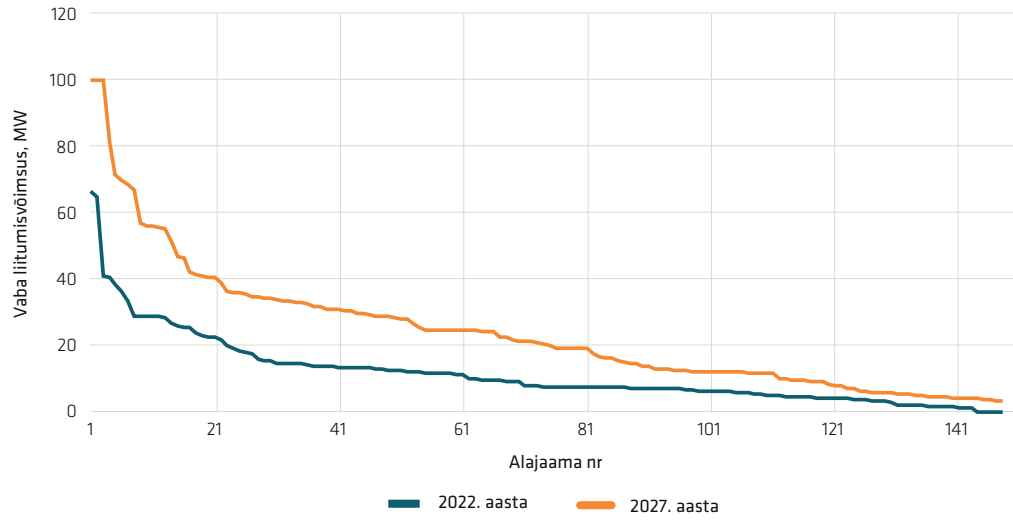
Võrguga liitumise võimekust suurendavad eelnevas peatükis kirjeldatud järgneva kümne aasta jooksul tehtavad investeeringud sünkroniseerimise, merevõrgu ning Lääne-Eesti ja saarte võrguinvesteeringute programmi raames. Järgnevatel joonistel on võrreldud vabu liitumisvõimsusi täna ja viie aasta pärast peale Eleringi investeeringueelarves ettenähtud investeeringute realiseerimist.

2021. aasta teisest poolest alates on oluliselt suurenenud võrguga liituvate elektritootjate hulk. 2022. aasta sügiseks on põhivõrku välja ehitatud võrguühendusi kokku ca 5000 MW ulatuses ning liitumispakumise või lepingu täitmise faasis on veel täiendav 6000 MW liitumisvõimsust. Kui see panna kõrvuti eestimaise elektritarbimisega, mis on vahemikus 500-1600 MW, ja välisühenduste võimsusega kuni 2000 MW, siis võib tõdeda, et Elering võimaldab võrguga liituda oluliselt suuremas koguses tootjaid, kui igal ajahetkel tegelikult turule mahub. Ehk sellest järeldub, et võrguga liitumise võimalused Eestis on väga head. Võtmekoht on aga kahtlemata see, et kõik juba ehitatud või tulevikus ehitatavad võrguühendused ka kasutusele võetakse, mitte ei jää need tegelikult tootmisseedet ehitada soovijate plaane blokeerima. Selleks on Elering algatanud uue meetme loomise, millega seatakse sisse tasu kõikidele võrguühenduste võimsusele, mida pikema aja jooksul ei kasutata elektri võrku andmiseks. Sellise finantsmeetmega motiveeritakse nii kasutusest välja võetud vanade elektrijaamade kui ka mingil põhjusel ehitamata jäänud uute tootmisseedmete võrguühendustest kasutamata võrguühenduse võimsust vabastama või kasutusele võtma.

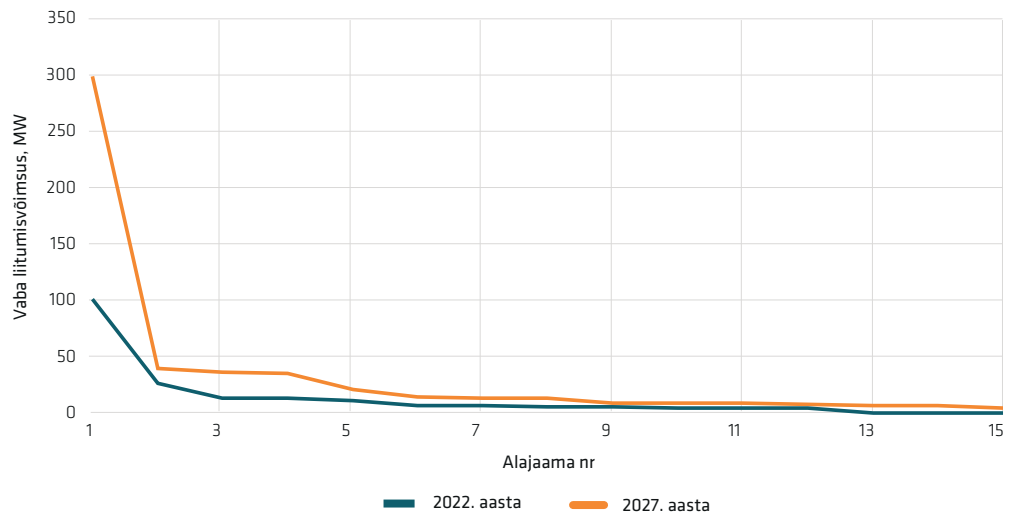
Joonis 3.12
110 kV alajaamade
tootmisuunaliste vabade
liitumisvõimsuste jaotus



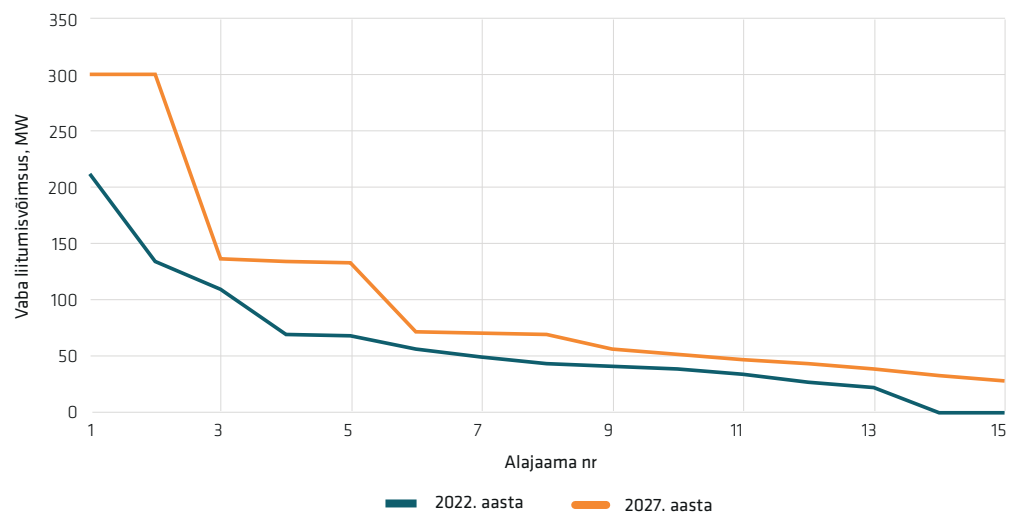
Joonis 3.13
110 kV alajaamade
tarbimissuunaliste vabade
liitumisvõimsuste jaotus



Joonis 3.14
330 kV alajaamade
tootmissuunaliste vabade
liitumisvõimsuste jaotus



Joonis 3.15
330 kV alajaamade
tarbimissuunaliste vabade
liitumisvõimsuste jaotus



Eleringi viie aasta investeeringute eelarve projektid mõjutavad positiivselt kõige rohkem tarbimissuunalisi vabu liitumisvõimsusi 110 kV kui ka 330 kV alajaamades. Täna on Eleringi pikaajalises elektrivõrgu arengukavas ka Eesti-Soome ja Eesti-Läti ühendused, mis kindlasti suurendavad süsteemi läbilaskevõimet nii riigisisest kui riikide vahel. Nimetatud projektidega suureneks Eesti elektrisüsteemi summaarne ekspordivõimekus. Täpset liitumisvõimsustele kaasnevat mõju ei ole hinnatud ning neid potentsiaalseid arendusi ei arvestata tänastes liitumispakkumistes, kuna arvestatakse vaid siduvaid investeeringuid.

3.2.2 Lahutuskohtade kasutamine 110 kV elektrivõrgus

Eesti ülekandevõrgus osalevad võimsusvoogude ülekandes paralleelselt 330 kV ja 110 kV liinid. Olukordades, kus mõni liin on hoolduses või avariilselt välja lülitunud, kandub osa väljalülitunud liini võimsusvoost 110 kV liinidele ja need võivad üle koormuda või nende võimsusvood läheneda maksimaalselt lubatud piirini. 110 kV liinide võimsusvoogude vähendamise üks võimalus on lahutuskohtade kasutamine. Liinide koormustest sõltuvad ka alajaamade vabad liitumisvõimsused. Suuremad vabad liitumisvõimsused soodustavad elektritootjaid ja -tarbijaid liituma Eesti ülekandevõrguga. Lisaks võimaldavad suuremad vabad liitumisvõimsused suurendada taastuvatest allikatest toodetava elektrienergia mahtu, mis omakorda aitab Eestil täita oma kliimaeesmärke.

Elering AS-s läbiviidud uuringust selgus, et 110 kV võrgus kasutatavad lahutuskohad ei suurenda üldist 110 kV alajaamade vabu liitumisvõimsusi ja otsest majanduslikku lisaväärtust ei anna. Lisaks on pidevalt vaja optimeerida lahutuskohtade asukohta. Optimaalsete lahutuskohtade asukohad võivad ajas muutuda ja mitteoptimaalsete lahutuskohtadega võivad elektrisüsteemi aktiivenergia kaod suurenedada. Lahutuskohtade kasutamisega väheneb ka Eesti elektrisüsteemi varustuskindlus, mis on tingitud reservülitisautomaatika viiteaegadest põhjustatud lühiajalistest katkestustest. 110 kV lahutuskohtade kasutamine suurendab aga märgatavalt 330 kV alajaamade vabu liitumisvõimsusi, mis võib anda kaudset majanduslikku lisaväärtust. Uuringus on järeldatud, et püsivate 110 kV lahutuskohtade kasutamine ei ole otstarbekas ja uurida võiks dünaamiliste lahutuskohtade kasutamist. Dünaamilised lahutuskohad tekitatakse vastavalt võrguelemendi ülekoormusele ja see eeldab täiendava automaatikasüsteemi välja töötamist.

3.2.3 Paindlik liitumine

Jätakuvalt pakub Elering elektrivõrguga liitumisel, kus kliendi soovitud võimsuse edastamise tõttu koormub mõni võrguelement üle ja klient peaks tasuma võrgutugevduste eest, et taolist olukorda ei tekiks, võimalust paindlikuks liitumiseks. Sellisel puhul on kliendil võimalik valida, kas maksta kinni ülekoormuva võrguelemendi läbilaskevõime suurendamine või leppida ülekoormuse tekkimise olukordades kokku oma tootmis- ja/või tarbimisvõimsuse mahakoormamine.

Paindlik liitumine annab klientidele võimaluse mitte investeerida Eleringi võrgu läbilaskevõime suurendamisse ning võrguettevõtjale optimaalsema elektrivõrgu, mille tulemusena vähenevad selle investeerimis- ja ülalpidamiskulud.

Iga liitumispakkumise koostamisel teostatakse elektrivõrguanalüüs, mille käigus lisatakse elektrivõrgu mudelisse planeeritav tootmis- ja/või tarbimisvõimsus ning selgitatakse välja selle mõju elektrisüsteemile erinevatel tootmise ja/või tarbimise piirstsenaariumitel. Juhul, kui teostatud võrguanalüüsi tulemusena selgub, et ühel või mitmel võrguelemendil on tõenäosuslik võimalus režiimist sõltuvalt üle koormuda, tuleb kliendi soovitud tootmis- ja/või tarbimisvõimsuse tagamiseks selle võrguelemendi läbilaskevõimet suurendada. Klientidele, kellel on ülekoormuse ajal võimalik kasutada soovitud liitumisvõimsust kas täielikult või osaliselt mahakoormatuna, saab Elering lisaks traditsioonilisele võrgutugevduskuludega liitumislepingupakkumisele esitada ka alternatiivse pakkumise, mille järgi võrgutugevdusi ei ole vaja teostada. Samas lepatakse sellise liitumislepinguga kokku võimsus, alates millest loetakse üks või mitu võrguelementi ülekoormunuks, ning võrguelemendid, mille ülekoormumisel on Eleringil õigus kliendi tarbimis- ja/või tootmisvõimsuse mahakoormamist rakendada. Mahakoormamise ajalise kestvuse osas kokkuleppeid ei sõlmita.

Enne kliendi poolt liitumislepingu allkirjastamist ja investeringuotsuse tegemist annab Elering kliendile informatsiooni, missuguste tootmis- ja/või tarbimisstsenaariumite korral näitab mudel ülekoormuse teket, ning ka statistilise ülevaate ülekoormust põhjustava stsenaariumite esinemise kohta. Samuti annab Elering infot potentsiaalselt ülekoormust põhjustava võrguelemendi eelmistel aastatel esinenud väljalülitamiste kohta. Teades ülekoormuva võrguelemendi läbilaskevõime suurendamise maksumust ning mahakoormamise tõenäosuslikku võimalust, saab klient teha otsuse paindliku liitumisvõimsuse kasutamise kohta.

Võimsuspiirangut rakendatakse vaid selle võrguelemendi ülekoormumise ohu korral, mis kliendiga liitumislepingus kokku lepitud. Juhul, kui antud võrguelement sisaldub mitme kliendi liitumislepingus, siis alustatakse paindliku võimsuse piiramist kõige uuemast liitujast, kasutades ära kogu tema paindlik liitumisvõimsus ning seejärel piiratakse ajaliselt järgmist liitujat, kuni vajadusel jõuab järg kõige varasema liitujani. Tootmis- ja/või tarbimisvõimsuse mahakoormamine tuleb teostada kliendil vastavalt võrguettevõtja nõudele.

Vajadus paindliku liitumisvõimsuse rakendamiseks selgub põhivõrguettevõtja poolt erinevatel ajahetkedel läbi viidava elektrisüsteemi talitluse modelleerimise käigus – alates aasta ette planeerimisest kuni operatiivtundi alguseni. Paindliku liitumise kas osalise või täieliku mahakoormamise vajadusest informeeritakse klienti esimesel võimalusel. Sõltuvalt katkestusaja pikkusest annab põhivõrguettevõtja vastava info järgmistel tähtaegadel:

1. Juhul, kui mahakoormamine kestab järjestikku üle 120 tunni, siis informeeritakse klienti piiramise kuule eelneva kuu 25. kuupäevaks;
2. Juhul, kui mahakoormamine kestab järjestikku kuni 120 tundi, siis informeeritakse klienti tema liitumispunkti maksimaalselt lubatud tarbimis- ja/või tootmissuunalisest võimsusest tundide lõikes hiljemalt eelmisel päeval kell 12:00.

Paindliku liitumisvõimsuse mitteplaanilise piiramise puhul (näiteks avariid elektrisüsteemis või erakorralised tööd võrgus jms) toimub piiramine Eleringi poolt automaatselt kaugjuhtimise teel.

Põhivõrguettevõtja informeerib klienti paindliku liitumisvõimsuse piirangutest vastavalt põhivõrguettevõtja kehtestatavale andmevahetusformaadile. Kliendil tuleb tagada andmeside toimimine põhivõrguettevõtja SCADA ja kliendi vastava süsteemi vahel ning kehtestatava andmevahetusformaadi kasutusele võtmine. Samuti tuleb kliendil välja ehitada ning testida tehniline lahendus, mis põhivõrguettevõtja SCADA-st käskluse saabudes muudab lubatud tarbimis- ja/või tootmissuunalist paindlikku liitumisvõimsust.

3.2.4 Salvestusseadmete ühendamise võimalus

Salvestusseadmed elektrisüsteemis on elektripaigaldised, mis võimaldavad elektrienergiat soovitud ajal võrgust salvestada ja valitud ajal seda võrku tagasi anda. Põhilised salvestusseadmete võimekust iseloomustavad suurused on elektrienergia mahutavus ja võimsus, ning ka väljundvõimsuse reguleerimise kiirus. Kõige levinumad tehnoloogiad on reservuaariga hüdropumpelektrijaamad ning elektriakudel baseeruvad salvestusseadmed. Tänapäeval kasutatakse üldjuhul läbi konverterite ühendatud tehnoloogiasid, mis võimaldavad võrgu sagedusest sõltumatult sujuvalt reguleerida salvestusseadmete väljundvõimsust ja on opereerimise mõttes palju paindlikumad.

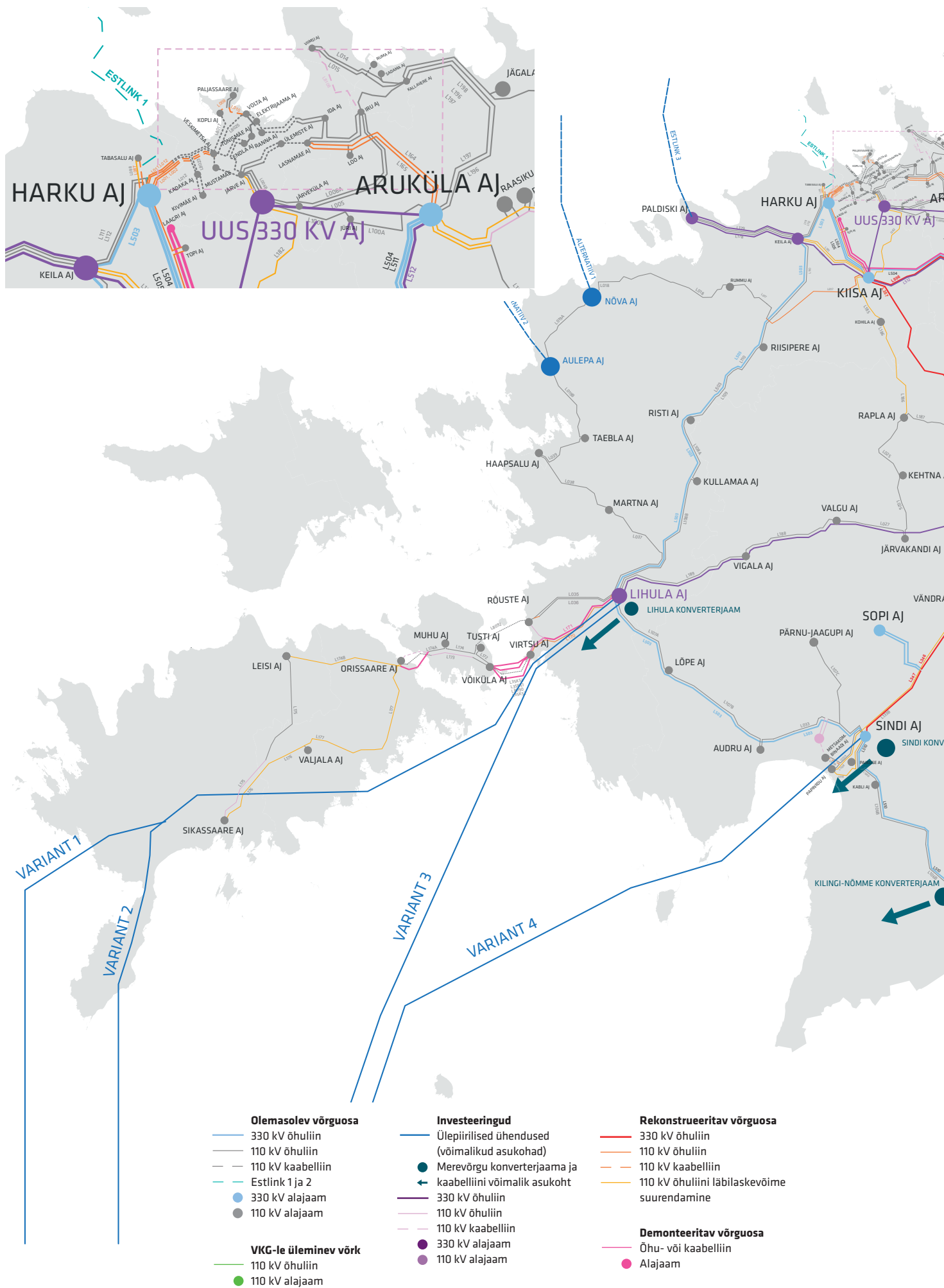
Võrguga liitumisel kehtivad salvestusseadmetele sarnased nõuded nagu tootismoodulitele ja/või HVDC konverterisüsteemidele. Samuti on salvestusseadmete liitumisel vajalik piisav võrgu läbilaskevõime nagu tavapärase tootmis- ja tarbimissuunalise uue liituja liitmisel. Kui salvestusseadmed on projekteeritud töötama liinide koormuse vähendamise suunas, saab salvestusseadmeid liita ka kohtades, kus täna võrguläbilaskevõime puudub – näiteks kombinatsioonina koos tootismoodulitega.

Eelpoolmainitud võrgu arengud võimaldavad tulevikus kindlasti suuremahulist salvestusseadmete liitumist, mis võiksid pakkuda nii süsteemiteenuseid kui teenida tulu elektrihinna volatiilsuse pealt.

Eesti elektrisüsteemiga ühendatud salvestusseadmeid täna praktiliselt ei ole. Küll aga on kaugemas tulevikus planeeritavad mitmed suuremahulised pumphüdroelektrijaamad erinevates Eesti piirkondades, mis võiksid selle tühimiku Eesti elektrisüsteemis kindlasti täita ja anda täiendava panuse Eesti elektrisüsteemi varustuskindlusesse. Tänapäevase seisuga on esitatud ca 25 salvestusseadmete liitumistaotlust summaarse võimsusega 3334 MVA, millest Paldiski pumphüdrojaam on 500 MW ja ülejäänud moodustavad enamuses akutehnoloogiatel põhinevad salvestusseadmed.

Kokkuvõttes on võrk salvestusseadmete ühendamiseks valmis, vajalik on veel välja töötada salvestusseadmete jaoks kasutatavad süsteemiteenuste ja muud reguleerimisturud.

Lisaks on Eleringil plaanis välja töötada salvestusseadmetele sobilikum ülekandetasu struktuur, luues eraldi ainult püsitasukomponentidel põhinev tariifipakett. Salvestusseadmetele on püsitasupõhine tariifipakett sobilikum, kuna salvesti ei pea sellisel juhul tasuma energiapõhist tariifi, mis võimaldab tal madalama muutuvkuluga elektriturul osaleda.



Olemasolev võrguosa

- 330 kV õhuliin
- 110 kV õhuliin
- - - 110 kV kaabelliin
- ESTLINK 1 ja 2
- 330 kV alajaam
- 110 kV alajaam

VKG-le üleminev võrk

- 110 kV õhuliin
- 110 kV alajaam

Investeeringud

- Ülepiirilised ühendused (võimalikud asukohad)
- Merevõrgu konverterjaama ja kaabelliini võimalik asukoht
- 330 kV õhuliin
- 110 kV õhuliin
- 110 kV kaabelliin
- 330 kV alajaam
- 110 kV alajaam

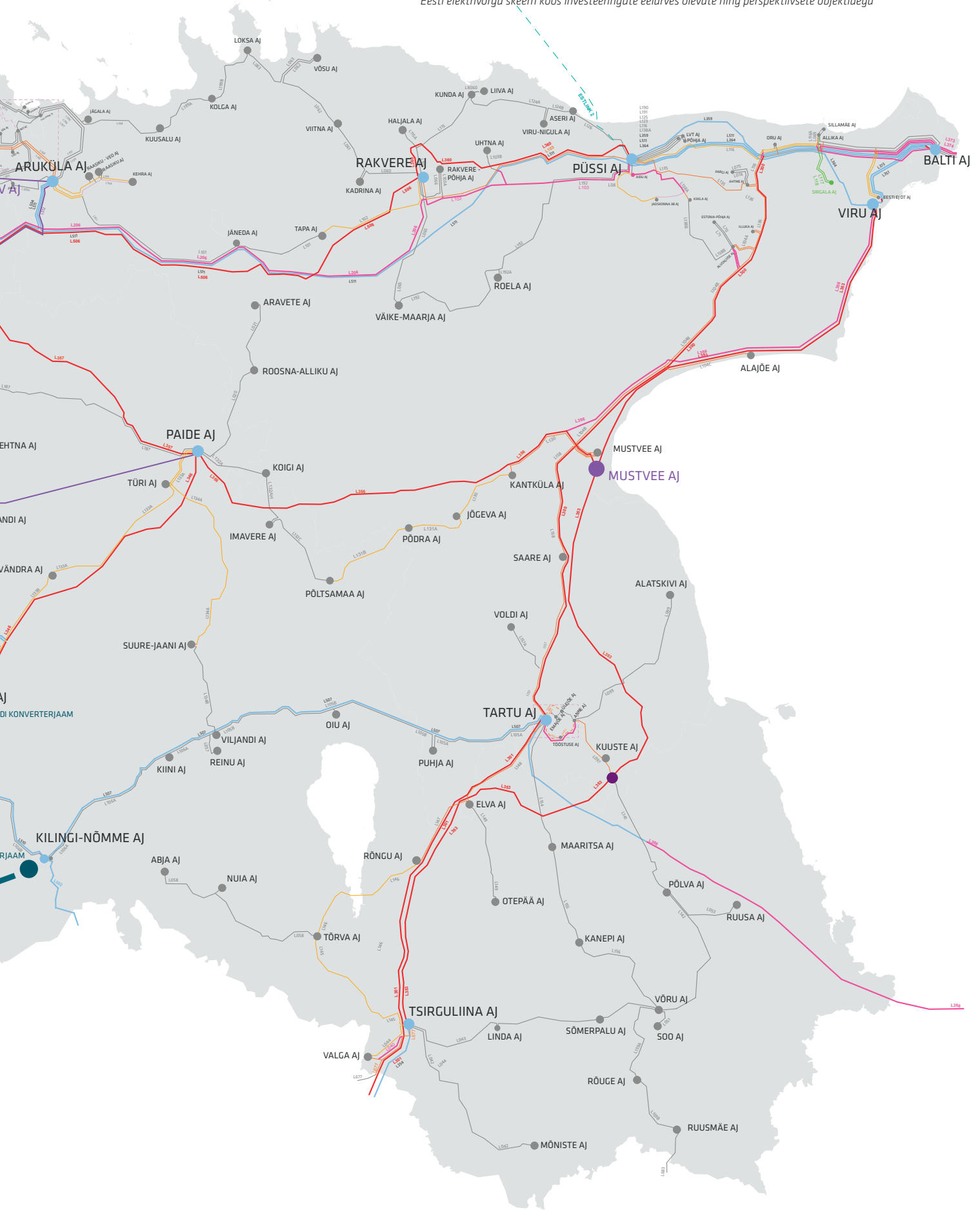
Rekonstrueeritav võrguosa

- 330 kV õhuliin
- 110 kV õhuliin
- 110 kV kaabelliin
- 110 kV õhuliini läbilaskevõime suurendamine

Demonteeritav võrguosa

- Õhu- või kaabelliin
- Alajaam

Joonis 3.16
Eesti elektrivõrgu skeem koos investeeringute eelarves olevate ning perspektiivsete objektidega



3.3 ELEKTRIVÕRGU TALITLUSKINDLUS

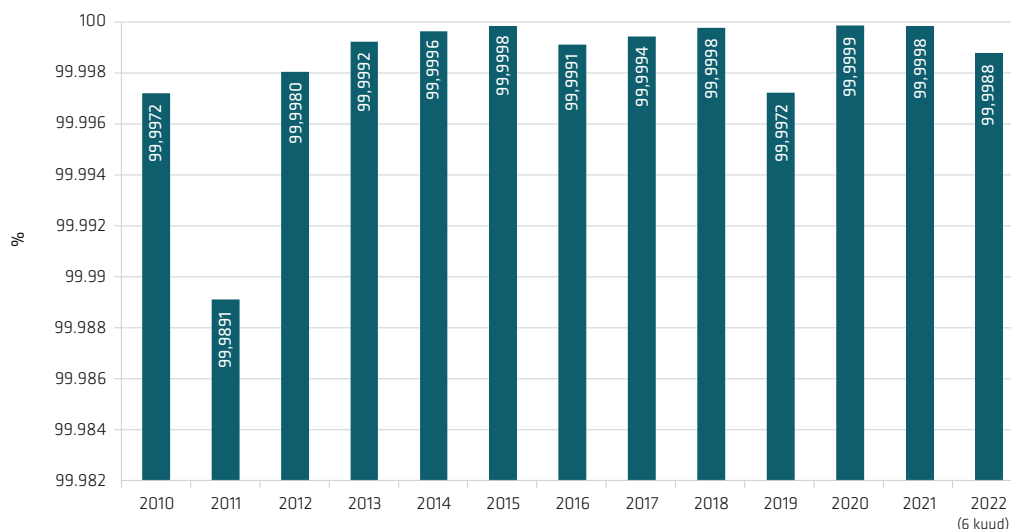
2021. aasta oli võrgu töökindluse ja ülekandekindluse seisukohalt väga hea. Läbi aegade paremuselt kolmas tulemus, aga erinevused on väga marginaalsed. Kui arvestada samaaegselt mõlemat näitajat, nii edastamata jäänud elektrienegiat kui väljalülitumiste arvu, on siiani 2021. aastat edastanud 2020. ja 2018. aasta. Näitajad on näha allpool toodud graafikutelt, kus on antud läbilõige aastatest.

2022. aasta esimene poolaasta paraku enam nii hea tulemusega ei jätkka, kuna Kunda alajaamas toimus intsident, kus tundmatu isik põhjustas tahtlikuid tarbijate väljalülitamised. Julgeolekuasutused uurivad intsidenti ning Elering on viimas sisse muudatusi enda alajaamades ja protseduurides, et taolisi intsidente tulevikus ei juhtuks. 2022. aasta kokkuvõttes võib ülekandekindluse olukord paraneada.

Lisaks on Eleringi poolt hallatavad alalisvooluühendused (Estlink-id) töökindluselt ühed Euroopa parimad.

Üldiselt on võrgu talitluskindlus olnud viimastel aastatel väga hea ja kümne aasta trend on positiivne. Varasematel aastatel enim väljalülitumisi põhjustanud kõrged puud liinide trassidel ja liinide läheduses ei ole enam arvestatav probleem, mis eeldab aga jätkuvalt järjekindlat panustamist selles valdkonnas.

Joonis 3.17
Ülekandekindlus
aastate lõikes
perioodil 2010-2022



2022. aastal esines varasemast rohkem väljalülitumisi jäävihmade tagajärjel tekkinud jäitest, mida ei saa kuidagi meie ilmastikuoludes vältida. Lisaks on mõlemal aastal väljalülitumisi põhjustanud tõstukid ja kallurid, mis on õhuliini juhtmetesse sõitnud. Sellised olukorrad ei sõltu otseselt Eleringi tegevusest, kuna need tegevused ei ole eelnevalt kooskõlastatud. Ainus viis selliste juhtumite ärahoidmiseks, mis on põhjustatud Eleringiga kooskõlastamata ja informeerimata tegevustest liini vahetus läheduses, on teha kommunikatsioonivaldkonnas informatiivset selgitus- ja ennetustööd.

Lisaks eelpoolnimetatutele on olulise mõjuga järjepidevalt võrgu töökindluse tõstmiseks tehtavad investeeringud nii liinide kui alajaamade tehnilise seisukorra parandamiseks ning jätkuvalt pidev perioodiline panustamine õhuliinide kaitsevööndite hooldusesse nagu eelpool mainitud.

Seadmete amortiseerumisest ehk vanusest tingitud investeeringute osas on suurte sõlmajaamade puhul ring täis saanud. Uus ring hakkab lähenema. See puudutab peamiselt kõrgepingeseadmeid, mis on otseselt vajalikud elektrienegia ülekandmiseks. Samas elektrienegia ülekannet abistavate ja toetavate releekaitse-, automaatika-, side-, telemehaanika-, juhtimis-, signalisatsiooni- ja teiste seadmetega minnakse

aga varem uuele ringile, sest nende eluiga on tunduvalt lühem, mis tingib omakorda juba uue investeerimisvajaduse samas kui kõrgepingeseadmed saavad veel mõnda aega edasi töötada. Madalpingeseadmete osakaal kogu alajaama investeerimismahust ei ole küll nii märkimisväärne kui kõrgepingeseadmetel, kuid on ikka piisavalt arvestatav. Väiksemaid alajaamasid, mis ei tööta täiskoormusel, vaadatakse läbi vastavalt vajadusele.

Eleringi elektrivõrgu, nii alajaamade kui liinide hoolduse põhimõte on rikkeenetuslik.

Alajaamade seadmete hooldus on enamjaolt välbapõhine 98 % vastavalt seadmete tehase nõuetele ja näidupõhine. Ka mitteelektriseadmete osas kehtib valdavalt sama põhimõte, et oleks tagatud nende hea säilivus ja toimiv korrasolek. Lisanduvad üksikud erakorralised tööd.

Liinide seadmete hooldus baseerub peamiselt defektidele, mis avastatakse iga-aastaste perioodiliste ülevaatuste käigus. Lisaks trasside hooldus liiga kõrgeast vöasast ja ohtlikest puudest, mis on hoolduse üks osa.

EstLinkide ühenduste töökindluse küsimustele pöörab Elering suurt tähelepanu. Selleks on sõlmitud pikaajalised hooldus- ja remondilepingud, mis katavad nii plaanilise ennetava hoolduse kui avariide kiire likvideerimise. Jälgitakse koostatud mõõdikuid EstLink1 ja EstLink2 tehnilise ja kaubandusliku töövalmiduse hindamiseks.

2021. aasta oli Eesti-Soome vaheliste kõrgepinge alalisvooluühenduste osas erakordselt edukas hoolimata sellest, et nii EstLink 1 kui EstLink 2 osas on linkide kasutatavus olnud viimaste aastate kõrgeim. HVDC ühenduste tehniline töökindlus oli väga hea. HVDC ühenduste avariilisi väljalülitumisi oli 2021. aastal vähe ja nende kogukestus oli lühike. Esmakordselt 15 aasta jooksul, mil EstLink 1 on olnud kasutuses, ei toimunud 2021. aastal mitte ühtegi sellist avariid või sündmust, mis oleks piiranud EstLink 1 ülekandevõimsust. EstLink 2 osas toimus 2021. aastal 2 sündmust, mis põhjustasid kas alalisvooluühenduse väljalülitumise või takistasid selle õigeaegset töösesviimist. Samuti toimus EstLink 2 osas 4 sellist sündmust, mis põhjustasid ülekandevõimsuse ajutist piiramist. Kõigi EstLink 2 ühendustel tekkinud 6 rikke kogukestus jäi alla 17 tunni. Koos plaaniliste hooldustega oli Eesti-Soome vaheliste alalisvooluühenduste tehniline töökindlus 2021. aastal suurepärase: EstLink 1 osas 98,12% ja EstLink 2 osas 99,79%.

2022. aasta esimene pool on olnud Eesti-Soome alalisvooluühenduste osas edukas. Nii EstLink 1 kui EstLink 2 osas on esimese poolaasta jooksul toimunud kummalgi ühendusel 3 avariilist väljalülitumist kogukestusega kummalgi lingil ca 7 tundi. Rikete põhjused on tuvastatud ja likvideeritud.

3.3.1 Väljalülitumised ja andmata jäänud elektrienergia

Võrguseadme ehk võrguelemendi väljalülitumine toimub automaatikaseadmete abil inimese, seadme või teiste seadmete kaitseks, kui väljalülitatav seade on ohtlikus või töövõimetus olukorras. Seadme väljalülitumisega ei kaasne enamjaolt katkestust tarbijale, kuna süsteemid on dubleeritud või reserveeritavad. Väljalülitumiste statistikat peetakse selliste kõrgepingeseadmete kohta, mille kaudu toimub elektrienergia ülekanne, tööst väljalülitumine automaatikaseadme(te) abil, mil katkeb elektrienergia ülekanne, näiteks kõrgepingeliini mast, kõrgepinge trafo jne. Väljalülitumiste statistikat ei peeta madalpinge ehk abistavate seadmete kohta, mille talitusvõime katkemine ei katkesta elektrienergia ülekannet, näiteks releekaitse- või automaatikaseade, valgustus, küte jne. Kui nende vea tõttu kaasneb aga elektrienergia ülekande katkestus, siis läheb see sündmus statistika arvestusse.

2021. aasta väljalülitumiste arv 108 on väiksem kui eelmisel aastal – 113, mis on 96 % 2020. aasta näitajast ja 86 % 2019. aasta näitajast, kuid ikka suurem kui aastal 2018 – 86, mil oli väikseim väljalülitumiste rekord arv aastate lõikes. 2021. aasta väljalülitumiste arv 108 on viimase kuue aasta keskmine suurus, samas on märkimisväärselt väiksem viimase kümne aasta keskmisest – 142. Ettevõtte on võetud piirmääraks 180 väljalülitumist aastas.

2021. aastal oli liinide seadmete tõttu väljalülitumisi 59, alajaamade seadmete tõttu 47, alalisvooluseadmete tõttu 2 ja avariijaamade seadmete tõttu mitte ühtegi korda, mis teeb vastavalt 54,63 %, 43,52 % ja 1,9 % 2021. aasta väljalülitumiste koguarvust.

2022. aasta esimese poolaasta jooksul oli väljalülitumiste arv 40. Ennatlik oleks seda eelnevate täis-aastatega võrrelda, kui aga tuua võrdluseks eelmise kümne aasta I poolaasta näitajad, siis on see pisut suurem kui kümne aasta keskmine – 51 ja viimase viie aasta keskmine – 47. Võrreldes lähiaastatega oli 2021. aasta I poolaasta väljalülitumiste arv 55 ja 2018. aasta kui kõige väiksema väljalülitumiste arvuga aasta I poolaasta väljalülitumiste arv 36.

2022. aasta I poolaastal oli liinide seadmete tõttu väljalülitumisi 16, alajaamade seadmete tõttu 19, alalisvooluseadmete tõttu 5 ja avariijaamade seadmete tõttu ühtegi korda, mis teeb vastavalt 40 %, 47 % ja 12,5 % 2021. aasta väljalülitumiste koguarvust.

Lisaks väljalülitumiseni jõudvatele riketele on ka selliseid rikkeid, mida on ülevaatuste käigus suudetud ennetada. Need on potentsiaalsed väljalülitumised ehk nn rikke-ennetuslikud sundkatkestused, mil seade tuleb viivitamatult tööst välja viia vältimaks seadme iseeneslikku väljalülitumist. Nende arv oli 2021. aastal 46, millest alajaamades 34, liinidel 9 ja alalisvooluseadmetel 3. Viie täisaasta keskmine oli 30.

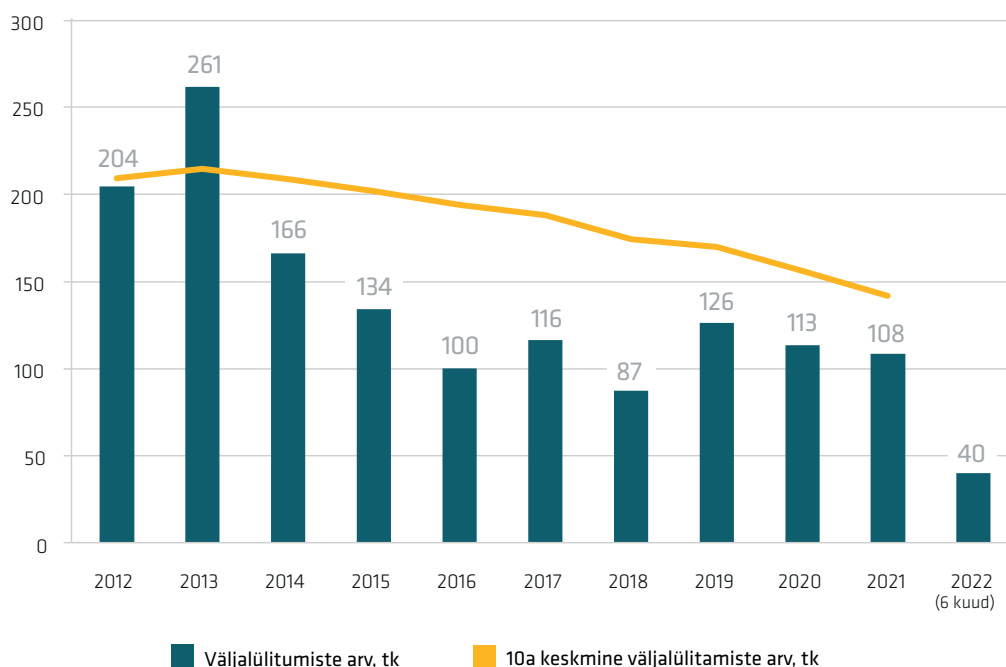
2022. aasta esimesel poolaastal oli sundkatkestusi 39, nendest alajaamades 26, liinidel 12 ja alalisvooluseadmetel 1. Viie aasta keskmine on olnud 21.

Võrgu töökindluse seisukohast peame eraldi arvestust ka selliste Eleringi seadmete väljalülitumiste kohta, mil põhjuseks ei ole olnud rike Eleringi, vaid klientide või naabervõrkude seadmetes, aga seadme kaitseks ja ohutuse tagamiseks on töötanud Eleringi seadme kaitseseade, mis kuulub olenevalt skeemist kas Eleringile või kliendile, ja lülitanud Eleringi seadme välja. Selliseid väljalülitumisi oli 2021. aastal 50. Nendest kliendi põhjustatud oli 46 ja naabervõrkudest tingitud väljalülitumisi oli 4 ehk vastavalt 92 % ja 8 %.

2022. aasta I poolaastal oli selliseid väljalülitumisi 15 korral. Nendest kliendi põhjustatud oli 13 ja naabervõrkudest tingitud väljalülitumisi oli 2 ehk vastavalt 87 % ja 13 %.

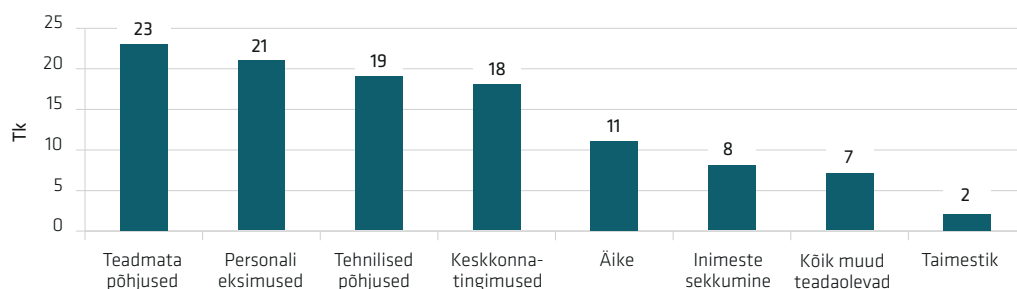
Klientidest ja naabervõrkudest põhjustatud väljalülitumiste osakaal kogu väljalülitumiste arvust 2021. aastal oli 32 %. I poolaastal 2022 oli see suurusjärg 27 %.

Joonis 3.18
Väljalülitumiste arv
aastate lõikes, kus
2022. aasta kajastab
I poolaasta andmeid



Kui grupeerida täpsemate põhjustega väljalülitumised üldisemate põhjuste järgi kategooriatesse, siis 2021. aastal ja 2022. aasta esimese 6-kuulise perioodi jooksul suurimat arvu väljalülitumisi tekitanud põhjuseid ei õnnestunudki välja selgitada, kuna seadme ülevaatusel mingit nähtavat jälge, mis oleks välja lülitamise põhjustanud, ei avastatud ning seade on töötanud pärast käsitsi tagasi töösse lülitamist või automaatika tõttu tagasi töösse lülitumist tõrgeteta edasi. Need on näiteks elektriliinidel olnud mööduvad lühised, mis on tingitud kas lindude tegevusest (roojamine) või tuulega lendavatest objektidest nagu oks või kile vms, või on alajaamas mõne seadme kaitseseade töötanud, mis on seadme välja lülitanud, aga seadme ülevaatusel pole midagi leitud. Samas on seade pärast töösse lülitamist töötanud tõrgeteta edasi. Mõnikord on seade ka nii hävinud või kahjustunud, et on võimatu täpset põhjust tuvastada. On esinenud rikkeid, kus on peale rikke esinemist põhjus kadunud ja seega võimatu aru saada, kas see oli Eleringi või kliendi seadmetes või sootuks nende koosmõjus, kuna füüsiliselt mingit piiri seadmete vahel ei ole. Likvideerida saab seda ainult katsetamise meetodil. Nii oli 2021. aastal 23 korral ehk 21 %-l juhtudest, väljalülitumiste arvu poolest teise põhjuste kategooria moodustasid personali eksimused – 21 ehk 19 %, ja kolmandal kohal oli keskkonnatingimustest põhjustatud 19 väljalülitumist ehk 18 % Eleringi põhjustatud väljalülitumiste koguarvust.

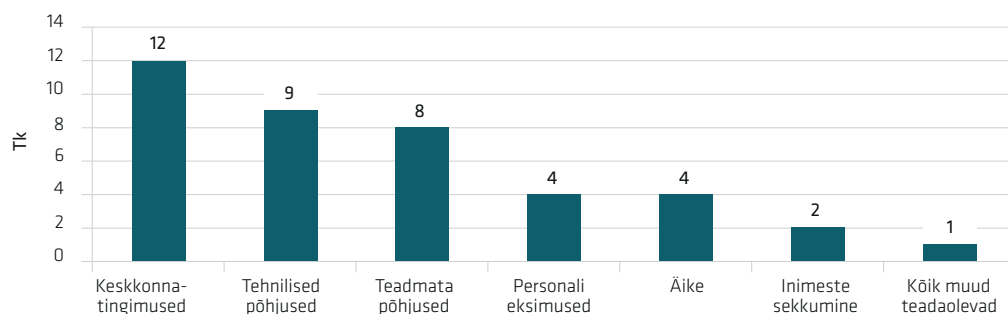
Joonis 3.19
Väljalülitumised
2021. aasta
põhjuste lõikes



2021. aasta põhjuste alamkategooriate ehk täpsemate põhjuste lõikes suurima väljalülitumiste arvu põhjus jäigi välja selgitamata. Nende hulgas oli nii esmakordseid kui korduvaid sündmusi. Neid oli kokku 23 tk. Sellele järgnesid lindudest-loomadest põhjustatud väljalülitumised 16 korral ja äike 11 korral. Järgnesid seadme vananemisest tingitud väljalülitumised 7 korral. Kuuel korral olid põhjuseks valesti arvutatud sätted, harvaesinevad tehnilised põhjused. Viiel korral oli põhjuseks Eleringi töötaja eksimus. Ülejäänud erinevate põhjuste arvud olid jaotunud nii, et erinevad põhjused olid marginaalse arvuga.

2022. aasta I poolaasta suurima arvu väljalülitumisi põhjustanud kategooriaks olid keskkonnatingimused, mida esines 12 korral 40-st ehk 30 % Eleringi poolt põhjustatud väljalülitumiste põhjuste koguarvust. Teisel kohal olid tehnilistest põhjustest tingitud väljalülitumised 9 korral ehk ka 23 % koguarvust ja 8-l korral ei õnnestunud põhjust välja selgitada. Neid oli 20 % Eleringi põhjustatud väljalülitumiste koguarvust.

Joonis 3.20
Väljalülitumised
2022 I poolaasta
põhjuste lõikes



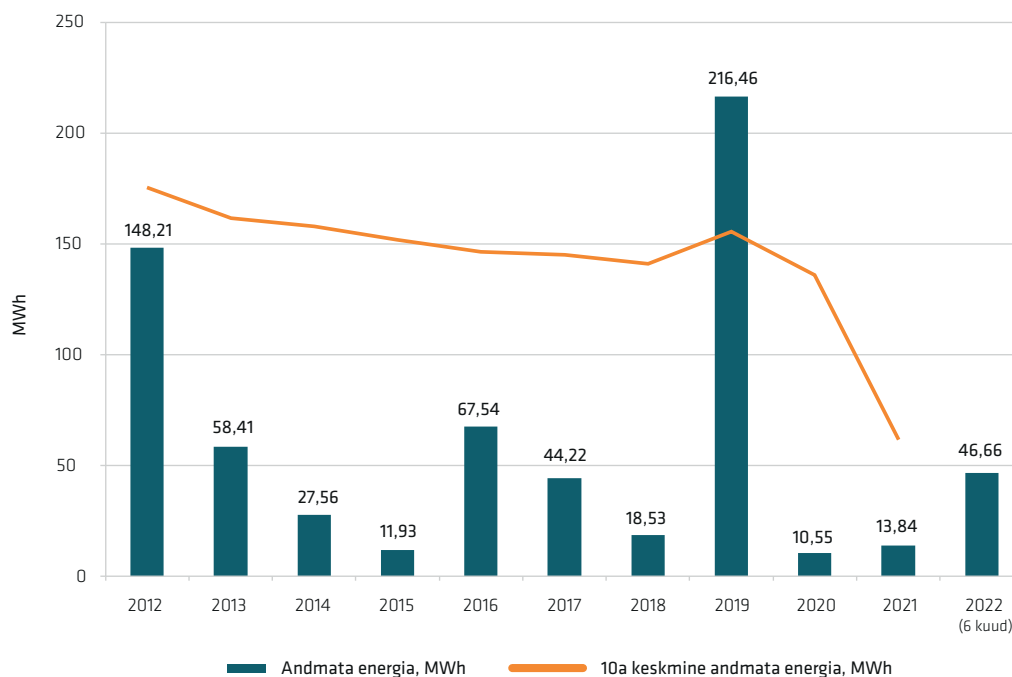
Alamkategooriate suurima väljalülitumiste arvu põhjustajaiks 2022. aasta I poolaasta jooksul olid keskkonnatingimuste kategooriasse liigitatud lumi ja jäide 8 korral, väljaselgitamata põhjuseid oli samuti kokku 8-l korral, nii korduvaid kui esmakordseid võrdselt, 5-l korral oli põhjuseks seadme defekt. Nendele põhjustele järgnevad äike ja linnud-loomad, kumbki nendest põhjustest 4 korral. Kahel korral oli tegemist seadme vananemisega ja edasi esines erinevate põhjustega väljalülitumisi 1 korral.

2021. aasta suurimad rikked:

- 15.01.2021 kell 7:01, kohe peale reaktori R2 välja lülitamist, lülitus Sindi alajaamas välja 330^okV autotrafo A2T. Trafo oli paigaldatud 2019. aastal. Valmistajatehases toimunud trafo ekspertiisi, aktiivosa väljatõstmise käigus tuvastati mähise vigastus. Ekspertiisiakti kohaselt selgus, et rike tekkis, kuna Tellija/Elering ei võtnud kasutusele kõiki abinõusid trafo kaitsmiseks ülepinge eest ja Töövõtja/BEST-tehas ei võtnud arvesse alampinge mähiste taha ühendatud šuntreaktorite töörežiime ja lülitamiste sagedust ning ei andnud omapoolseid soovitusi alampinge mähiste isolatsiooniklassi tõstmiseks ja šuntreaktorite töörežiimide osas. Trafo taastamisetöödega seotud maksumuse võtsid osapooled võrdselt kanda.
- 13.04.2021 kell 00:34 lülitus välja L507 Tartu – Kilingi-Nõmme. Väljalülitumise põhjustas Kilingi-Nõmme alajaama omatarbepingetrafo ehk jõupingetrafo 3OPT4 A-faasi lõhkemine. 11.08.2021 kell 11:58 lülitus välja L507 Tartu – Kilingi-Nõmme. Väljalülitumise põhjustas Kilingi-Nõmme alajaama 3OPT4 B-faasi lõhkemine. Omatarbepingetrafo OPT vigastuse põhjuseks oli dünaamiliste jõudude toimel tekkinud sisemine vigastus, mille täpset põhjust ei ole võimalik tuvastada. OPT taastamisetöödega seotud maksumus on selgitamisel.
- 12.05.2021.a. kell 15:44 lülitus ebaeduka TLA-ga välja L159A Võru – Rõuge. Katkestus Rõuge ja Ruusmäe alajaamade tarbijatele. Kell 15:53 proovipingestamine ebaedukas. Rõuge alajaama toide taastati kell 16:18 Aluksne poolt. L159A teine proovipingestamine oli kell 23:27 edukas. Kell 23:42 viidi Rõuge ja Ruusmäe Võru alajaama toitele. Rikke põhjustas gabariidi rikkumine 110^okV ja ELV 10^okV õhuliini vahel visangus M54-M55. Kuu aega tagasi vahetas hooldusfirma seal visangus isolaatorid ja on kahtlus, et isolaatorite vahetuse käigus pikendati visangut mõnede cm-te võrra. Gabariidi kriitilisuse tõttu piisas sellest ülelöögi tekkimiseks kahe liinijuhtme vahel. 17.05.2021 gabariit korrastati, pingutati 110^okV juhtmeid ankrusisangus 54-55 ja EC lasi 10^okV ÕL traaversi allapoole.

Edastamata elektrienergia hulk oli 2021. aastal läbi aastate paremusjärjestuselt küll kolmandal kohal, aga erinevused parimate aastatega on marginaalsed.

Joonis 3.21
Andmata elektrienergia
aastate lõikes, kus
2022. aasta kajastab
1 poolaasta andmeid



Andmata elektrienergia hulk oli 2021. aastal Eleringi võrgus tekkinud rikete tõttu 13,84 MWh, mis oli läbi aastate paremuselt kolmandal kohal. Kolm suurima andmata elektrienergia kaasa võtnud sündmuse põhjustajat olid seadme vananemine 6,32 MWh, seadmete hooldust tegeva töötaja eksimus 6,32 MWh ja Eleringi töötaja eksimus 2,68 MWh. Ülejäänud põhjustest tingitud edastamata energia kogused oli alla 1 MWh.

- Suurim edastamata elektrienergia kogus tekkis 05. aprillil 2021, kui kell 12:09 lülitus välja õhuliin L176/L177 Sikassaare-Valjala-Orissaare. Samal ajal oli remondis ja tööst väljas L173 Võiküla-Orissaare. Toiteta jäid Valjala ja Orissaare alajaamade tarbijad. Põhjus oli Sikassaare alajaamas, kus sektsioonidevahelise lahtri lahküliti SVL LL 11001 üks faasjuhe oli katkenud. Tegemist oli seadme vananemisest tekkinud rikkega. Tarbimiskohtade toite katkestuste pikkused olid vastavalt 45 ja 98 minutit. Edastamata elektrienergiat oli 5,13 MWh
- 17.08.2021.a. kell 18:04 lülitus välja Jõgeva trafo C2T. ELV tarbijad toiteta. Trafo C2T pingestati kell 19:35. Jõgeva alajaama põlengus kannatanud kaablite demonteerimise käigus demonteeris hooldusfirma töötaja töösoleval diferentsiaalkaitse 35 kV vooluahela kaabli lahti. Saades kohe oma eksimusest aru, ühendas ahela tagasi, aga mitte nii nagu esialgu oli. Trafo C2T diferentsiaalkaitse töötas läbivale Elektrilevi võrgu lühisele. Tarbimiskoha toite katkestuste pikkus oli 172 minutit. Edastamata elektrienergiat oli 4,39 MWh.
- Elektrilevi poolel oli Jüri kaupluse alajaama KOL 19 lühis. Elektrilevi dispetšer oli lülitanud võrgus 10 kV maanduslüliti kogemata 3-faasilisele lühisele umbes 9 kA suuruse vooluga, mida nägi ette ka Eleringi diferentsiaalkaitse. Rakendus Eleringi diferentsiaalkaitse 10 kV liigvoolukaitse voolulõige, mis toimib trafo 10 kV lülitile. 10 kV lülitit hetkel Eleringi SCADAst polnud näha seoses olemasoleva RTU probleemidega (Jüri alajaamas olid releekaitse rekonstrueerimistööd). Trafo 10 kV lüliti lülitus siiski välja. Tarbijad jäid ilma Eleringi süül. Tarbimiskoha toite katkestuste pikkus oli 32 minutit. Andmata energia 2,68 MWh.
- 27.04.2021.a. lülitusid Jõgeva alajaamas välja trafod C1T ja C2T 10 kV ja 35 kV poolelt, Jõgeva alajaama tarbijad jäid toiteta. Põlesid 10 kV ja 35 kV kaablid. Kell 16:37 viidi Jõgeva alajaamas trafo C2T töösse, et toita omatarvet, trafo C1T oli väljas. Kell 02:40 pingestati Jõgeva alajaama trafo C2T koos 35 kV liiniga L57 Jõgeva-Puurmani. Rike oli küll kliendi poolel, aga Eleringil jäi üle kandmata energiat 170 MWh.

2022. aasta I poolaastal oli edastamata jäänud elektrienergia hulk Eleringi võrgus tekkinud rikete tõttu 46,66 MWh, mis ületab viimase kolme aasta (2022. aasta kaasa arvatud) näitajat peaaegu 4-kordselt.

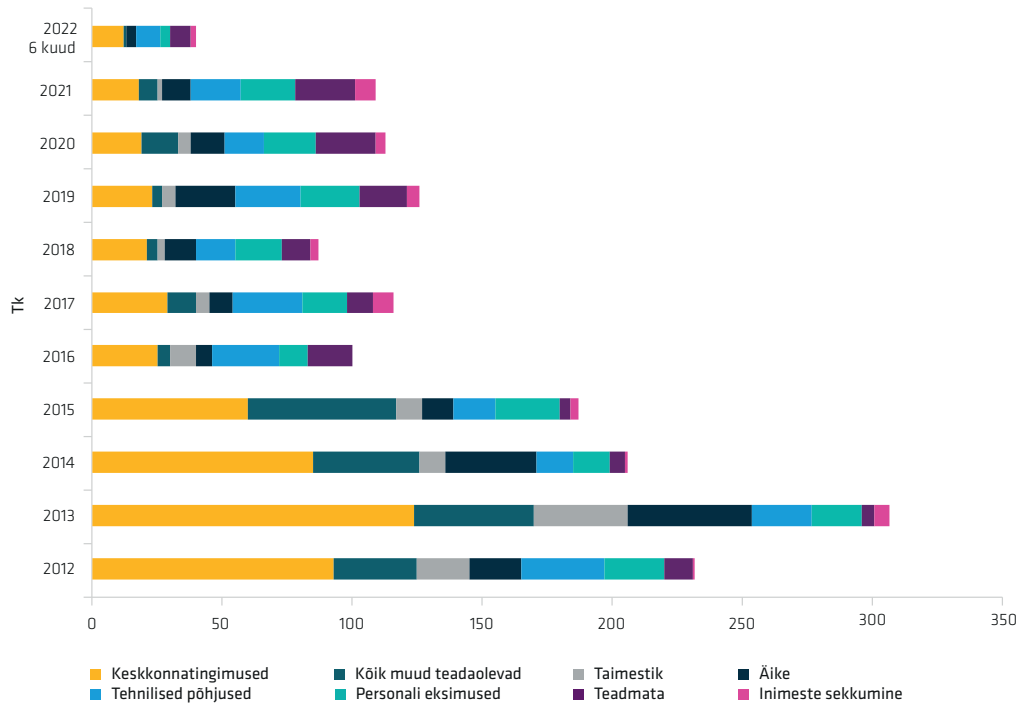
- 10.04.2022 kell 20.41 lülitusid, hiljem selgus, et lülitati, Kunda alajaamas välja 110 kV võimsuslülitid L124A VL 110245, C2T VL 110025, L115 VL 110155, MVL 110065, C1T VL 110015, L8060 VL 110605. Toiteta jäid L8060 Estonian Cell ning kõik Kunda alajaama 6 kV tarbijad. SCADA andmetel eelnesid kella 20.41 väljalülitumistele Kunda alajaamast signaalid „Aku laadimine puudub“, „L115 väljal. ahela rike“, „110 MVL või RK op.ah.rike“, „110 kV Is SA ja 110 kV IIs SA töö“. Kõik väljalülitunud võimsuslülitite ajamite kappide ukсед olid avatud ja võimsuslülitite juhtimised olid viidud oskuslikult asendisse "kohalik", mille tõttu oli dispetšeril kaugjuhtimine telemehaanikaga blokeeritud. Kell 22.05 taastati alajaama normaalskeem, tarbijad olid toidetud. Kell 20.41 Kunda alajaama väljalülitumised olid põhjustatud tahtlikult tundmatu isiku poolt. Andmata energia 45,18 MWh.

Ülejäänud 2022. aasta riketest põhjustatud andmata energia kogus oli alla 1 MWh.

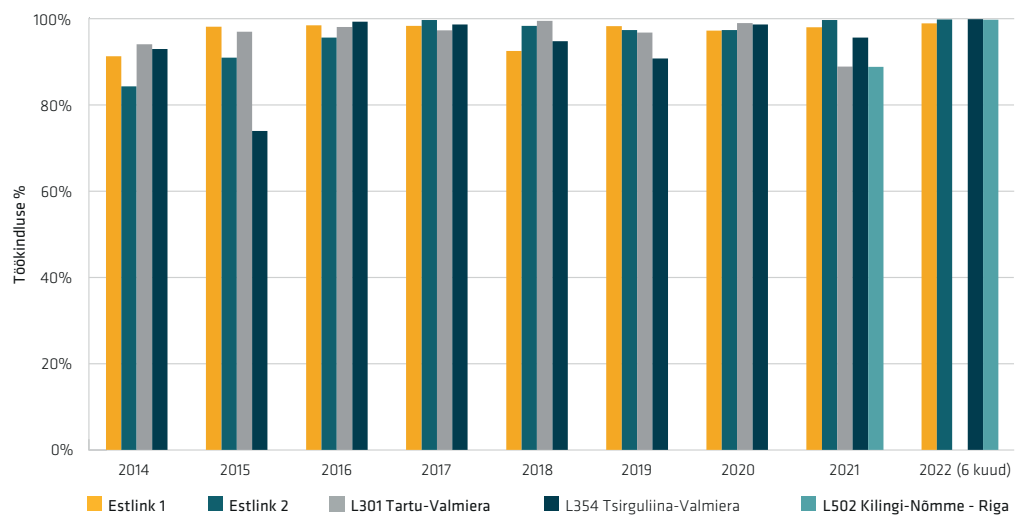
2021. aasta enim edastamata elektrienergiat oli põhjustatud seadme vananemisest 6,32 MWh, hooldustöötaja eksimusest 4,48 MWh ja Eleringi töötaja eksimusest 2,68 MWh. Ülejäänud põhjuste andmata energia kogused olid alla 1 MWh.

2022. aasta I poolaasta enim edastamata elektrienergiat põhjustas huligaansus 45,18 MWh, Ülejäänud põhjuste andmata energia kogused olid alla 1 MWh.

Joonis 3.22 kirjeldab Eleringi põhjustatud väljalülitumisi põhjuste lõikes ajavahemikus 2012-2022, kus 2022. aasta kajastab I poolaasta andmeid.



Joonis 3.23 Välisühenduste töökindlus 2014-2022 aastate lõikes, kus 2022. aasta kajastab I poolaasta andmeid.



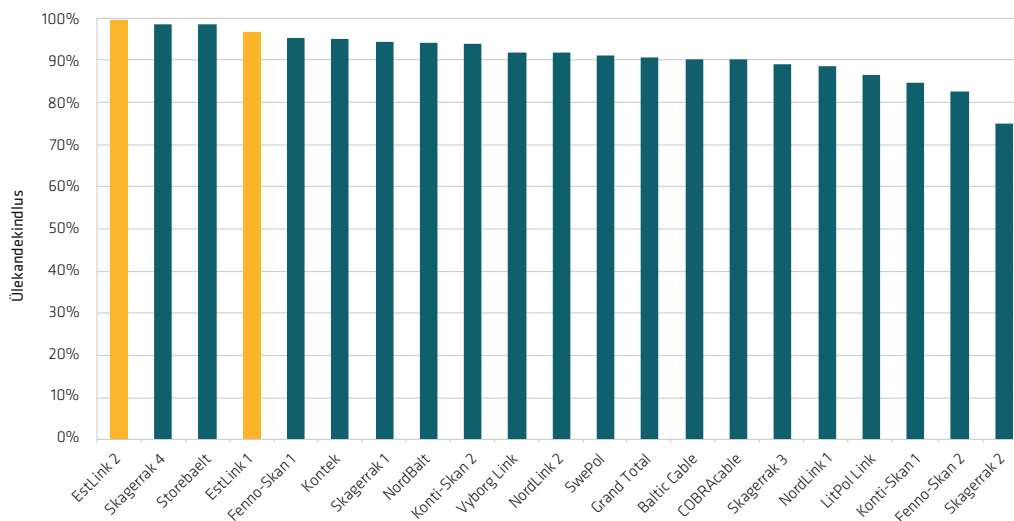
Tabel 3.1 Eesti-Soome elektriühenduste statistika 2022

Kirjeldus	EstLink 1	EstLink 2
Elektrienergia kasutus	57,96 % (ca 1 777 GWh) EE->FI: 14 GWh FI->EE: 1 763 GWh	87,74% (4 996 GWh) EE->FI: 53 GWh FI->EE: 4 943 GWh
Tehniline töövalmidus	98,12% (0,75% kõrgem kui 2021)	99,79% (2,3% kõrgem kui 2021)
Plaaniline mittekättesaadavus	1,88% (164,5h)	0,02% (1,7 h)
Rikkeline mittekättesaadavus	0,0% (0h)	0,19% (16,74 h)
Katkestuste arv kokku	2	7
Plaaniliste katkestuste arv	2 (1 FIN, 0 EST, 1 ühine)	1 (1 FIN, 0 EST, 0 ühine)
Rikkeliste katkestuste arv	0 (0 FIN, 0 EST)	6 (3 FIN, 3 EST): Ülekande piirang: 4, ülekande katkestus: 2

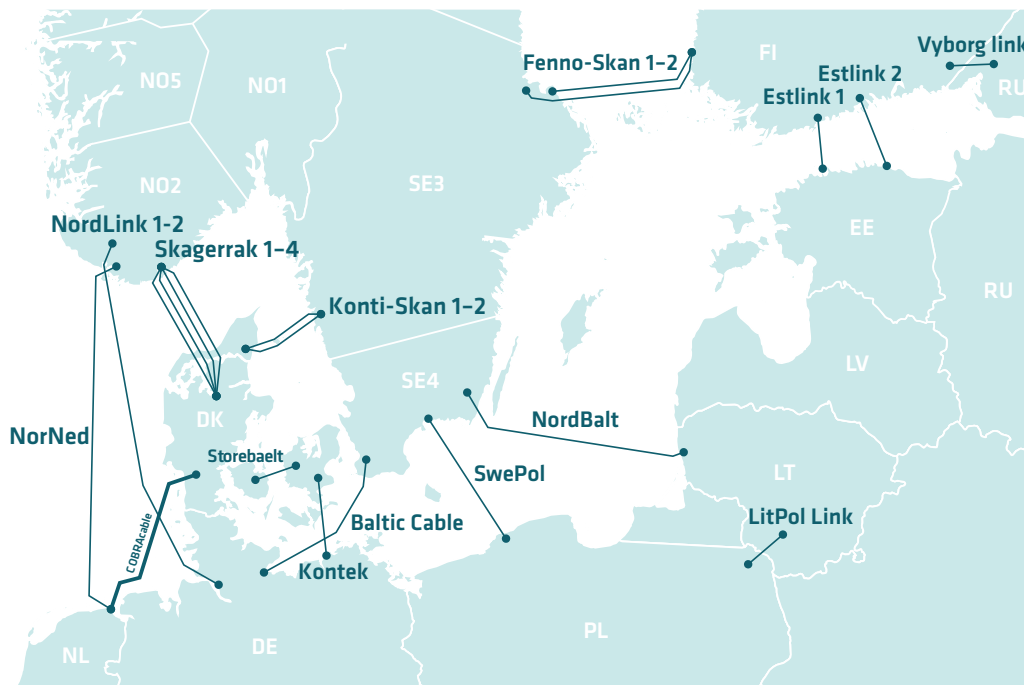
Eesti-Sooe ristlõikel 2021. aastal kokku 3613 pudelikaela tundi ehk ca 41,24 % tundidest aastal, millest:

- kogu installeeritud ülekandevõimsus oli kasutatud (st EstLinke kasutati täisvõimsusel ilma piiranguteta): 2205 tundi ehk 25,17% aastast;
- ülekandevõimsust piirati Elering või Fingridi võrgust tulenevalt (sh HVDC ühenduste piirangute tõttu) 1387 tundi ehk ca 15,83% aastast! NB! Sealjuures selliseid ülekandevõimsuse piiranguid, mille korral oli elektrituru käsutuses alla 1000 MW Eesti-Sooe vahelisest ülekandevõimsusest, oli kokku 125 tundi st 1,43 % aasta tundidest.
- Põhjamaade võimsuse muutuse kiirusest tingitud piiranguid oli 21 tunnil ehk 0,24 % aastast.

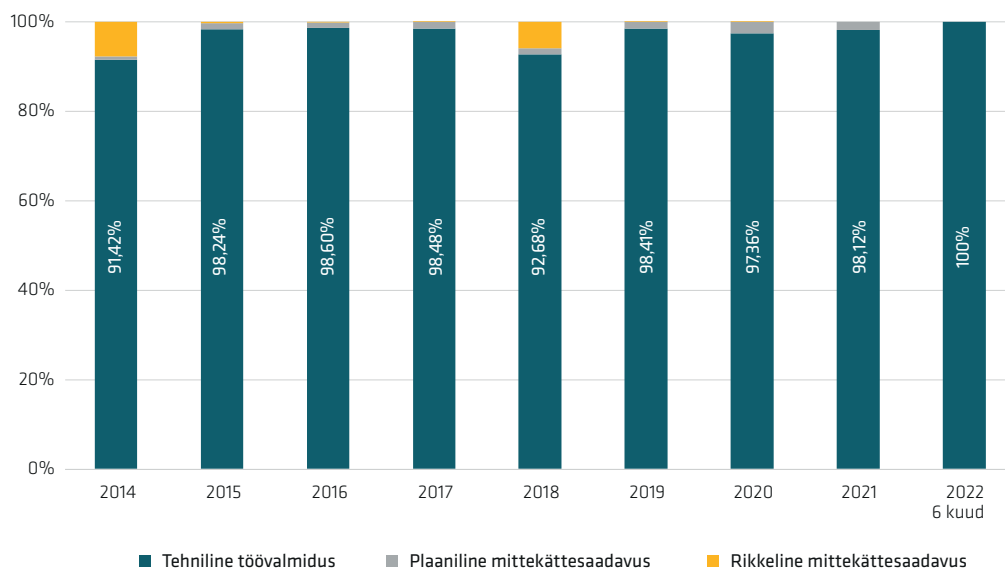
Joonis 3.24
Põhja- ja Baltimaade
alalisvoolukaablate
ülekandekindluse ehk
kättesaadavuse %
täisvõimsusest 2021.
aastal. Arvesse on
võetud piirangud,
häired, planeeritud ja
planeerimata katkestused



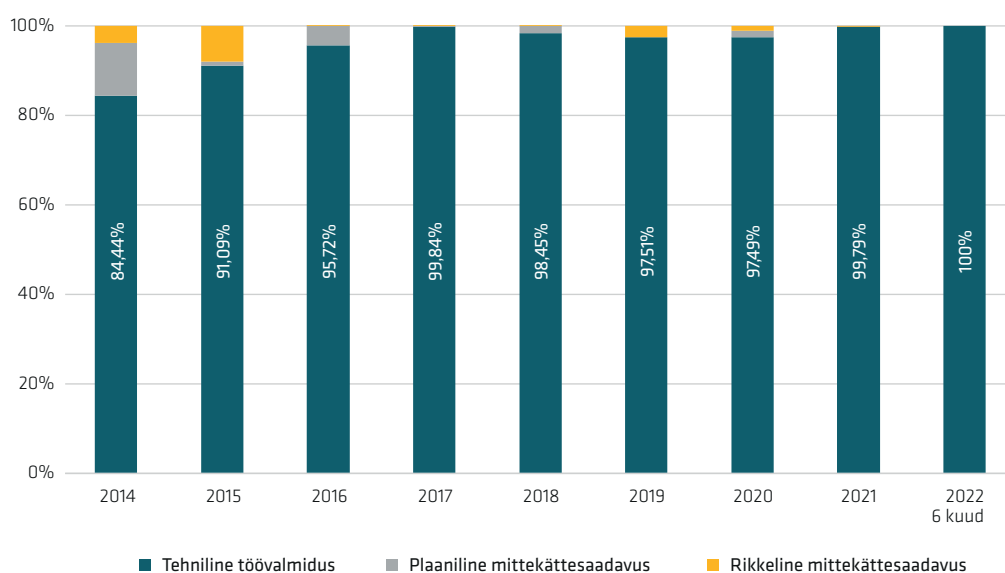
Joonisel 3.25
on toodud 20 HVDC
ühenduse geograafilised
asukohad aastal 2021.



Joonis 3.26
EstLink1 töökindlus
aastatel 2007-2022,
kus 2022. aasta kajastab
I poolaasta andmeid



Joonis 3.27
EstLink2 töökindlus
aastatel 2014-2022,
kus 2022. aasta kajastab
I poolaasta andmeid



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

Eesmärkide täitmiseks töötati 2013. aastal välja võrgu töökindluse tõstmise programm „Liinid puuvabaks“, mille eesmärk oli laiendada liinikoridore vältimaks puude kukkumist ja langetamist liinidele. Selle programmi raames raadati liinikoridorid laiemaks nii, et koridoride servades kasvavad puud ei ulatuks liinidele.

Kuna suurem osa programmis „Liinid puuvabaks“ toodud projekte on valminud, siis arvestades ka gaasivõrgu lisandumisega koostati 2016. aastal kava võrkude töökindluse ja ohutuse edasiseks tõstmiseks järgneval viiel aastal – „Kindel võrk 2016-2021“. Eelnevast programmist on lõpetamata elektriliinide kaitsevööndite raadamine ning vastavad tegevused ja eesmärgid on uuendatud käesolevas kavas.

„Kindel võrk“ kava eesmärk on parandada hoolduse, sh ka kaitsevööndite hoolduse kvaliteeti, et vähendada katkestusi klientidele ja piiranguid välisühendustel, samal ajal maksimeerides nii elektriliinide kui ka gaasitorustike eluiga, mille tulemusena vähendada tuleviku investeringukulusid.

Oluliseks aspektiks on lisandunud elektri- ja gaasivõrgu ohutuse suurendamine, arvestades võimalike intsidentide suure negatiivse kajastusega, vähendades ohtusid Eleringi võrgust nii inimeste elule ja tervisele kui ka varale ja keskkonnale. Ohutuse suurendamisega seotud tegevused teenivad nii katkestuste vähendamise kui ka ohutuse suurendamise eesmärgi, kuna suurem osa elektrivõrgu riketest on seotud lühistega avalikult ligipääsetavates liini kaitsevööndites ning samuti on suur osa katkestuste tõttu andmata energiast seotud inimeste tegevusega elektripaigaldises.

Käesolev plaan hõlmab tegevusi, mille eesmärk on:

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

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

Õhu- ja kaabelliinide kaitsevööndite kogupindala 2021. aasta alguse seisuga on 33 003 ha, millest ca 52 % paikneb metsastunud alal. Metsastunud alast ca 200 ha on kaitsevööndites raadamata metsa ning ülejäänud võsastunud ala.

3.3.3 Eleringi varade haldamise põhimõtete uuendamine

Eleringi elektrivõrgu varade haldamise strateegilised eesmärgid on seotud võrgu seadmete töökindlusega vähendamaks elektrikatkestusi või selle toimumise riski, tehes seda kuluefektiivselt.

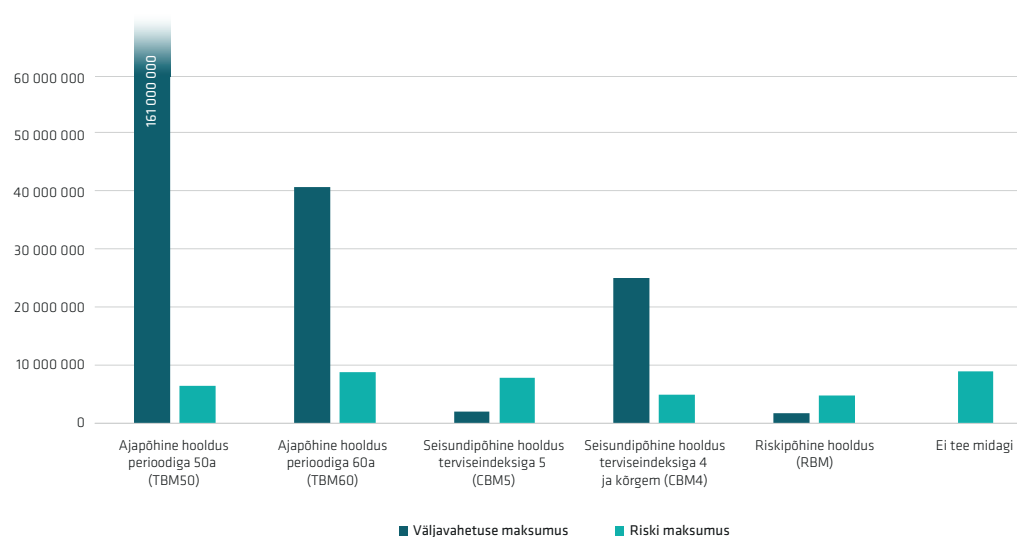
Elektri ülekandevõrkude hooldamisel on traditsiooniliselt kasutatud ajapõhist lähenemisviisi – ajapõhised hooldused toimuvad lähtudes eelnevalt kokku lepitud ajahorisontidest, st et mingisuguse konkreetse seadme hooldus teostatakse nt iga kolme aasta järel või nt teatud arvu lülituskordade järel. Ajapõhist hooldust on lihtne rakendada, kuid see viib olemuslikult üleinvesteerimiseni. Ajapõhise hoolduse ja investeringute lähenemisviis võib ennast teatud juhtumitel õigustada, kuid ei arvesta nende varade reaalsel olukorda, st osad nendest varadest ei pruugi üldse vajada hooldust või teisalt oleks osade varade hooldus pidanud toimuma varem ning erinevates asukohtades ja funktsioonides varadega seotud riskid nõuavad ka erinevat lähenemist hoolduste ja investeringute teostamise põhimõtetele. Kõik see toob kaasa kas liigset finantside kasutamist või teisalt elektrivõrgus tervikuna varustuskindluse langust. Samuti ei pruugi tänapäeva elektrisüsteemides investeringud kõige halvemas seisus olevatesse seadmetesse tähendada kõige kuluefektiivsemaid otsuseid, sest nii tarbimise kui ka tootmise muustrid on võrkude ehitamise ajast tugevalt muutunud.

Oma varade seisukorrast ja kaasnevatest riskidest parema ülevaate saamiseks ja nende mõistlikumaks haldamiseks on Elering uuendamas varade haldamise põhimõtteid. Eesmärgiks on liikuda elektrivõrgu komponentide hooldusel tavapärasest ajahorisontidel põhinevast lähenemisviisist seisundi- ning riskipõhisele hooldusele ja investeringute planeerimisele ja seeläbi tõsta võrgu töökindlust ning optimeerida kulusid. Samuti on Eleringi huviks arendada Eestis tehnilist kompetentsi selles valdkonnas. Lisategurid, mis sellist lähenemisviisi tänapäeval järjest enam toetavad on seotud seadmete erinevate parameetrite mõõtevõimaluste ja arvutusvõimekuse suurenemisega, sh kiiresti arenev IoT seadmete kasutamine seadmete töö monitoorimisel. Saadaval on mitmesuguseid mõõteandureid ja võimalusi saadavate mõõteandmete töötlemiseks, samuti on mõõtmiste ja analüüsiga seotud riistvara maksumus muutunud võrreldes eelnevaga soodsamas suunas.

Varade haldamise põhimõtete uuendamisel on Elering seni keskendunud peamiselt õhuliinide hoolduse- ja investeeringustrateegiatega uuendamisele. Õhuliinid on ka varasemalt olnud peamine rikete ning andmata energia põhjustaja. Lisaks on õhuliinide komponentide teadmata tehniline seisukord olnud varasemalt olulise riski allikaks, kus ebasoodsad ilmastikuolud (tormid, jäide) võiks põhjustada õhuliini ulatuslikku purunemist. Elektrisüsteemi seadmete vananemine toob järgmise kümnendi jooksul kaasa märgatava seadmete väljavahetamise laine - valdav enamus teostatavatest investeeringutest tuleb suunata kõrgepinge õhuliinide tehnilise seisukorra parandamiseks, mistõttu on oluline, et investeeringuotsused põhineks seadmete tegelikul seisukorral ning oleks suunatud just selliste komponentide väljavahetamisesse, millega oleks minimeeritud riskid varustuskindlusele.

Alates 2016. aastast on Elering uurinud ning rakendanud võimalusi liinide seisukorra ja liinidega seotud riskide hindamiseks. Selle töö tulemusel on Eleringi töötaja Henri Mannineni poolt sel aastal valminud doktoritöö „Ülekandevõrgu õhuliinide andmepõhine varahalduse ja seisundi hindamise meetodika“. Töö tulemused näitavad, et väljapakutud meetodika võimaldab õhuliinide elutsükli halduse kulusid ülekandevõrkudes märgatavalt vähendada. Uute seisundihindamise meetodikate rakendamise tulemused annavad lootust, et nende abil on võimalik oluliselt vähendada õhuliinide ülevaatuste ja hindamise aega ning maksumust, seejuures samal ajal suurendades tulemuste usaldusväärsust. Väljapakutud meetodika võimaldas juhtumiuuringus minimeerida elektrivõrgu riske kuluefektiivsemalt võrreldes üldlevinud meetodikatega ja samuti võimaldas see tuvastada kõige kriitilisemad elemendid võrgus.

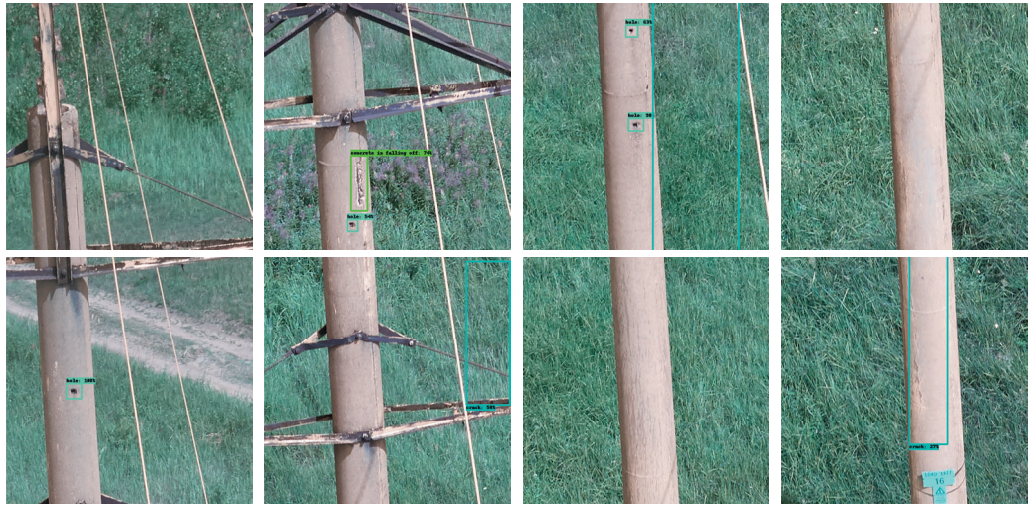
Joanis 3.28
Erinevate varahalduse
strateegiatega
võrdlus jääkriski ja
asendusinvesteeringu
näitel



Töös esitletakse andmetel tuginevat riskipõhise varahalduse lähenemisviisi, kus sisendandmete kvaliteet mõjutab tugevalt otsuste efektiivsust. Rikke tekkimise tõenäosuste arvutamisel kasutatakse õhuliinide terviseindekseid, mis on määratud igale üksikelemendile, tuginedes nende tegelikul seisukorral. Rikete tagajärgede määramiseks on välja pakutud andmata jäänud energial põhinev meetodika, mis hõlmab endas ka eeldatava rikke kestvuse prognoosimist ja kaudsete kulude arvestamist. Traditsiooniliselt tugineb ülekandevõrkude õhuliinide seisundi hindamine manuaalsetel visuaalsetel ülevaatusel, mida on kulukas läbi viia ning mis võivad anda subjektiivseid tulemusi. Paremate tulemuste saavutamiseks jagatakse doktoritöös õhuliinid väiksemateks vaadeldavateks osadeks, kus igale komponendile töötati välja selle eluetappe kirjeldavad hindamiskriteeriumid. Sellise lähenemisviisi rakendamine võimaldaks tõsta Eleringi poolt läbiviidavate õhuliinide visuaalsete ülevaatusete kvaliteeti ja vähendada subjektiivsust. Lisaks on välja töötatud masinõppel põhinev terviseindeksi prognoosimise mudel, mis võimaldab prognoosida Eesti ülekandevõrgu andmetel koostatud juhtumiuuringus mastide tehnilist seisukorda ligikaudu 80% täpsusega ilma täiendavate tegevusteta.

Õhuliinide ülevaatusel kasutatakse aina rohkem õhusõidukite abi, mis võimaldavad hõlpsasti koguda suurel hulgal kõrge kvaliteediga pilte. Piltide automaatseks ja efektiivseks kasutamiseks on tulevikus plaanis kasutusele võtta ka doktoritöös välja pakutud sügavõppe närvivõrkudel põhinevad pildituvastuse meetodid. Väljapakutud lähenemised suudaksid automaatselt tuvastada pildidelt õhuliini defekte ilma käidupersonali abita ja nende alusel hinnata komponentide tegelikku seisukorda.

Joonis 3.29
Pildituvastuse abil
leitud defektid õhuliini
raudbetoon mastidel

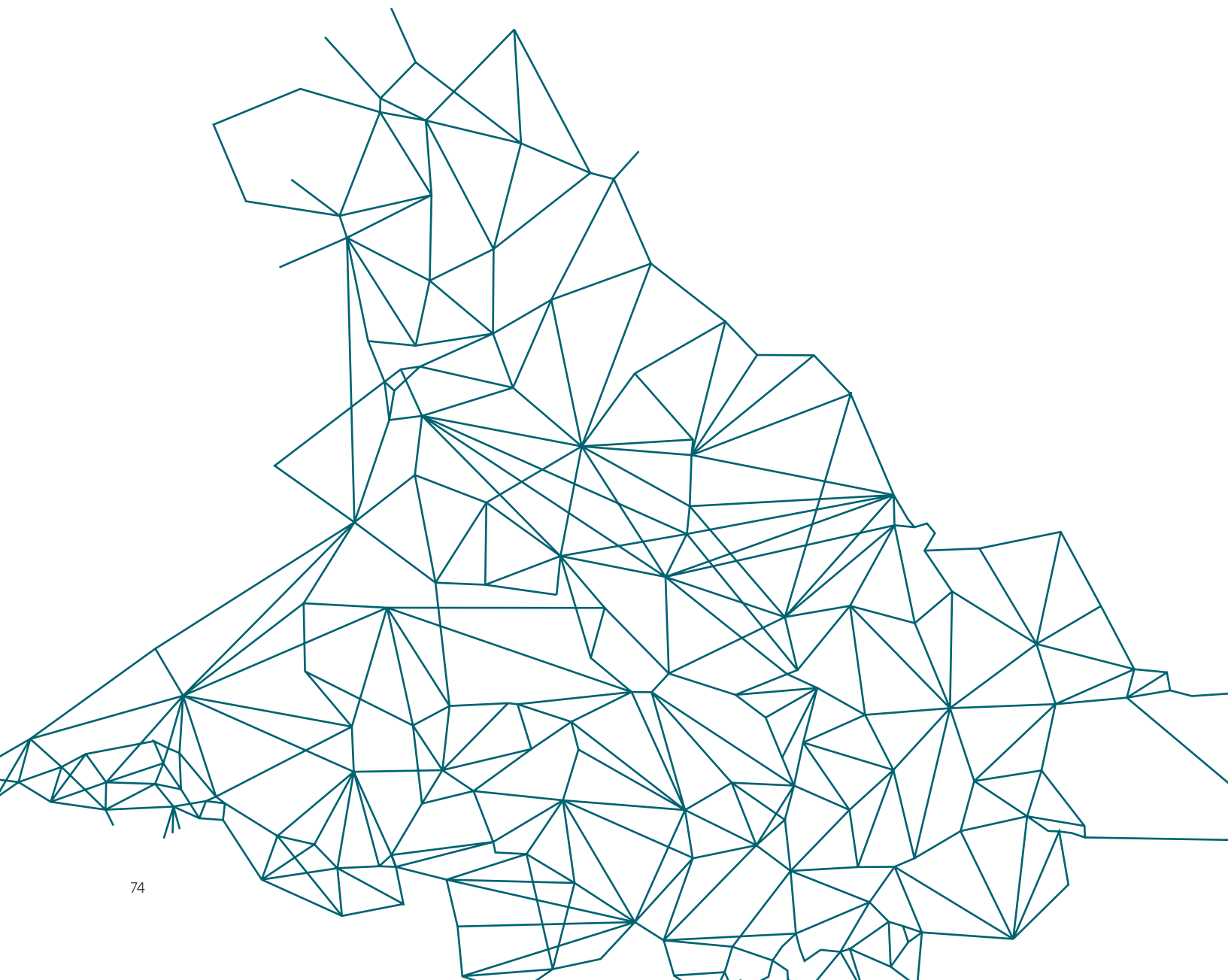


Sel aastal algatas Elering koostöös TalTech-iga T&A projekti, mille peamine fookus on alajaama seadmete seisundiandmete monitooringul ning riski- ja seisundipõhiste hoolduse ja investeeringupõhimõtete väljatöötamisel. Lisaks on töös oluline osa reaalsetel katsetustel ja nende alusel saadavate mõõteandmete analüüsil, mis kõik nõuavad mõistlike tulemuste saamiseks tavapäraselt ajalist ressursi. Arvestada tuleb lisaks ka asjaoluga, et valdkond on arenev ning valmislahendused just eelkõige *online*-monitooringu teostamiseks, kasutades IoT seadmeid ning suurandmete analüüsi, on arenemisjärgus.

Projekti algatamise tõukejõuks on peamised hüpoteesid:

- Uued tehnoloogiad ja mõõteseadmed võimaldavad koguda oluliselt enam seadmete seisundil põhinevaid andmeid
- Seadmete seisundist saadav üksikasjalikum info võimaldab rakendada sellise varahalduse strateegia, mis suurendab võrgu töökindlust ja vähendab kulusid nii lühi- kui pikaajalises vaates
- Uued tehnoloogiad võimaldavad tõsta paigaldiste ohutust

Alajaamade hoolduse ja investeeringupõhimõtete uuendamise projekti lõpptulemina on plaanis 2026. aastaks uuendada nii vastavad põhimõtted kui töötada välja alajaama seadmete seisundi hindamise monitooringu prototüüplahendus.



4 Elektrisüsteemi võimekus

4.1	KOKKUVÕTE	76
4.2	VAADE EESSEISVALE TALVELE LÄÄNEMERE REGIOONIS - NORDIC-BALTIC WINTER POWER BALANCE...	77
4.3	VAADE EELSEISVALE TALVELE EESTIS.....	80
4.4	SÜSTEEMI VÕIMEKUSE MÕISTE JA HINDAMINE.....	81
4.4.1	Eesti varustuskindluse norm.....	83
4.4.2	Strateegilise reservi kontseptsioon	84
4.5	SÜSTEEMI VÕIMEKUSE ANALÜÜS.....	85
4.5.1	Tõenäosusliku analüüsi meetodika	85
4.5.2	Süsteemi võimekuse analüüsi tulemused	87
4.5.3	Regionaalsed deterministlikud analüüsid	89
4.5.4	Erakorralised stsenaariumid.....	91
4.5.4.1	Balti saartalitluse stsenaarium	91
4.5.4.2	Baltikumi hädaolukorra toimepidevuse stsenaarium.....	93
4.5.4.3	Eesti elutähtsa teenuse stsenaarium.....	94
4.6	TARBIMISE PROGNOOS	95
4.7	TÄHTSAIMAD MUUTUSED SEOSSES TOOTMISVÕIMSUSTEGA EESTIS.....	98
4.8	HINNANG TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKULE TOOTMISVARULE	100
4.8.1	HINNANG TOOTMISVÕIMSUSTE PIISAVUSELE TALVEL	100
4.8.2	Hinnang tootmisvõimsuste piisavusele suvel	101
4.9	ÜLDISED TRENDID VARUSTUSKINDLUSE TAGAMISEL	102
4.9.1	Euroopa energiapoliitika ja elektritootmise sisendhindade muutused	102
4.9.2	Elektriturg ja hinna kujunemine üleeuroopalisel turul	103
4.9.3	Elektritarbimise hinnaelastsus	104

- **Tiputarbimise katmiseks on piisav tootmisvõimekus regioonis olemas, kuid võrreldes varasemate aastatega on oluliselt kasvanud riskid varustuskindlusele, mis on eelkõige tagajärg Venemaa agressioonile Ukrainas.**
- **Kiirendamaks energiaalase sõltumatuse suurendamist Venemaast, on oluline Euroopa-sisese koostöö hoidmine.**
- **Tõenäosus tarbimise piiramiseks on madal. Kui riskid peaksid realiseeruma, siis on olemas väljatöötatud protsess piiramiseks viisil, mis kõige vähem mõjutab tarbijaid.**
- **Varustuskindluse risk väheneb uue LNG terminali valmimisega Soome lahes ning Olkiluoto 3 tuumajaama täisvõimsusel tööle minekuga.**
- **Üleeuroopaline süsteemi võimekuse analüüs tuvastas, et Eestis on 2027. aastal ületatud varustuskindluse norm, kuna olemasolevad võimsused ei ole majanduslikult jätkusuutlikud. Eleringi jätkuanalüüs leidis, et kui põlevkivi plokke turul hoida, siis on varustuskindluse norm tagatud. Teeme Konkurentsiametile ning Majandus- ja Kommunikatsiooniministriumile ettepaneku strateegilise reservi väljatöötamiseks ja rakendamiseks.**

4.1 KOKKUVÕTE

Elektrisüsteemi võimekusena käsitleme olukorda, kus oodatav elektritarbimine on kaetud kohaliku tootmisvõimsuse, impordivõimaluste ning tarbimise juhtimise võimalustega.

Elektrisüsteemi võimekuse peatükis vaatleme elektritarbimise katmise olukorda kõigepealt järgneva talve kontekstis ning seejärel pikemas ajaraamis tulevikku. Järgneva talve tootmisvõimsuste ja tarbimise seisu on vaadeldud nii Eesti kui ka laiemas Läänemere kontekstis. Pikemaajalist süsteemi võimekust on analüüsitud Eesti, regiooni ja Euroopa vaatest ning seda nii deterministlike kui ka tõenäosuslike meetoditega.

Regioonis ja Euroopas on saadaolevate tootmisvõimsustega tavaolukorras ja suuremate avariide korral võimalik katta elektrienergia tiputarbimine nii eeloleval talvel kui ka järgnevatel aastatel. Siiski on võrreldes varasemate aastatega oluliselt kasvanud riskid varustuskindlusele, mis on eelkõige tagajärjed Venemaa agressioonile Ukrainas ning sellega kaasnenud mõjule energiaturgudel.

Olulisemad riskid Eesti varustuskindlusele, mis on viimase aasta jooksul kasvanud:

Erakorraline desünkroniseerimine Mandri-Venemaa elektrisüsteemist.

1. Narva elektrijaamade jahutusvee kättesaadavus tulenevalt Narva veehoidla tasemest.
2. Maagaasi ja teiste primaarkütuste kättesaadavuse halvenemine.
3. Olkiluoto 3 tuumajaama valmimise hilinemine ja uue jaama tõestamata töökindlus.

Lisaks eeltoodud kasvanud riskidele on jätkuvalt elektrisüsteemis riskid, millega tavaolukorras tuleb elektrisüsteem toime, kuid koostoimes eelnevate riskide realiseerumisega võivad tuua kaasa varustuskindluse probleeme:

- Erakordselt külma ilmaga talv, mis kasvatab elektrienergia (ja maagaasi) tarbimist.
- Madalad hüdroreservid Põhjamaades.
- Erakorralised tootmisvõimsuste ja ülekandevõimsuste avariid.

Tulenevalt maagaasi impordi vähenemisest Venemaalt on Euroopas oluliselt kasvanud risk, et maagaasi pole kogu tarbimise rahuldamiseks piisavalt. Kas ning kui palju maagaasi võib puudu jääda, sõltub sellest, kui suures mahus Venemaa tarned Euroopasse jätkuvad, kui palju on võimalik Venemaa tarneid asendada teiste allikatega ning kui suur on gaasitarbimine. Üleeuroopalised analüüsid näitavad, et keskmise talve korral on Euroopas maagaasi piisavalt kõigi tarbijate jaoks. Külma talve korral on Euroopas võimalik maagaasi puudujääk kuni 10%, kuid kuna Euroopa Liidu riigid on kokku leppinud gaasitarbimise 15% vähendamises, siis ei ole oodata gaasi puudujääki ka külma talve korral.

Lõpptarbija toetamiseks regulatiivne sekkumine maagaasi- või elektrihinna kujunemisesse võib võtta tarbijatepoolse motivatsiooni enda tarbimist planeerida ja energiat säästa. Tarbijate toetamine kõrgete hindade juures on printsipiis õige, aga teatud juhtudel võib see hakata vastu töötama varustuskindluse tagamisele.

Baltimaad ja Skandinaavia on ühtlasi eelnevatel aastatel importinud märkimisväärses koguses elektrit Venemaalt, eelmise talve jooksul ligikaudu 7 TWh, mis nüüdseks on lõppenud ja tuleb asendada kohalike võimsustega. Kuna võimsusi on piiratud koguses, siis avariilised seisakud tiputundide ajal võivad tähendada reservide käivitamist. Riskide vähendamiseks on regiooni süsteemihaldurid suurendanud koostööd koordineerimaks suuremate tootmisseedmete ja ühenduste hooldusi, et raskete asjaolude kokkusattumisel ei oleks liiga palju olulisi süsteemielemente korraga tööst väljas.

Euroopa energiaturgude olukord on kogemas enneolematuid väljakutseid, milleks on energiakandjate kiired hinnatõusud ja tootmisvõimsuste vähenemine kättesaadavus, mis võib tekitada probleeme süsteemi võimekuses. Lisaks sõjale on Euroopas üha enam tunda kliimamuutuste mõju – 2022. aasta suvi oli viimase 500 aasta kõige kuivem, mis langetas oluliselt jõgede vooluhulkasid ja hüdroenergia kättesaadavust.

Norra reservuaaride veetasemed, mis on Läänemere regiooni üks olulisim energiaressursid, olid pikalt väga madalate tasemetega juures¹⁵.

Eestis on Vabariigi Valitsus otsustanud tagada 1000 MW tootmisvõimsusi Narva elektrijaamades vähemalt kuni 2026. aastani. See on kooskõlas ka Eleringi positsiooniga, et kuni sünkroniseerimiseni Mandri-Euroopa peab olema vähemalt 1000 MW juhitavat võimsust Eestis olemas.

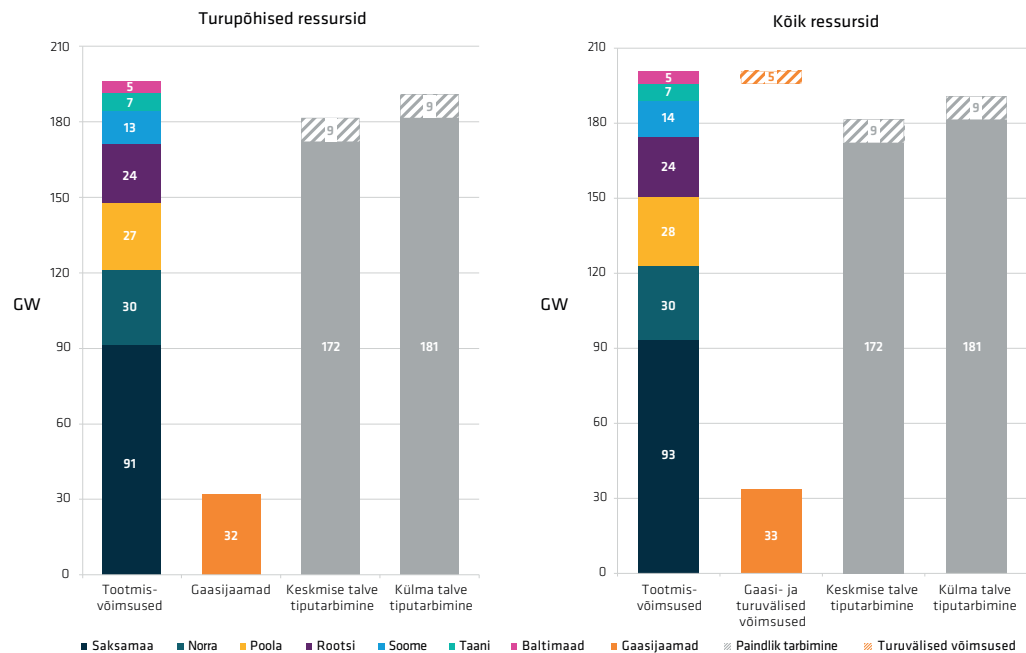
Ajaliselt kaugemale vaatav üleeuroopaline varustuskindluse analüüs näitab riski, et alates 2027. aastast ei ole Eesti põlevkivi elektrijaamad turul konkurentsivõimelised. See aasta oli esimene kord, kui majandusliku jätkusuutlikkuse analüüs vaatas 2025. aastast kaugemale. Eesti varustuskindluse tagamiseks on vajalik siiski 3-4 põlevkiviploki ulatuses võimsuseid. Sellises olukorras piisava süsteemi võimekuse taseme tagamiseks teeb Elering ettepaneku rakendada strateegiline reserv, mille tulemusena hoitakse Eestis varustuskindluse tagamiseks piisavad tootmisvõimsused. Lisaks strateegilisele reservile on kavas rakendada Eestis ja Baltikumis täiendavad sagedusreservide turud, mis koos pikaajaliste lepingutega toovad Eesti elektrisüsteemi täiendavat paindlikku tootmisvõimsust.

4.2 VAADE ESSEISVALE TALVELE LÄÄNEMERE REGIOONIS – NORDIC-BALTIC WINTER POWER BALANCE

Eleringi eestvedamisel hindavad Läänemere TSO-d (lisaks iga-aastasele ENTSO-E Winter Outlookile¹⁶) eeloleva talve regiooni tiputarbimise ja saadaval olevate võimsuste olukorda (Winter Power Balance 2022-2023). Joonisel 4.1 on välja toodud Läänemere piirkonnas olevad turupõhised ressursid ja lisaks muudele turuvälisetele ressurssidele ka süsteemihaldurite reservid ja tarbimise juhtimise võimekus.

Läänemere regioonis on oodatav võimsusbilanss nii keskmise kui ka külma talve tiputarbimise puhul positiivne, kuid vahe on väga väike. Võttes arvesse erinevaid riske, mis on seotud erakorraliste avariidega, kütuse kättesaadavusega, erakordselt madala tuule- või hüdroenergia tootlikkusega, siis saadaval olevate võimsuste bilansi numbrid võivad langeda.

Joonis 4.1
Eeloleva talve
ressursid ja
tiputarbimine



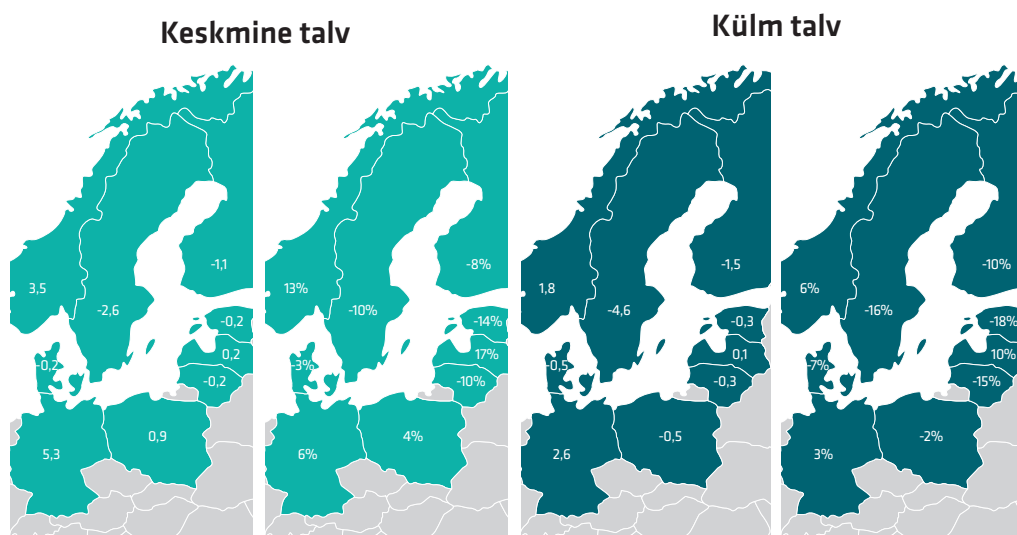
¹⁵ <https://www.statnett.no/en/for-stakeholders-in-the-power-industry/data-from-the-power-system/#hydrological-data>
¹⁶ <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>

Turupõhiseid tootmisvõimsusi regioonis on talve tiputarbimise ajal umbes 193 GW, mis tähendab, et seda on keskmise talve tiputarbimisest umbes 11 GW võrra rohkem, ning külma talve tiputarbimisest umbes 2 GW võrra rohkem, mis moodustab vastavalt 6% ja 1% ülejäägi. Sellest võimsusest 32 GW (16%) kasutavad kütusena maagaasi, mille piisavus talvel on seatud kahtluse alla.

Oodatavast tiputarbimisest ligikaudu 9 GW (5%) on hinnatundlik tarbimine või tarbimise juhtimine, mis väga kõrgete hindade juures oma tarbimisvajadust vähendab. Lisaks sellele on regioonis veel ligikaudu 5 GW turuväliseid võimsuseid, mida süsteemihaldurid saavad käivitada vältimaks tarbimise piiramist või süsteemi tasakaalustamiseks.

Hoolimata sellest, et regioonis on võimsusi piisavalt, on jooniselt 4.2 näha, et see ülejääk ei jaotu riikide vahel võrdselt. Suuremad ülejäägid on vaid Saksamaal ja Norras ning riikide bilansid on enamasti negatiivsed. Selleks, et elektri ülejääk jõuaks sinna, kus seda kõige enam vaja, on vaja kõrget ülekandevõrgu töökindlust ja head koordineerimist süsteemihaldurite poolt. Läänemere piirkond on üldiselt väga hästi ühendatud, mis tähendab, et riigid võivad sõltuvalt ümberkaudsest olukorrast märkimisväärselt elektrit importida.

Joonis 4.2
Turupõhiste ressursside
võimsusbilanss
eeloleval talvel



Nagu eelnevalt regiooni bilansi juures mainitud, siis süsteemihaldurite käsutuses on ka erinevad turuvälised ressursid, mis käivitatakse siis, kui päev-ette turu lagi on saavutatud (aruande kirjutamise hetkel oli päev-ette turu hinnalagi 4000 €/MWh). Taoliste lisaressursside kasutuselevõtt sõltub konkreetsest olukorrast, kuna neid on vaja ka elektrisüsteemi juhtimise jaoks. Nagu näha jooniselt 4.1, siis regioonis on umbes 5% tarbimisest hinnatundlik ning reaalses olukorras on enne päev-ette turu hinnalae tunni saabumist osa tarbijaid otsustanud, et nii kalli hinnaga nad tarbida ei taha.

Külma talve tiputarbimise ajal on risk, et samaaegsete elektrijaamade avariide korral võib mõnes piirkonnas hoolimata reservide kasutuselevõtmisest endiselt tekkida tarbimise piiramise vajadus. Eelnevatel joonistel on eelduseks võetud, et Olkiluoto 3 on tiputunni ajal turul, kuid üheks suureks riskiks on see, kui tuumajaama töössevõtt peaks mingil põhjusel viibima – aruande kirjutamise hetkel on uus tuumajaama plokk läbimas käivituskatseid ning on juba edukalt oma täisvõimsuse saavutanud, kuid ploki reaalne töökindlus ei ole veel teada.

Lisaks tiputarbimise katmisele kaasneb külma talvega ka risk kütuse piisavusele. Regiooni saadavalolevatest võimsustest umbes 16% kasutab kütusena maagaasi. Tulenevalt maagaasi impordi vähenemisest Venemaalt on oluliselt kasvanud risk, et maagaasi pole kogu tarbimise rahuldamiseks Euroopas piisavalt. Kas ning kui palju maagaasi võib puudu jääda, sõltub sellest, kui suures mahus Venemaa tarded Euroopasse jätkuvad, kui palju on võimalik Venemaa tarneid asendada teiste allikatega ning kui suur on gaasitarbimine. Esimene mõju on maagaasi hinna kiire suurenemine, mis toob kaasa tarbimise vähenemise, tulenevalt maagaasi asendamisest teiste kütustega või tööstustarbijate tootmise peatamisest. Maagaasi kiire hinnatõus jõuab otsekohe ka elektrienergia hinda, kuna arvestatav osa Euroopa elektri-jaamadest kasutab kütusena maagaasi.

Vastavalt Euroopa gaasi süsteemihaldurite ühenduse ENTSO-G analüüsile aitavad gaasihoidlad oluliselt kaasa gaasi varustuskindlusele. 1. oktoobril 2022 on EL-i hoidlate tase (89%) üks kõrgemaid läbi aastate (985 TWh)¹⁷. Tavalise talve korral suudab gaasisüsteem tagada nõudluse ja pakkumise tasakaalu. Külma talve korral (üks 20-st) on tõenäoline puudujääk ca 10%, mida aitab vältida Euroopa Liidu liikmesriikide kokkulepe vähendada tarbimist 15% võrra.

Suure nõudluse korral ja külmal talveperioodil, eeldusel, et LNG on maailmaturul saadaval, võib LNG impordi talve jooksul suurendada kuni 1150 TWh-ni, mis on oluliselt suurem kui senised maksimummahud (seni ca 700 TWh). See täiendav pakkumine võib külmal talvel kogu Euroopas nõudluse vähenemise riski oluliselt vähendada.

Balti ja Soome regioon on ajalooliselt kasutanud enamuse maagaasi tarneallikana Venemaad. Selle gaasi piisavuse riski maandab talvel töösse võetav uus LNG terminal Soome lahe kaldal.

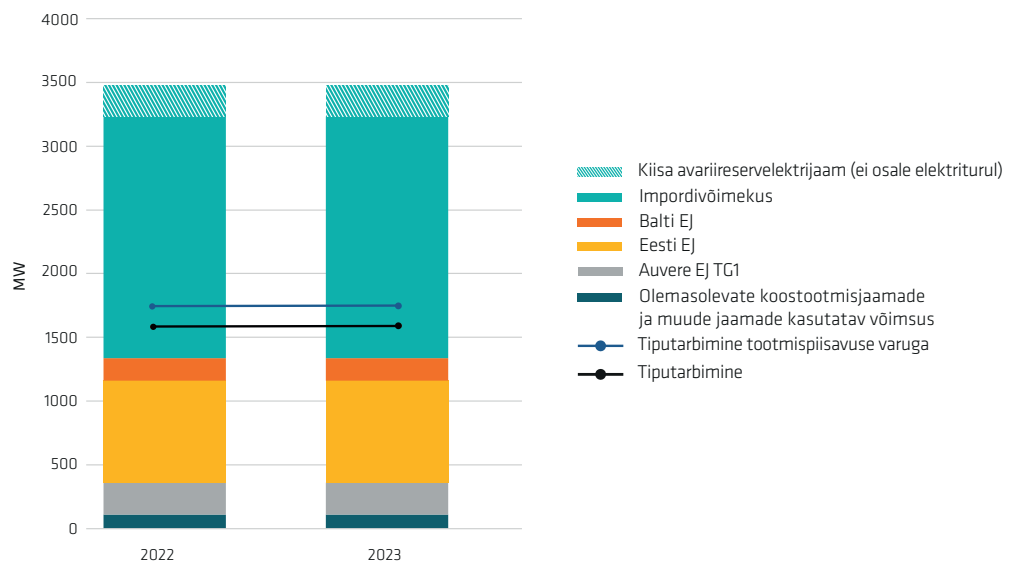
Lisaks maagaasi kättesaadavusele võib tootmisvõimsuste varu mõjutada külm talv kogu Euroopas. Külm ilm suurendab elektritarbimist ning seetõttu vähendab varus oleva tootmisvõimsuse hulka. Peale temperatuuri mõjutab tootmise varu ka päikese- ja tuuleenergia kättesaadavus. Paremad päikese- ja tuuleolud aitavad otseselt tarbimist katta, aga ka vähendavad hüdroenergia ja maagaasi tarbimist, mis tagavad nende tootmisvõimsuste suurema kättesaadavuse kogu talve jooksul.

Eesti vaatest tuleb olulise riskina välja tuua Narva elektrijaamade tööks vajalik jahutusvee kättesaadavus tulenevalt Narva veehoidla tasemest. Narva soojuselektrijaamad (Auvere, Balti, Eesti) vajavad enda tööks pidevat jahutusvee läbivoolu, mille nad saavad Narva jõest ja veehoidlast rajatud jahutusvee kanalite kaudu. Kanalitest läbivoolava vee hulk sõltub Narva veehoidla tasemest, mis omakorda sõltub vee pealevoolust Narva jõest ja sellest, kui palju vett läbi veehoidla tammi lastakse. Normaallolukorras avatakse tammi lüüsid vaid kevadise suurveega. Narva hüdroelektrijaama ja pooli veehoidla tammi lüüse kontrollib Venemaa, kes saaks veehoidla taset nii palju alandada, et Narva elektrijaamadel tekiks jahutusvee kättesaamisega probleeme. Olles sünkroonühenduses Vene elektrisüsteemiga, ei ole veehoidla taseme liigne alandamine Vene poolelt ootuspärane, kuna elektrijaamade peatamist kompenseeriks Venemaa enda tootmisseedmed. Küll aga on veehoidla taseme alandamine oluline risk koos erakorralise desünkroniseerimisega Vene sagedusalast. Antud riski maandamiseks on Narva elektrijaamade operaator, Eesti Energia, loonud tegevuskava täiendavate meetmete elluviimiseks, et tagada vähemalt elektrisüsteemi normaalseks tööks vajalike tootmisseedmete töövõime.

4.3 VAADE EELSEISVALE TALVELE EESTIS

Joonis 4.3 näitab eesseisval talvel Eestis kasutada olevaid tootmisvõimsusi ja ülekandevõimsusi. Keskmise talve korral on Eesti tiputarbimine kaetav Eestis asuvate kindlate tootmisvõimsustega. Külma talve korral võib tekkida vajadus täiendava impordi järele, kui tiputarbimisega samale perioodile jääb ka tuulevaikne ja päikeseta ilm.

Joonis 4.3
Kasutatav tootmisvõimsus,
impordivõimekus ja
tipunõudluse eeldatav
prognoos eesseisval talvel.



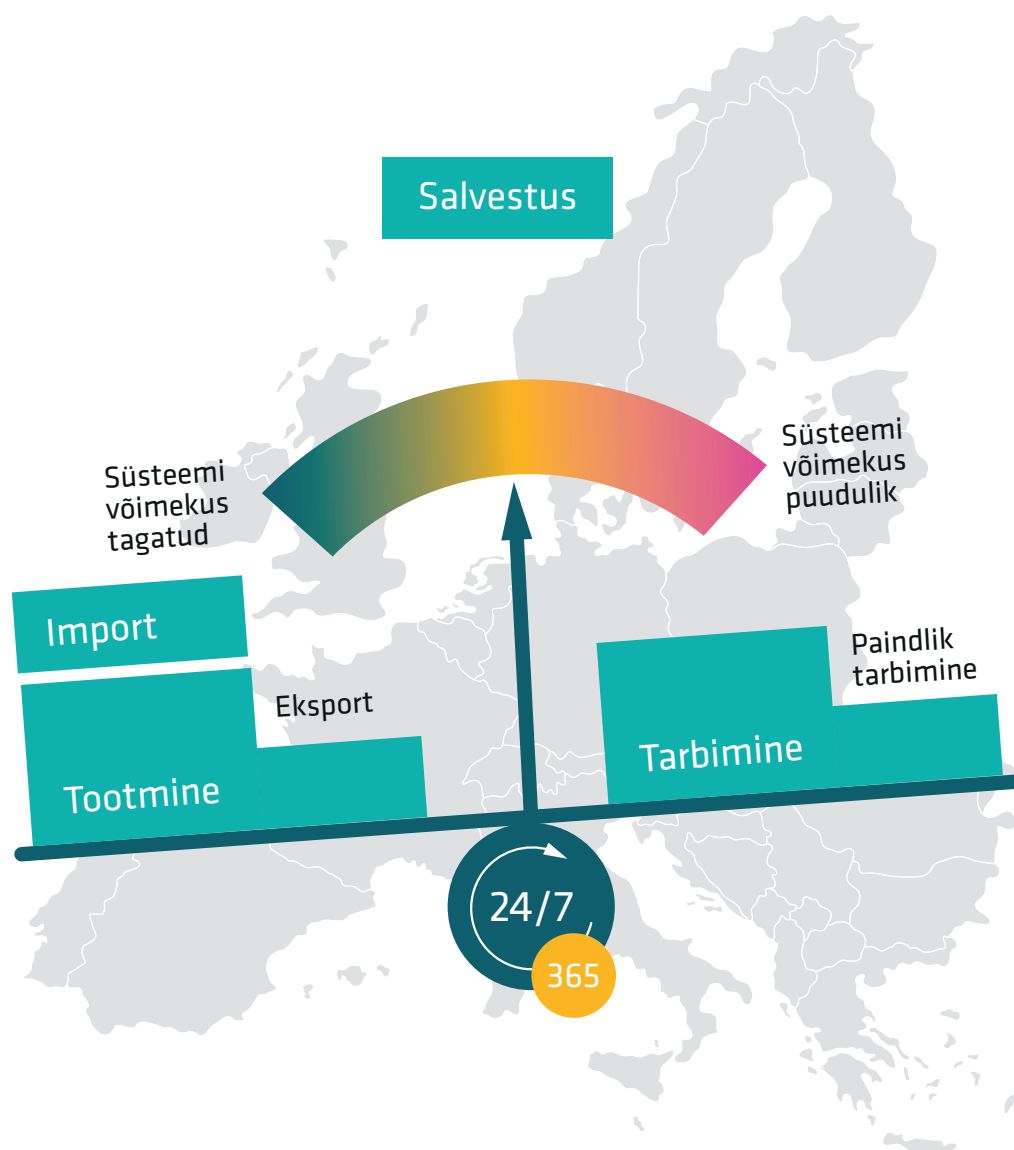
Seda, kas süsteemi võimekus on terve talve jooksul tagatud, analüüsib põhjalikumalt ENTSO-E poolt koostatav „Winter Outlook 2022/2023“.

Kokkuvõttes tuleb eelseisev talv süsteemi võimekuse vaatest väga pingeline sõltuvalt realiseeruvatest riskidest. Pingelise olukorra tõenäoliseks tulemuseks on kõrge hind elektriturul. Elering jälgib hoolikalt talve jooksul kujunevat olukorda ning võtab kasutusele vajalikud abinõud, et Eesti elektritarbijatele varustuskindlus tagada.

4.4 SÜSTEEMI VÕIMEKUSE MÕISTE JA HINDAMINE

Elektrisüsteemis peavad tarbimine ja tootmine olema igal ajahetkel omavahel tasakaalus. Selleks, et seda tasakaalu majanduslikult ja keskkonnasäästlikult hoida, on vaja tekkivaid probleeme pikalt ette näha ja tegutseda, et elektrisüsteemis oleks tarbimise katmiseks tagatud piisavalt ressursse, seda illustreerib Joonis 4.4. Elektrisüsteemi võimekus vaatab mitu aastat ette, et kodumaine elektritootmine, salvestus, impordivõimekus ja paindlikkuse võimekus oleksid piisavad erinevates olukordades tarbimise katmiseks.

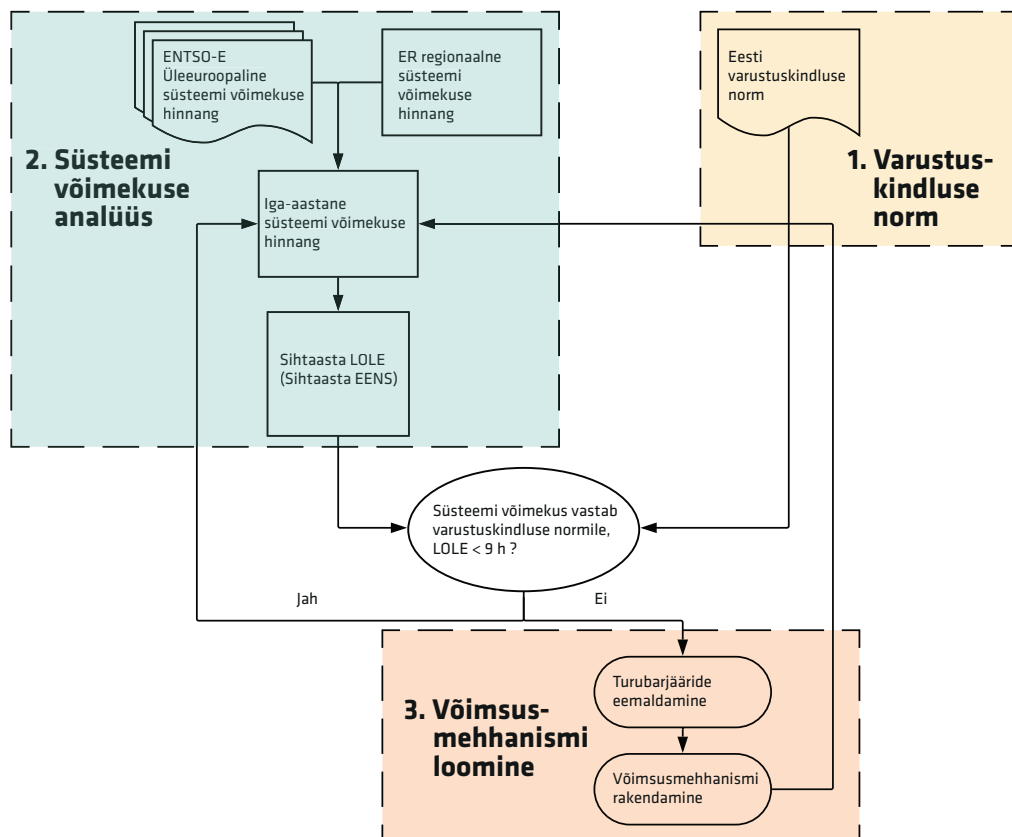
Joonis 4.4
Pikaajalise süsteemi
võimekuse komponendid
ja tasakaaluasend



Elektrisüsteemi võimekuse tagamisel on kolm olulist etappi:

- varustuskindluse normi kehtestamine (vaata peatükk 4.4.1) vastavalt tasakaalule andmata energia kulude ja uute võimsuste investeringukulude vahel;
- pikaajaline elektrisüsteemi võimekuse hindamine (täpsema meetodika kirjelduse leiab peatükist 4.5.1 ja detailsemad tulemused Eesti ja Läänemere regiooni riikide kohta leiab peatükist 4.5.2);
- juhul kui pikaajaline elektrisüsteemi hinnang näitab paremaid süsteemivõimekuse indikaatorite väärtusi, kui varustuskindluse norm ette näeb, siis on süsteemi võimekus tagatud. Juhul kui hinnang toob välja, et tulevikus on olukord kehvem, kui norm lubab, siis on vastavalt Euroopa Komisjoni juhistele vaja eemaldada turutõrkeid ning viimases olukorras on võimalik välja kuulutada võimsusmehhanism (täpsem kirjeldus peatükis 4.4.2).

Joonis 4.5
Süsteemi võimekuse
tagamise etapid



Joonis 4.5 näitab erinevaid etappe, milles süsteemi võimekuse analüüs igal aastal läbi viiakse. Varustuskindluse norm kehtestati 2021. aasta kevadel ning võimsusmehhanismi rakendamine leiab aset siis, kui on leitud, et võimekus ei vasta normile.

4.4.1 Eesti varustuskindluse norm

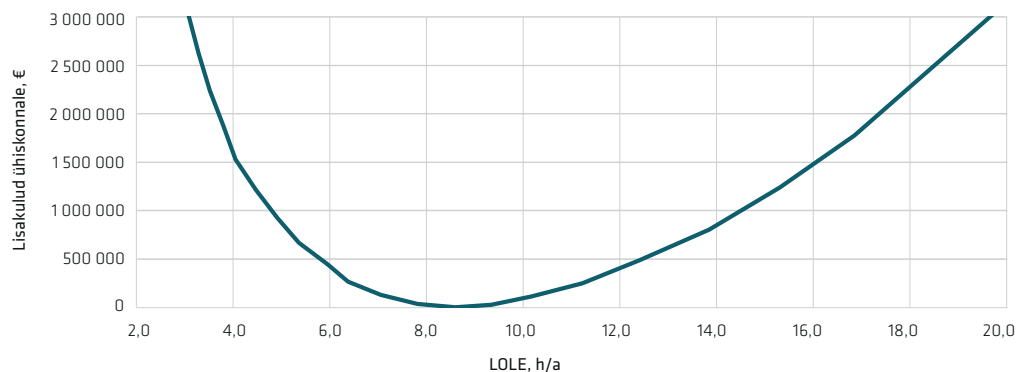
Euroopa elektri siseturu määrase järgi tuleb kõikidel riikidel kehtestada riiklik varustuskindluse norm, mis on kooskõlas ACER-i kinnitatud üleeuroopalise ühise meetodikaga. Normiga määrab iga liikmesriik oma elektrisüsteemi võimekuse aktsepteeritava taseme ning sellega võrreldakse elektrisüsteemi võimekuse analüüsi tulemusi. Juhul kui läbi viidud analüüs näitab, et süsteemi võimekuse olukord on kehvem kui normis lubatud, võib liikmesriik taotleda Euroopa Komisjonilt riigiabi luba ning loa saamisel kehtestada riigis võimsusmehhanismi. Võimsusmehhanism on sisuliselt riigipoolne toetus elektritootjatele või juhitavale tarbimisele, et nad oleksid valmis vajalikul hetkel oma võimsust pakkuma.

Vastavalt määrasele väljendatakse varustuskindluse norm kahe parameetri kaudu – piirangutundide arv (*Loss of Load Expectation – LOLE*) ja andmata jäänud energia kogus (*Expected Energy Not Served – EENS*). Parameetrid, mida kasutatakse varustuskindluse normi määramiseks, on saamata jäänud energia hind (*Value of Lost Load – VOLL*), ühik [EUR/MWh] ja tasandatud uue lisandvõimsuse maksumus (*Cost Of New Entry – CONE*), ühik [EUR/MW]. CONE põhineb standardtehnoloogiatel, mis on kõige tõenäolisemalt turupõhiselt lisanduvad tootmisvõimsused. Detailsemad selgitused ja väärtused eeltoodud parameetrite kohta on leitavad Varustuskindluse standardi uuringust¹⁸.

Eestis on kehtestatud optimaalne varustuskindluse tase piirangutundidele (LOLE) keskmiselt 9 tundi aastas¹⁹. See tähendab, et ühiskonnale on soodsam lasta tekkida mõned tunnid, kus tarbimist ei suudeta täielikult turupõhiselt katta, kui nende üksikute tundide jaoks ehitada lisatootmisvõimsust. Kui neid tunde on rohkem kui üheksa, siis on kahju ühiskonnale suurem kui uue võimsuse investeering ning siis on võimsuste lisamine sotsiaalmajanduslikult põhjendatud. Iga-aastased süsteemi võimekuse analüüsid ja eristsenaariumid hinnatakse vastavalt mainitud normile.

Kui kalduda optimaalsest üheksast tunnist kõrvale, kannab ühiskond suuremaid kulusid. Joonis 4.6 näitab, millisel määral aastased kulud ühiskonnale kasvavad, kui varustuskindluse norm oleks midagi muud kui optimaalne. Kui lisada rohkem võimsusi, soovides vähendada LOLE näiteks kolme tunni peale (varustuskindluse norm Poolas, Ühendkuningriigis ja Prantsusmaal), maksaks Eesti tingimustes ühiskond selle eest ligi 3 MEUR aastas rohkem.

Joonis 4.6
Sotsiaalmajandusliku
kulu kõver vastavalt
LOLE tasemele²⁰



18 <https://elering.ee/varustuskindluse-standardi-uuring>

19 <https://www.riigiteataja.ee/akt/112052021001>

20 https://elering.ee/sites/default/files/2021-10/Varustuskindluse%20standard_2.pdf

4.4.2 Strateegilise reservi kontseptsioon

Olukorras, kui varustuskindluse norm ei ole tagatud, võib piisavate võimsuste kindlustamiseks rakendada riigiabi meetme. Eesti süsteemi võimekuse probleem tekib, kui erakordsete sündmuste tagajärjel tiputarbimisega periood on kokku sattunud madala kohaliku toodangu ja mitteplaaniliste erakordsete sündmustega elektrivõrgus. Eesti süsteemi analüüsid on suurima tagajärjega sündmusteks riikidevaheliste ühenduste ootamatu katkemine tulenevalt nende elementide suurest võimsusest. Selles olukorras ei ole võimalik elektrit teistest elektrisüsteemidest importida. Taolise potentsiaalse probleemi lahendamiseks sobib, nagu kinnitas ka Eestile sobivaima võimsusmehhanismi disaini uuring²¹, kõige paremini strateegiline reserv.

Strateegiliseks reserviks nimetatakse võimsusmehhanismi tüüpi, kus etteantud tingimustel hangitakse piiratud ajaks elektri tootmisvõimsust (või tarbimise alla koormamise võimekust), mis eraldatakse ülejäänud elektriturult. Tulenevalt sellest, et võimsus ei osale elektriturul, ei oma strateegiline reserv mõju elektrituru hinnatekketele. Strateegilise reservi käivitamisel jääb elektrituru hinnaks seesama hind, mis oleks tekkinud ilma strateegilise reservita. Strateegiline reserv käivitatakse ainult erakordsetel juhtudel, kui elektrisüsteemis tekib reaalne oht, et turuvahenditega ei ole võimalik tarbimist ja süsteemi töökindluseks vajalikke reserve tagada. Strateegiline reserv on oma olemuselt ja kvalifitseerumistingimustelt mingile kindlale süsteemi võimekuse probleemile suunatud mehhanism, mis aitab selle mehhanismi haldamiseks vajalikud kulud hoida soodsamad kui turuülese võimsusmehhanismi puhul.

Teiste võimsusmehhanismi tüüpide suureks puuduseks on, et need saavad osaleda pidevalt ka teistel elektriturudel ning võimsusmehhanismi maksete saamine moonutab normaalset turuhinda ja konkurentsi elektriturul. Turuülese võimsusmehhanismi tekitatud turumoonutused võivad omakorda takistada uute turupõhiste tootmisvõimsuste rajamist ning kiirendada teiste, võimsusmehhanismi makseid mittedaavate võimsuste sulgemist, sealhulgas naaberriikides.

Strateegilist reservi nähakse Euroopa Komisjoni poolt kõige vähem vaba elektriturgu mõjutavana, seega sobitub see kõige paremini nende nõudmiste ja reeglitega, eeldusel, et kindel vajadus taolise turusekkumise jaoks on olemas. Euroopa Parlamendi elektrituru määruse kohaselt peab liikmesriik analüüsima, kas võimsusmehhanism strateegilise reservi kujul lahendaks liikmesriigi süsteemi võimekuse probleemi ja ainult siis, kui strateegiline reserv seda ei tee, on võimalik kasutusele võtta alternatiivseid võimsusmehhanismi tüüpe. Eesti puhul ei ole hetkel alust arvata, et strateegilise reservi loomisest ei piisaks võimaliku süsteemi võimekuse probleemi lahendamiseks.

Elering viis 2022. aasta kevadel läbi strateegilise reservi kontseptsiooni avaliku konsultatsiooni²², mille käigus tutvustati turuosalistele esmast nägemust strateegilise reservi reeglitest ning küsiti nende kohta tagasisidet. Praeguseks on strateegilise reservi kontseptsioon esitatud Majandus- ja Kommunikatsiooniministeriumile ning Konkurentsiametile.

4.5 SÜSTEEMI VÕIMEKUSE ANALÜÜS

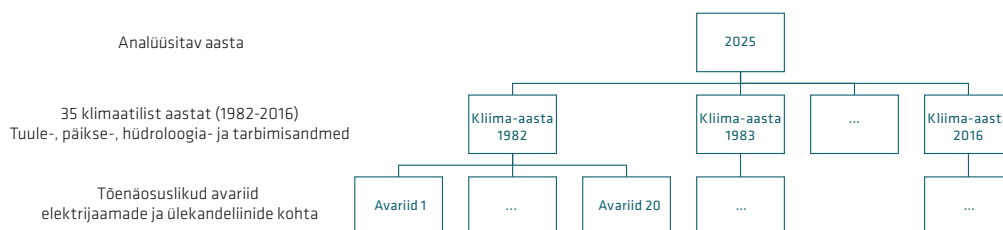
Euroopa elektri siseturu määruses 943/2019 on kirjeldatud, milline on Euroopa liikmesriikide süsteemi võimekuse analüüsi parim praktika ning lisaks sellele töötas ACER välja detailse lähenemise üleeuroopalisele süsteemi võimekuse hindamisele²³, mida viib iga-aastaselt läbi ENTSO-E. Elering teeb koostööd ENTSO-E ja teiste Euroopa süsteemihalduritega, et seda metoodikat rakendada nii üleeuroopalise ERAA kui ka riikliku süsteemi võimekuse hindamise jaoks. Praegu ja järgnevatel aastatel on elektrisüsteem kiires muutuses ning varustuskindluse tagamiseks peavad riigid tegema koostööd ja panustama analüüsides metoodikate arendamisele.

4.5.1 Tõenäosusliku analüüsi metoodika

Eleringi ja ENTSO-E kasutatav analüüsi metoodika on maailmas sellisel skaalal kõige põhjalikum ja täpsem viis hinnata pikaajalist elektrisüsteemi võimekust. Sellesse panustavad igal aastal sajad eksperdid Euroopa TSO-dest. Kasutatud andmed ja eeldused on kontrollitud ja kinnitatud Euroopa süsteemihaldurite poolt, mis teeb tulemused usaldusväärseks.

Elektrisüsteemi võimekust hinnatakse tõenäosusliku meetodi abil. Metoodika baseerub Monte Carlo meetodil, mille kohaselt optimeeritakse 35 kliima-aasta iga tund, millel on igaühel erinevad tunnipõhised väärtused tarbimise, tuuleolude, päiksekiirguse, hüdroloogilise olukorra kohta. Simulatsioonide käigus genereeritakse juhuslikult toimuvad süsteemielementide avariid (vaata Joonis 4.7). See tähendab, et nimetatud analüüsi iga stsenaarium koosneb 700-st simuleerimise teel optimeeritud aastast – 35 kliima-aastast – ning igaühe kohta 20 juhuslikku avariiprofiili. Suure hulga simulatsioonide teostamisel on ootuspäraseks tulemuseks, et lisaks tavapärasele olukordadele tekib ka ebatõenäoliseid ja ekstreemseid olukordi, kus näiteks mitme suure elektrijaama avariiga samal ajal on ka tiputarbimine ning satub olema madal taastuvenergia tootmine, mis on süsteemi võimekuse koha pealt oluline situatsioon.

Joonis 4.7
Monte Carlo
simulatsioonide
skeem



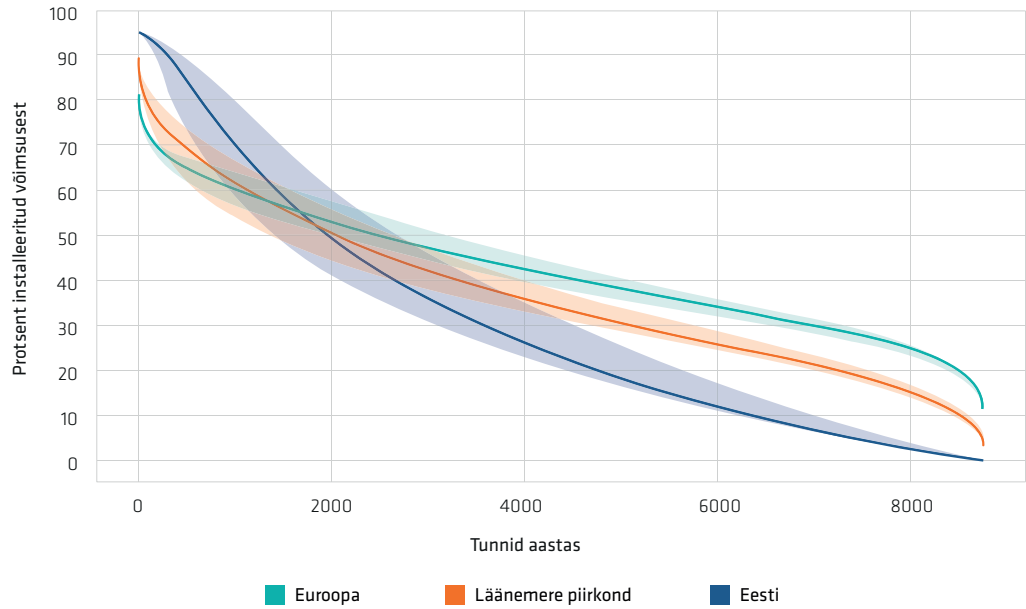
Selline analüüs võimaldab hinnata elektrisüsteemi võimekuse puudujäägi tõenäosust. Simulatsioonide tulemusena arvutatakse välja aasta keskmine andmata energia (EENS) ning keskmine piirangutundide arv (LOLE). Detailsemalt saab ENTSO-E metoodikaga tutvuda ERAA²⁴ kodulehel, kus on ka materjal sisendandmete kohta. Analüüsi tulemustena on välja toodud EENS ja LOLE näitajad Euroopa riikides aastate 2025, 2027 ja 2030 jaoks erinevate stsenaariumite korral, mis sisaldavad tootmisvõimsuste arengut Euroopa riikides praeguste parimate teadmiste kohaselt ning tootmisüksuste majanduslikku analüüsi.

Joonis 4.8 ja Joonis 4.9 kujutavad olulisemaid näiteid erinevatest kestvuskõveratest, mis erinevate aastate lõikes iseloomustavad kliima-aastate muutlikkust ressursside seisukohalt. Joonisel 4.8 tähistavad sinine, oranž ja roheline joon keskmist aasta kestvuskõverat ning seda ümbritsev samavärviline ala tähistab minimaalse ja maksimaalse tuuletootlikkusega aasta kestvuskõverat ehk enamik profiilidest jääb kõikides punktides selle ala sisse. Simuleerides kõiki taoliseid ajaloolistel andmetel põhinevaid ja kliimamuutusi arvesse võtvaid olukordi, on võimalik vaadata ka kõige ekstreemsemad olukordi nagu erakordselt kuivad aastad ja/või erakordselt tuulevaesed aastad.

23 https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I.pdf

24 <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2022/>

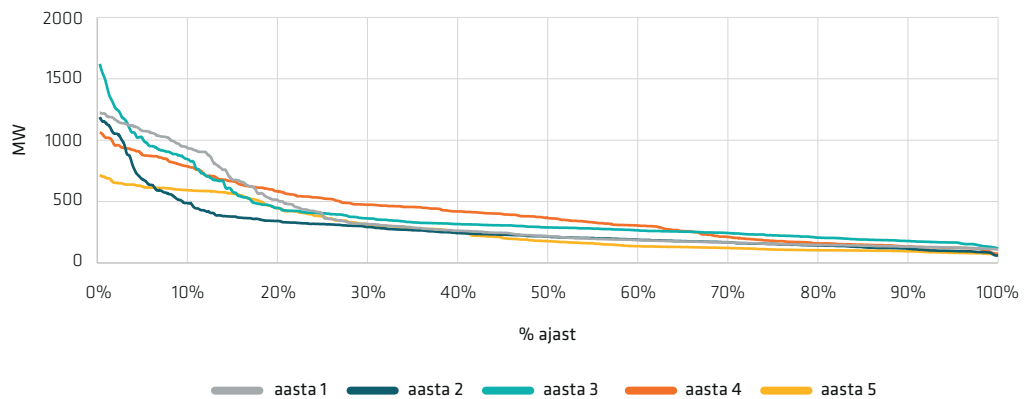
Joonis 4.8
Tuuleressursi variatsioon
kliima-aastate lõikes ja
geograafilise ala lõikes



Joonisel 4.8 on näha, et kui vaadata suuremat geograafilist ala kui Eesti, siis kõige väiksem väärtus, mis samaaegselt tuuletootmisel kättesaadav on, ületab 0 %. See tähendab, et terve aasta peale pole ühtegi tundi, kus kogu regiooni peale tuuleenergia tootmine on 0 MW. Kui vaadata Eesti kestvuskõverat, siis võib esineda tunde, mil on täiesti tuulevaikne ja tuulest elektrit ei toodeta, kuid Läänemere piirkonnas on sõltuvalt kliima-aastast kindel tootmisvõimsus kuni 10% ning terves Euroopas vähemalt 10%. Need kestvuskõvera jooned nihkuvad veel ülespoole, kui arvestada vaid talvekuid, kus reeglina on ilmad tuulisemad. Talvisel ajal on kogu Euroopa peale minimaalne tuuleenergia tootmine ca 16% installeeritud võimsusest.

Vaadates hüdroelektrijaamadest hooajalist energia kättesaadavust (Joonis 4.9), on erinevate kliima-aastate jooksul erinevused isegi suuremad kui tuule puhul. Rohkete ja väheste sademetega aastate vahel võib Balti riikides olemasoleva hüdroenergia vahe olla isegi kahekordne. Siin on arvestatud vaid Läti ja Leedu jõgede sissevoolu hulkadega, kuna Eestis on nii vähe installeeritud võimsust, et selle modelleerimine ei oma süsteemi võimekuse analüüsidest märkimisväärset mõju.

Joonis 4.9
Baltikumi hüdroenergia
sissevoolu kestvuskõverad



Nagu joonistelt näha, on kliima-aastate mõju hüdroenergia tootmise mahtudele suur. Seetõttu on oluline kasutada süsteemi võimekuse analüüsidest suurt hulka erinevaid kliima-aastaid, mis annaksid statistilise ülevaate tuleviku tingimustest. See tagab realistliku ülevaate võimalikest olukordadest ning nende tekkimise tõenäosusest. Selle peatüki eesmärk on illustreerida mõnda peamist ressursi graafiliselt, et anda edasi sisendite muutlikkust, millega tõenäosuslik modelleerimine arvestab. Kõik kasutatud kliimaandmed on avalikult kättesaadavad ka eelmise aasta ENTSO-E süsteemi võimekuse kodulehel²⁵ Pan-European Climate Database failina.

4.5.2 Süsteemi võimekuse analüüsi tulemused

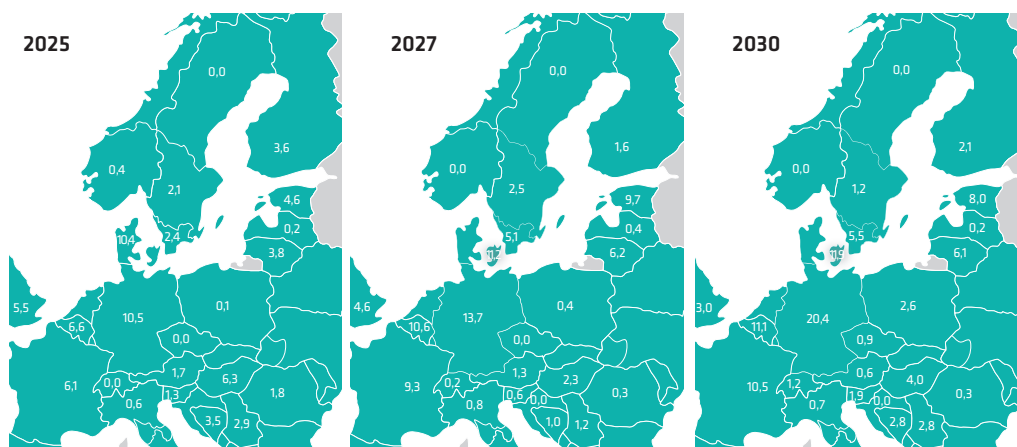
Süsteemi võimekuse hindamine mitmeid aastaid ette on praegusel kiiresti muutuval energeetikamaastikul äärmiselt keeruline ülesanne. Muutujaid ja trende ainuüksi ühes riigis on väga palju. Euroopa ühtse energia-turu puhul liigub elekter või siis selle puudujääk lihtsasti ühest riigist teise ning seetõttu on ka süsteemi võimekus regionaalne väljakutse ning Elering hindab süsteemi võimekust läbi mitme tasandi.

ENTSO-E, koostöös Eleringi ja paljude teiste TSO-ga, koostab igal aastal üleeuroopalise elektrisüsteemi võimekuse analüüsi ERAA (European Resource Adequacy Assessment). See aasta on tõenäosusliku süsteemi võimekuse analüüsi perspektiiv kuni 2030. aastani ning tulemused sisaldavad kõigi Euroopa riikide elektrisüsteemi võimekuse indikaatoreid aastatel 2025, 2027 ja 2030. Nimetatud aastate analüüsid võetakse andmete aluseks kõigi Euroopa Liidu riikide esitatavad riiklikud energia- ja kliimakavad, TSO-de parimad teadmised, ning vastavalt ERAA metoodikale arvutab simulatsioonimudel, millised elektrijaamad on majanduslikult jätkusuutlikud. Euroopas on palju ebaefektiivseid võimsusi, mis kasvavate kütusehindade ja ambitsioonika kliimapolitika tõttu ei suuda enam katta oma püsikulusid elektriturult (*energy-only market*) saadud tuludega. Ühtlasi on riike, mille elektrisüsteemi on alainvesteeritud ning mudel lisab sinna vajalike omadustega (salvestus, paindlik tarbimine või mingi kindla kütusega tootmisüksus) võimsused. Elering kasutab ENTSO-E analüüsi tulemusi kui lähtepunkti, mille põhjal saada veelgi parem ülevaade eelolevast olukorrast.

ERAA tulemused lähtuvad süsteemi võimekuse parameetritest LOLE ja EENS. Joonis 4.10 näitab tulemust, milline oleks Euroopas piirangutundide arv, kui:

- majandusliku jätkusuutlikkuse analüüs (EVA- *Economic Viability Assessment*) on sulgenud kahjumlikud jaamad ja juurde lisanud investeringuid uutesse ressursidesse.
- Puudujäägi korral lähtuvad riigid piirangute proportsionaalse jagamise põhimõttest (*curtailment sharing*), mis kehtib ka praeguse turukorralduse puhul.

Joonis 4.10
ERAA2022 uuringu
keskmised
piirangutundide
arvud Euroopas



ERAA majandusliku jätkusuutlikkuse analüüsi tulemusena tekib 3B+FI regiooni sisendandmetesse järgnevad muudatused võrreldes TSO-de parimate teadmistega:

- alates 2027. aastast pannakse Eestis kinni kõik mudelis olevad põlevkiviplokid, 660 MW. Juurde investeeritakse 2030. aastal 80 MW tarbimise juhtimise võimekusse ning 50 MW gaasi elektrijaama.
- Lätis suletakse 2024. aastal 180 MW gaasivõimsusi ning lisatakse 2030. aastal 80 MW tarbimise juhtimise võimekusse.
- Leedus ei sulgeta midagi ning 2030. aastal investeeritakse 120 MW tarbimise juhtimise võimekusse.
- Soomes suletakse 240 MW kivisöe võimsust ning 80 MW gaasi võimsust. Investeeritakse 120 MW tarbimise juhtimise võimekusse.

Analüüsi kohaselt Eestis asuvad põlevkiviplokid ei ole alates 2027. aastast majanduslikult jätkusuutlikud ning need peaks turupõhise käitumise korral sulgema. Soojuselektrijaamade jätkusuutlikkuse languse toob kaasa Euroopa riikide taastuenergeetika eesmärkide suurendamine, eesmärgiga vähendada sõltuvust Vene energiakandjatest, mis omakorda tõrjub rohkematel tundidel konventsionaalsed elektrijaamad turult välja. See tooks aga Eestisse kaasa piirangutunnid, mille keskmine ületab 2021. aastal Vabariigi Valitsuse poolt seatud varustuskindluse normi, milleks on keskmiselt 9 piirangutundi aastas.

Elering kordas ENTSO-E poolt tehtud simulatsioone leidmaks, kas siis, kui põlevkiviplokid turule tagasi panna, oleks Eestis süsteemi võimekus tagatud ning süsteemi võimekuse parameetrid varustuskindluse normi poolt määratud vahemikus. Simulatsioonide kordamisel toodi ühtlasi sisse teisi regionispetsiifilisi detaile:

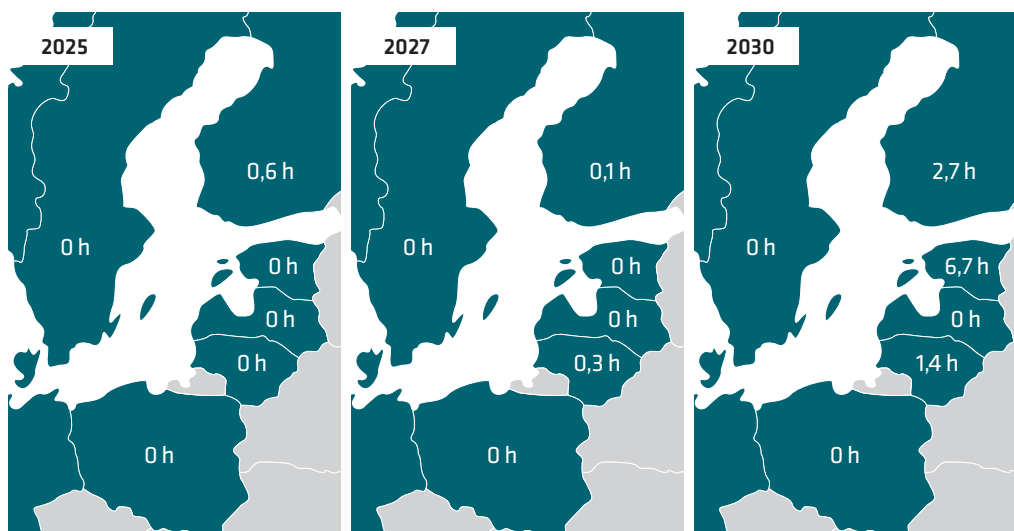
- Erinevalt ERAA metoodikast ei lubata arvutusmudelil sulgeda ühtegi elektrijaama ega lisada investeeringuid.
- Vältimaks süsteemi võimekuse ülehindamist on võetud konservatiivsemad eeldused regiooni planeeritud taastuenergia võimsuste lisandumise kohta. Eesti kohta pole arvestatud 2030 100% taastuenergia tootmismahu eesmärki ja sellega kaasnevaid taastuenergia oksjonite kaudu lisanduvaid tootmisvõimsuseid.
- Kuni 2026. aastani on olemas 7 põlevkiviplokki (koguvõimsusega 1330 MW) ning pärast seda on eeldatud, et alles jääb 4 plokki (koguvõimsusega 831 MW).
- Lisatud on reservide jagamise modelleerimine kolme Balti riigi puhul, mis vastab loodava LFC ploki ülesehitusele.

Joonis 4.11 näitab Eleringi jätkuanalüüsi tulemust regiooni süsteemi võimekuse peamise parameetri – piirangutundide arvu kaudu. Jättes Eestisse alles olemasoleva juhitava võimsuse, väheneb võrreldes ERAA-ga piirangutundide arv Eestis 2025. aastal 4,6-lt tunnilt 0-ni ning 2027. aastal 9,7 tunnilt 0-ni.

Tuginedes ERAA ja Eleringi süsteemi võimekuse analüüsidele, tegutseb Elering vastavalt Elektrituru-seadusele ja varasemalt ette valmistatud tegevuskavale (vaata Joonis 4.5 ja peatükk 4.4.2), teavitades Konkurentsiametit ja Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumit varustuskindluse probleemist ning tehes ettepaneku strateegilise reservi kehtestamiseks.

2030. aastaks on regiooni tarbimine praegu teadaolevate tootmisüksuste tasemele juba piisavalt järele jõudnud ning võib tekkida arvestatav hulk LOLE tunde ka sellise ülesehitusega. Üheks Eestile piiravaks teguriks on see, et reservide hoidmise vajadus on suur, kuid kiiresti reageerivaid võimsusi, mis suudavad reserve pakkuda ei ole palju. Mudel eelistab elektrisüsteemi töökindlust tarbimise katmisele, mistõttu tekib enim andmata jäänud energia kui reservide puudujääk.

Joonis 4.11
Keskmine
piirangutundide arv
regioonis aastatel
2025, 2027 ja 2030



4.5.3 Regionaalsed deterministlikud analüüsid

Deterministlikus meetodis kõrvutatakse eeldatavad kasutatavad tootmis- ja ülekandevõimsused uuritavates riikides prognoositud elektrienergia tipunõudluse ja vajalike reservide kogusega visuaalselt. Metoodika eelis on selle lihtsus ja aastane resolutsioon.

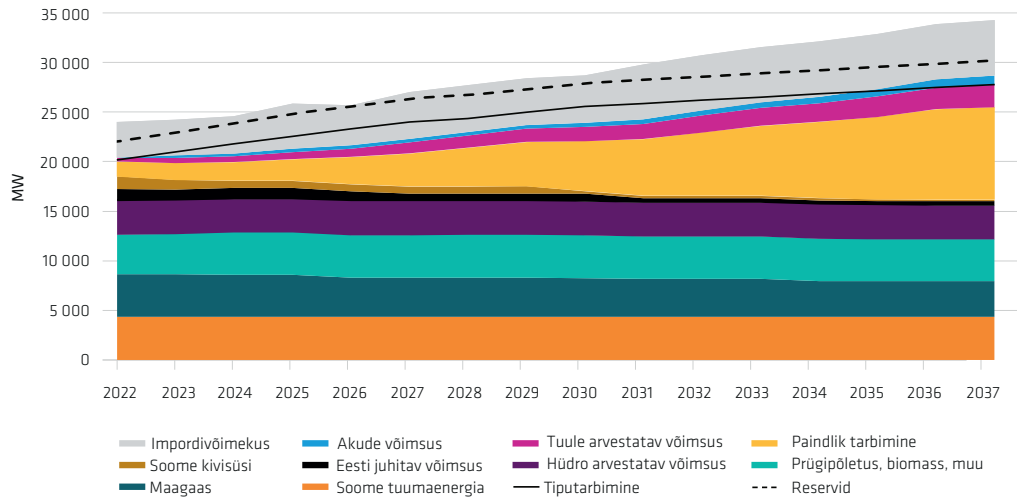
Analüüsis eeldatakse ühtse elektrituru kui terviku toimimist. Alates 2025. aasta lõpust on arvestatud Baltimaade sünkroniseerimisega Kesk-Euroopa elektrisüsteemiga. Tootmisvõimsuste eeldused põhinevad elektritootjate esitatud andmetel ja süsteemihalduri hinnangul, arvestades kliimapolitika eesmärke ja arenguid taastuvenergia valdkonnas.

Detailsemad eeldused:

- Baltikumis ja Soomes on tipukoormuse ajal kasutatava tuule tootmisvõimsus kuni 2027. aastani 7% installeeritud võimsusest ning alates 2027. aastast on 8%. See on kindel tootmine tuuleparkidest, mis on igal ajal saadaval. Kasv tuleb sellest, et mida suuremale alale on tootmisvõimsused paigutatud, seda suurem on tõenäosus, et kuskil tuul puhub, ühtlasi on uued lisatud võimsused efektiivsemad.
- Päikeseenergia panust tiputundide katmiseks arvestatud ei ole.²³
- Olkiluoto 3 on tipukoormuste ajaks täisvõimsusel töös. Plaanid, mille kohaselt pidi Fennovoima Hanhikivi tuumajaam (1200 MW) lisanduma 2032. aastaks, on nüüdseks katkestatud.
- Eesti põlevkivi võimsused on vastavalt uutele omanikuoootustele kuni 2026. aasta lõpuni vähemalt 1000 MW ning seejärel vastavalt tootja esitatud prognoosile.
- Paindlikud tarbijad on tiputundide ajal võimelised end alla koormama. Paindliku tarbimise maht on hinnatud tuginedes 2021. ja 2022. aasta kõrge hinnaga perioodide tarbimise hinnatundlikkusele. Järgnevatel graafikul on see lisatud kui tootmisüksus, et visuaalselt paremini suurus edasi anda, kuid reaalsuses vähendaks see hoopis tiputarbimist paindliku tarbimise võrra.
- Sünkroniseerimine on toimunud plaanipäraselt, kuid Harmony link hilineb ning tuleb eeldatavalt töösse 2027. aastal. Leedu ja Poola vahelduvvoolu ühendusel 2026. aastal elektrienergia kaubandust ei toimu, liin on broneeritud reservide jaoks.
- „Muude“ võimsuste all on summeeritud väiksemate elektritootjate kasutatavad kogused. Kategooriatest on muude all näiteks biomassi-, prügipõletus- ja kütteõlijaamad.
- Hüdroelektrijaamad ei tooda tavaliselt tiputundide ajal oma maksimaalsel installeeritud võimsusel ning seetõttu on arvestatud Leedu, Läti ja Soome hüdro puhul protsentidega installeeritud võimsusest vastavalt 50%, 24% ja 77%.
- Akude panust arvestatakse 100% nende võimsusest, kuna need osalevad enamasti reservide turul, kus neid aktiveeritakse piisavalt harva, et jõuavad end päeva jooksul jälle täis laadida.

Joonisel 4.12 on võimalik näha, et Baltikumi ja Soome regioon sõltub ka tavaolukorras oma tiputarbimise katmiseks tugevalt importvõimekusest. Ilma väliste ühendusteta Rootsi, Poola ja Norraga ei suudeta Soome ja Baltikumi sagedusreservidega tarbimist katta. Jooniselt on hüdro võimsused viirutatult välja toodud, kuna reaalsel tiputunnil võib see panus olla sõltuvalt olukorrast oluliselt suurem, siis on lähtutud varem mainitud konservatiivsemast eeldusest. Samuti on viirutatud ka Soome paindliku tarbimise potentsiaal juhtimaks tähelepanu sellele, et elektrisüsteem muutub edaspidi oluliselt paindlikumaks. Loomulik tarbimise vähenemise ressurs sõltub tiputunnil tekkivast elektrihinnast, ilmastikust ning kõrge tarbimise perioodi pikkusest, kuid enne TSO-de poolt tarbimise piiramist on kogu ressurs tõenäoliselt rakendatud.

Joonis 4.12
Kasutatavad tootmis-
ning ülekandevõimsused
Baltikumis ja Soomes
perioodil 2022-2037

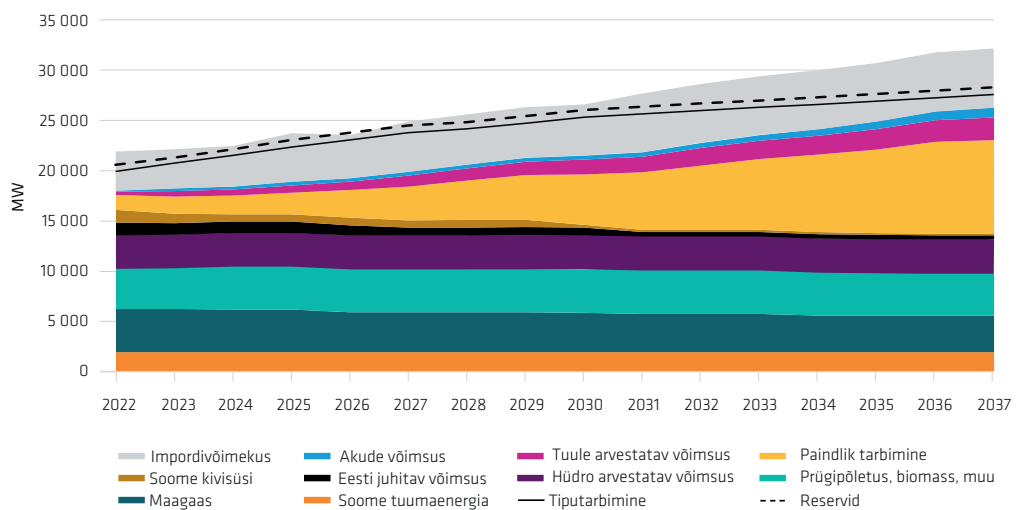


Süsteemihaldurid arvestavad erinevate avariidega süsteemis. Joonisel 4.13 võib leida deterministliku analüüsi selle kohta, kui Balti ja Soome regioonis kukuvad välja suuruselt esimene ja teine element ehk N-2 olukord.

Võrreldes joonisel 4.12 kasutatud eeldustele on N-2 korral erinevused järgnevad:

- Suurimad elemendid, mille kadumist arvestatakse on Olkiluoto 3, mis on 1600 MW, ja Olkiluoto 2 tuumareaktor, mis on 890 MW.
- Kui OL3 peaks välja kukkuma, siis kaob Rootsi-Soome piirilt piirang ning impordivõimekus suureneb 300 MW võrra. Ühtlasi kaob 300 MW tarbimist, mis on varasemalt Soome tarbijatega kokku lepitud²⁷.
- Soome kasutab süsteemi tasakaalustamiseks vähemalt esialgu kõik oma varasemalt hoitud reservid ning seetõttu on 3B+FI regioonis reservide nõudlus vähenenud vaid Baltikumis hoitavate reservide peale.

Joonis 4.13
Kasutatavad tootmis-
ning ülekandevõimsused
N-2 stsenaariumis
Baltikumis ja Soomes
perioodil 2022-2037



Regiooni deterministliku stsenaariumi kokkuvõttena on impordisõltuvuse vähendamiseks regiooni juurde vaja investeringuid kas tootmisüksustesse või tarbimist nihutatavatesse tehnoloogiatesse nagu paindlikud tarbijad ja akud. Investeeringud tuule ja päikese võimsustesse annavad tiputarbimise katmiseks olulise panuse, kuid oma planeerimatu töötsükli poolest on see väiksem kui juhitava võimsuse panus. Elektrisüsteemi võimekuse planeerimise seisukohast oleks vaja rohkem ilmastikust sõltumatuid lahendusi nagu soojuselektrijaamad, salvestusvõimekus või tarbimise juhtimine. Soomes on Fingridi hinnangul puudu võimsustest, mis oleksid võimelised asendama suurte tuumajaamade võimsust avariide ajal (mitu päeva kuni nädal) ning Eestis on puudus elektrisüsteemile sagedusreserve pakkuvatest lahendustest.

4.5.4 Erakorralised stsenaariumid

Eelnevate süsteemi võimekuse hindamise üheks eelduseks oli toimiv Euroopa elektriturg ning ei arvestata võimalike regionaalsete madala tõenäosusega sündmustega. Siiski kimbutavad Euroopa energiapõhist elektriturgu mitmed turutõrked, mistõttu on süsteemi võimekuse tagamiseks vajalike investeeringute turupõhine teke mitmes Euroopa riigis kahtluse alla seatud. Nendel põhjustel on Elering analüüsinud lisaks täiendavaid toimepidevusstsenaariume. Stsenaariumeid analüüsid kasutame deterministlikku meetodit.

Siin analüüsis ei ole veel arvesse võetud Estlink 3 valmimisega lisanduvat impordivõimekust Soomest. Esialgse hinnangu põhiselt peaks Estlink 3 valmima 2035. aastaks ning olema 700-1000 MW läbilaskevõimega. Kuna tehnilised detailid ei ole veel täpselt paika pandud, siis pole kindel, kuidas Estlink 3 läbilaskevõime erakorraliste stsenaariumite puhul muutub.

4.5.4.1 Balti saartalitluse stsenaarium

Olukordades, kui Balti riikide elektrisüsteemil kaovad vahelduvvoolu ühendused suurema sünkroonalaga, on vajalik, et Balti elektrisüsteem töötaks iseseisvalt nn. saarena. Selline olukord võib tekkida, kui kaob vahelduvvoolu ühendus Venemaa elektrisüsteemiga või pärast sünkroniseerimist Mandri-Euroopa sünkroonalaga.

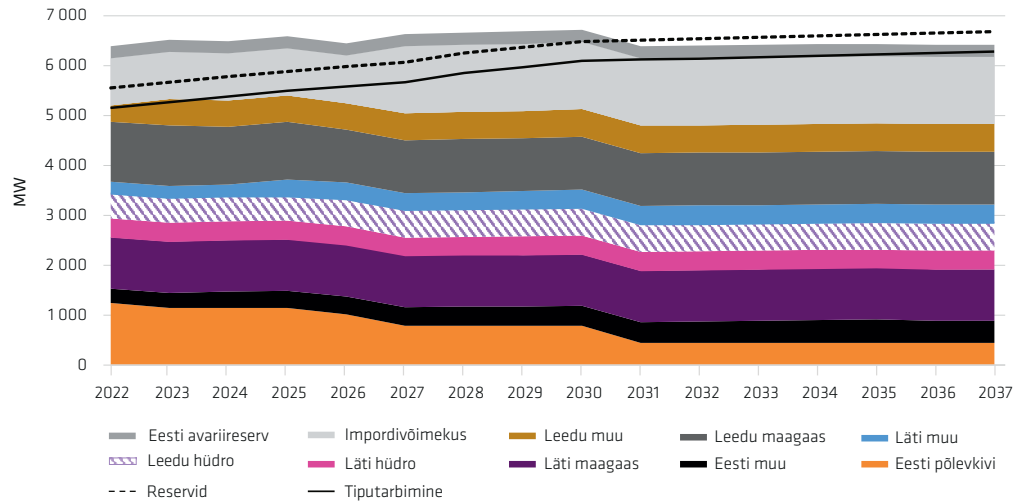
Vastavalt erakorralise sünkroniseerimise kavale, kui Balti riigid eralduvad Venemaa sünkroonalast, toimub tundide jooksul Balti riikide sünkroniseerimine Mandri-Euroopaga. Seega ei ole antud olukorras tõenäoline pikaajaline Balti riikide töö saartalitluses.

Saartalitlus võib olla pikaajalisem, kui toimub eraldumine Mandri-Euroopa sünkroonalast. Selle ajendiks võib eelkõige olla Leedu-Poola ühenduste rike. Sellises olukorras tuleb valmis olla saartalitluses opereerimiseks kuni rikke kõrvaldamiseni.

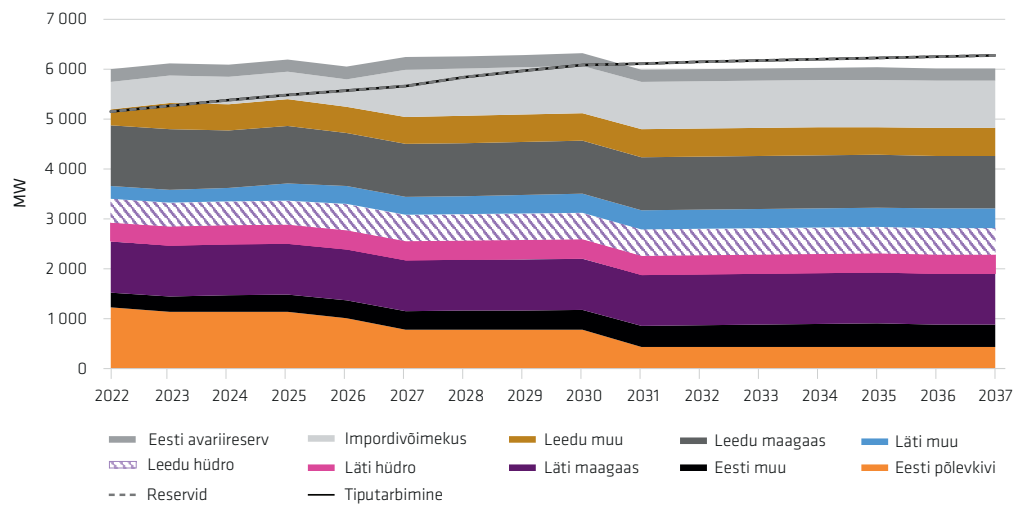
Eeldused:

- Balti riigid peavad olema valmis Balti sünkroonala stsenaariumiks igal ajahetkel
- Perioodil, kui Balti riigid on osa Venemaa sünkroonalast, toimub Balti riikide eraldumine Venemaa sünkroonalast. Sellisel puhul suudetakse loetud tundide jooksul end Mandri-Euroopaga sünkroniseerida, mille tegevused on juba varem kokku lepitud.
- Perioodil, kui Balti riigid on osa Mandri-Euroopa sünkroonalast, toimub Leedu-Poola vahelduvvoolu ühenduse katkemine ning Balti riigid peavad vahelduvvoolu ühenduse taastamiseni iseseisvalt hakkama saama. See olukord võib kesta kauem, kuni ühenduse katkemise põhjus on likvideeritud.
- Mandri-Euroopa sünkroonala olles kuni 2027. aastani on Leedu-Poola piiril ülekandevõimsus 0 MW, sellel ühendusel toimub ainult sagedusreservide vahetamine. Harmony linki valmimisel hakkab sellel toimuma kaubandus ning olemasolev Litpol link jääb sünkroontöökäsuks vajalikele toodetele.
- Alalisvooluühendused Põhjamaade ja Poolaga on kasutatavad, kuid vähendatud mahus, arvestades suurima elemendi piiranguga 400 MW. Suurimad tootmisvõimsused on samuti piiratud 400 MW-ni.
- N-1 olukord tähendab veel ühe alalisvoolukaabli väljalülitust.
- Balti riigid sõltuvad antud olukorras kiirete sagedusreservide osas alalisvooluühendustest naabersüsteemidega.

Joonis 4.14
Balti saartalitluse
stsenaarium



Joonis 4.15
Baltikumi saartalitluse
N-1 stsenaarium



Joonisel 4.14 ja Joonisel 4.15 toodud Balti sünkroonala stsenaariumi analüüs näitab, et teadaolevate juhitava tootmisvõimsustega ja ülekandevõimsustega oleks Baltimaade süsteemi võimekuse tase kaetud kuni aastani 2030. Aastast 2030 võib esineda olukordi, kus saartalitluses tiputarbimise perioodil pole võimalik hoida piisavas koguses reservi ning N-1 olukorras võib esineda tootmisvõimsuste puudujääki.

Elering on koos teiste Baltimaade süsteemihalduritega suurendamas saartalitluses opereerimise valmidust, mis luuakse sünkroniseerimise projekti raames tehtavate investeeringutega. Saartalitlusse jäämise riski mõju meie elektrisüsteemi stabiilsusele väheneb järk-järgult tehtavate investeeringutega.

Praeguse hinnangu alusel peab Balti sünkroonala stsenaariumi realiseerumisel olema Eesti elektrisüsteemis umbes 1000 MW kindlat tootmisvõimsust. Koosmõjus teiste regioonis olevate tootmisvõimsustega ning vähendatud mahus kasutatavate alalisvooluühendustega on sellisel juhul võimalik tagada Eesti elektritarbimine tipukoormuse ajal ning varustuskindluse normi täitmine.

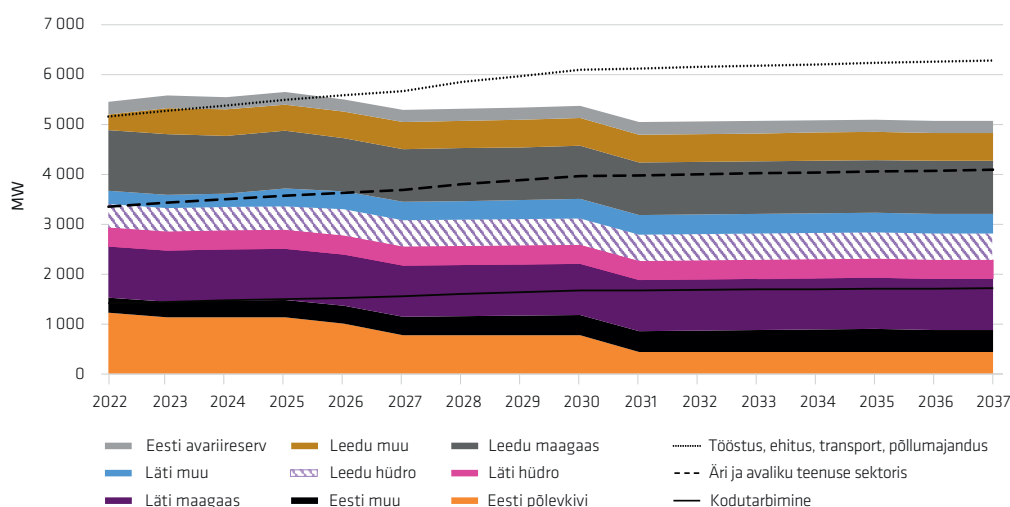
4.5.4.2 Baltikumi hädaolukorra toimepidevuse stsenaarium

Balti saartalitluse stsenaariumist raskem olukord on nn Balti hädaolukorra stsenaarium, kus lisaks saartalitluse olukorrale puuduvad ka alalisvoolu ühendused naabersüsteemidega. Sellise stsenaariumi realiseerumise tõenäosus on madal ning vajab tõenäoliselt koordineeritud rünnet energeetika infrastruktuuri vastu.

Eeldused:

- Balti riigid on jäänud saartalitluse Euroopa energiasüsteemist ja moodustavad eraldi Balti sünkroonala.
- Alalisvooluühendused teiste regioonidega puuduvad.
- Stsenaariumi kestuseks eeldatakse kahekuulist perioodi, millega oleks potentsiaalselt võimalik vähemalt üks alalisvoolu ühendus taastada.
- Sektorite tarbimisandmed on leitud Baltimaade statistikaametite andmebaasidest, mille kaudu on leitud sektori osakaal kogu lõpptarbimisest ning on eeldatud sektori osakaalu samaks jäämist ka tiputarbimise ajal.

Joonis 4.16
Baltikumi hädaolukorra
toimepidevuse
stsenaarium



Antud stsenaariumi korral, kus mitte ükski Baltimaade alalisvooluühendus ei ole kasutatav, juhivad tootmisvõimsused lähevad tööst välja, tuule- ja päikeseenergia toodang on null ning prognoositav tarbimiskoormus kasvab, pole võimalik kogu tarbimist tootmisvõimsustega igal hetkel katta. Analüüs näitab, et alalisvooluühenduste puudumise korral oleks Baltimaades elektrisüsteemi piisavuse seisukohalt võimalik tagada kodumajapidamiste, äritegevuse ja avaliku teenuse sektori elektrivarustus, muude sektorite elektrivarustust peaks tipukoormuse ajal piirama. Kasvava elektritarbimise tõttu tuleks antud stsenaariumi realiseerumisel tulevikus järjest enam tööstussektori elektrivarustust piirata. Samuti tuleks taolise stsenaariumi korral arvestada, et elektrivarustuse kvaliteet oleks oluliselt häiritud. Ilma ülekandevõimsusteta ei ole tänasel päeval Balti riikidel võimalik samaaegselt tagada tarbimise katmine ja piisavalt kiireid sagedusreserve, mistõttu võivad avariid põhjustada täiendavat tarbimise automaatset väljalülitamist. Sagedusreservide võimekuse kohta Balti riikides saab lugeda täpsemalt peatükis 2.2.1.2, vastavad võimekused hangitakse sünkroniseerimise projekti raames.

Rõhutada tuleb, et antud stsenaarium on väikese tõenäosusega ekstreemjuhtum, kus ühele ajale satub väga palju madala tõenäosusega sündmuseid: sünkroontöö katkemine kas IPS/UPS või Mandri-Euroopa sagedusalast, vähemalt nelja alalisvoolu ühenduse üheaegne katkemine ning piisavalt kõrge tarbimine talveperioodil.

4.5.4.3 Eesti elutähtsa teenuse stsenaarium

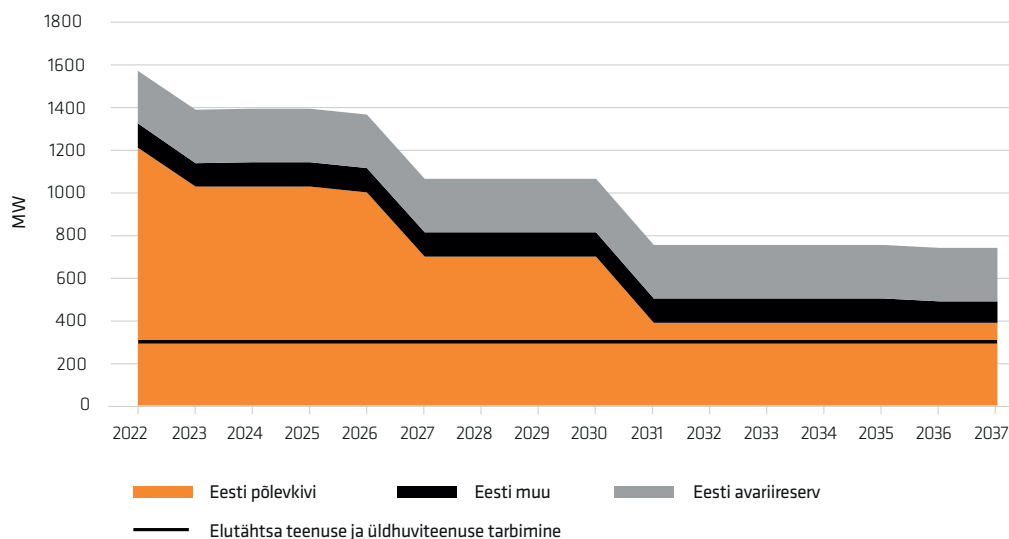
Eesti elutähtsa teenuse stsenaarium kirjeldab olukorda, kus Eesti on kaotanud kõik ühendused naaberriikidega. Sellises situatsioonis on prioriteet katta esmalt elutähtsa teenuse tarbimine, seejärel üldhuviteenuse tarbimine. Elutähtis teenus on defineeritud kui teenus, millel on ülekaalukas mõju ühiskonna toimimisele ja mille katkemine ohustab vahetult inimeste elu või tervist või teise elutähtsa teenuse või üldhuviteenuse toimimist.

Eeldused:

- Eesti on erakorraliselt jäänud saartalitusse.
- Puuduvad elektriühendused teiste riikidega.
- Elektrisüsteem peab olema valmis toimima piiramata ajaperioodi.
- Elektrisüsteem peab olema võimeline pidevalt katma elutähtsa teenuse tarbimise ja üldhuviteenuse tarbimise.

Joonisel 4.17 võib näha, et Eestis on elutähtsa teenuse ja üldhuviteenuse tarbimine umbes 300 MW, mis on kogu vaadeldaval perioodil mitmekordselt kaetud. Antud väärtus on leitud koostöös jaotusvõrkudega, millega on enamik elutähtsa teenuse ja üldhuviteenuse pakkujatest liitunud. Tegelik elutähtsa teenuse ja üldhuviteenuse tiputarbimine on madalam, kuid kuna liitumispunktide taga on peale elutähtsa teenuse pakkuja veel mitmeid muid liitujaid, siis nende eristamine ja väljalülitamine võrgu vaatepunktist on keeruline manuaalne tegevus ning seetõttu arvestatakse siin varuga 300 MW-ga. Hoolimata sellest, et antud stsenaariumis on kõige olulisemad tarbijad kaetud, võib kriitilise olukorra tekitada elektrisüsteemi stabiilsuse ning tarbimise-tootmise tasakaalu tagamine.

Joonis 4.17
Eesti elutähtsa
teenuse
stsenaarium



Eleringi hinnangul peab Eestis olema umbes 1000 MW juhitavat võimsust, mis tagaks elektrisüsteemi ohutu opereerimise. Pärast 2030. aastat on Eestis oluliselt vähem kui 1000 MW ning sama varustuskindluse taseme tagamine nõuab täiendavaid investeeringuid tootmisvõimsustesse.

4.6 TARBIMISE PROGNOOS

Järgnev alapeatükk annab ülevaate Eesti lõpptarbija tarbimise prognoosist ning võimalikest tarbimist mõjutavatest teguritest. Prognoosi uuendatakse vastavalt uuenenud statistikale ning valminud uuringute tulemustele.

Tuleviku elektritarbimist mõjutavad mitmed tegurid, millest mitmed põhinevad Euroopa Roheleppel, Euroopa Komisjoni poolt välja käidud Eesmärk 55 paketil ning fossiilenergia konkurentsivõimel võrreldes taastuvatest allikatest toodetud elektriga (vaata peatükk 4.9.1).

Kolm peamist tegurit, mis mõjutavad elektritarbimist:

- Hoonete rekonstrueerimine ja hajatootmise kasv - Valitsus kiitis 2020. aasta juulis heaks hoonete pikaajalise rekonstrueerimise strateegia, mille peamine eesmärk on renoveerida kogu Eestis 2050. aastaks terviklikult enne 2000. aastat ehitatud hooned. Koos sellega kehtestati uutele ja rekonstrueeritud hoonetele energiatõhususe miinimumnõuded. Uute hoonete energiatõhususe miinimumnõudeks on A-klass ehk liginullenergia hoone, mille täitmise üheks võimaluseks on lokaalse taastuvelektri tootmise (päikesepaneelide) paigaldamine. Nimetatud meetmed tagavad energiatõhususe kasvu läbi hoonete soojuskaotuse vähenemise, kuid toovad kaasa elektritarbimise kasvu, tulenevalt rekonstrueerimise raames ventilatsiooniseadmete paigaldamisega. Hoonete juurde päikesepaneelide paigaldamine vähendab aastast energiatarbimise kasvu kiirust, kuid toob kaasa suurema volatiilsuse võrguelektri tarbimises, juhul kui ei hakata paigaldama lokaalset energia salvestust (akusid või küttesüsteemi akumulatsioonipaake) või kasutama tarbimise juhtimist. Hoonete rekonstrueerimise ja hajatootmise kasvust tulenevat mõju Eesti elektritarbimisele on hinnatud Eleringi tellitud Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuringus²⁹.
- Maagaasi tarbimise osaline asendumine elektritarbimisega – Hoonete energiatõhususe nõuete tõttu väheneb tõenäoliselt väikeste ja vähemefektiivsete kaugküttevõrkude arv, mis seni kasutasid maagaasi, ning toimub üleminek lokaalsetele elektrilistele soojuspumpadele. Uusi lokaalsel gaasikütel hooneid ei rajata, kuna hoonete energiatõhususe meetodika kohaselt ei ole nendega võimalik saavutada kõrgemat energiaklassi kui C. Suuremates kaugküttevõrkudes nagu Tallinn, Tartu ja Pärnu võetakse tulevikus lisaks koostootmisjaamadele kasutusele suured elektrilised soojuspumpad, mis suudavad kasutada kohaliku veekogu või linna reovee soojust. Euroopa Komisjoni Eesmärk 55-s on ettepanek rakendada hoonete kütmiseks kasutatavatele kütustele ja mootorisõidukite kütustele eraldiseisev heitmekaubanduse süsteem. Nimetatud süsteemi kasutusele võtmine muudaks tõenäoliselt taastuenergiat põhineva elektrilise soojuspumba kasutuse fossiilse maagaasi kasutamisega rohkem konkurentsivõimelisemaks. Maagaasi tarbimise elektrile ülemineku mahtu on hinnatud eelmisel aastal läbiviidud Eesti gaasitarbimise uuringus²⁸ ja Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuringus²⁹. Lõpliku maagaasi tarbimise vähenemise mahu, selle elektrile ülemineku ulatuse ja kiiruse määrab suuresti maagaasi hind ja selle majanduslik konkurentsivõime võrreldes alternatiividega, nagu elekter.
- Transpordisektori elektrifitseerimine – 2022. aasta esimesel poolaastal on rohkem kui kümnes Euroopa riigis üle 10% müüdüd sõidukitest täiselektrilised ja 2021. aastal oli 19% Euroopas müüdüd sõidukitest kas täiselektrilised või *plug-in* hübriidid. Eestis on vastavad osakaalud ~3% ja 5%, kuid ka Eestis on oodata elektrisõidukite osakaalu suurenemist sõidukipargis. Sellele aitab kaasa laadimisinfrastruktuuri areng, inimeste teadlikkuse kasv ning vedelkütuste suhteliselt kõrge hinnatase. Lisaks eelnevalt nimetatud Euroopa Komisjoni ettepanekule kehtestada mootorisõiduki kütuse müüjatele heitmekvoodi ostu kohustus, on autotootjatele seatud kohustus alatest 2035. aastast Euroopa Liidus müüa vaid nullheitmega sõiduaautosid ja väikekaubikuid. Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuringus²⁹ leiti, et transpordisektori elektrifitseerimine moodustab orienteeruvalt poolt kogu elektritarbimise kasvust. Kuid leiti ka, et seniste läbiviidud uuringute ja kasutusstatistika järgi on äärmiselt ebatõenäoline, et kõik elektriautod laevad samal ajal, mistõttu ei ole elektrisõidukite arvu kasv elektrisüsteemile väga akuutne probleem. Lisaks, mida levinumaks saavad targa laadimise tehnoloogiad, seda rohkem jaotub elektri tarbimine nädalapäevade ja päeva tundide vahel ühtlasemalt. Lisaks aitab elektrisõidukite kasutusele võtmine elektrisüsteemi jaoks suurendada tarbimise paindlikkust, elektrienergia salvestamist ning tulevikuperspektiivis elektrienergia võrku tagasi müümist.

²⁸ https://elering.ee/sites/default/files/2021-10/Eesti%20gaasitarbimise%20uuring_0.pdf
²⁹ <https://elering.ee/sites/default/files/2022-10/Study%20-%20Electricity%20demand%20scenarios.pdf>

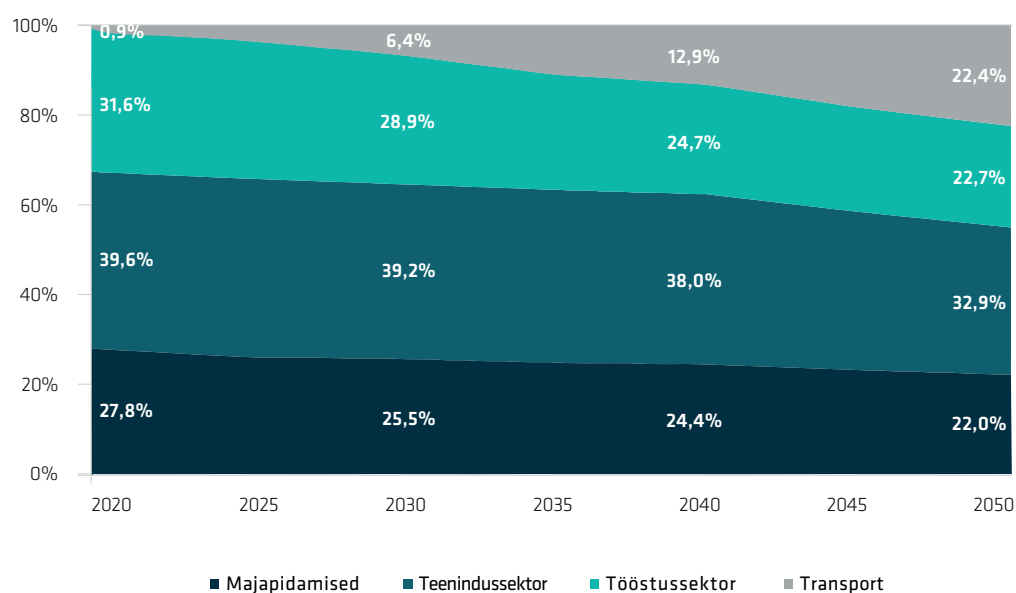
Tabelis 4.1 on toodud 10 000 sõiduauto, 1000 veoki ja 100 bussi elektrifitseerimisega kaasnev aastane prognoositav elektritarbimise kasv ja tiputarbimise kasv.

Tabel 4.1
Maanteetranspordi
tundlikkusanalüüs²⁹

	Autod ja kaubikud	Veokid	Bussid
Sõidukite arv, tk	10 000	1 000	100
Keskmine aastane läbisõit, km	15 383	23 306	64 958
Aastane tarbimine, GWh	36.5	31.8	8.9
Tiputarbimine, MW	10.1	9.6	2.2
Madalaim tunnitarbimine, MW	1.1	0.4	0.3

Tarbijaid saab kategoriseerida sektorite kaupa: teenindussektor, tööstussektor, kodumajapidamised ning transpordisektor. Ajaloolise statistika kohaselt Eestis ja tuleviku prognooside kohaselt on kõige suuremaks elektritarbimise sektoriks teenindussektor. Tarbimise kasvu on ette näha kõigis sektorites, kuid suurimat kasvupotentsiaali nähakse transpordisektoris. Tulenevalt kliimapoliitikast ja kõrgemast kuluefektiivsusest on ette näha järkjärgulist sise põlemismootoriga sõidukite asendumist elektrisõidukitega, mis toob kaasa transpordisektori elektritarbimise osakaalu märkimisväärse kasvu. Joonisel 4.18 on näidatud prognoositava tarbimise osakaalu jaotumine sektorite kaupa kuni aastani 2050.

Joonis 4.18
Prognoositav
tarbimise osakaal
sektorite kaupa



Erinevates sektorites on teatud hulk elektritarbijaid, kes vastutavad elutähtsate teenuste tagamise eest³⁰ ja neile peab igas olukorras võimaldama elektri olemasolu, tagamaks ühiskonna funktsioneerimise.

Tabelis 4.2 olevad väärtused on viimase 15 aasta statistiline kogum ning järgneva 15 aasta prognoos. Tarbimise prognoosis on ära toodud aastate keskmised tiputarbimise väärtused. Süsteemi võimekuse analüüsis on arvestatud ka erakordselt kõrge ja erakordselt madala tarbimisega kliima-aastatega.

Tabel 4.2
Tarbimise
statistika ja
prognoos kuni
2030

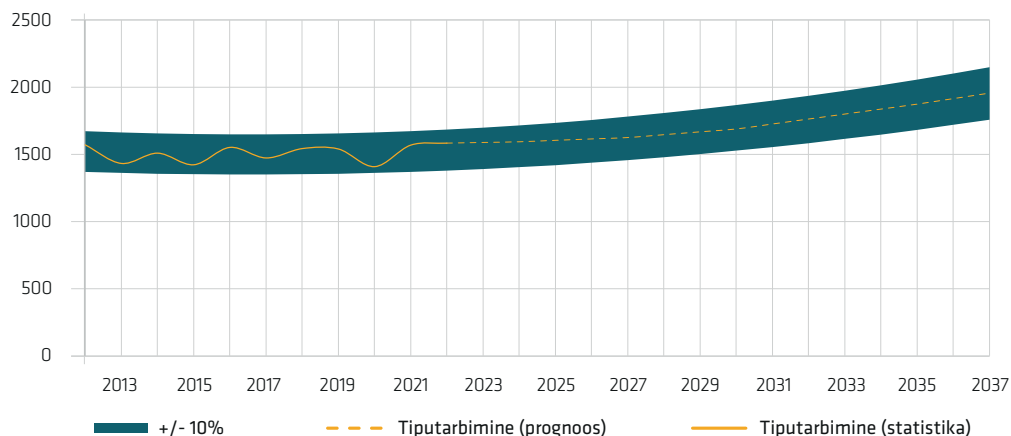
Tarbimise statistika		
aasta	Aastane tarbimine, TWh	Tipukoormus, MW
2012	8,1	1433
2013	7,9	1510
2014	8,1	1423
2015	8,1	1553
2016	8,4	1472
2017	8,5	1474
2018	8,7	1544
2019	8,6	1541
2020	8,4	1409
2021	9,0	1570

Tarbimise prognoos		
aasta	Aastane tarbimine, TWh	Tipukoormus, MW
2022	9,0	1585
2023	9,0	1590
2024	9,1	1595
2025	9,1	1605
2026	9,2	1616
2027	9,3	1626
2028	9,3	1635
2029	9,4	1644
2030	9,4	1653
2031	9,7	1697
2032	9,9	1742
2033	10,2	1786
2034	10,4	1830
2035	10,7	1875
2036	10,9	1916
2037	11,2	1957

Tabelis toodud prognoosid on tehtud ENTSO-E süsteemi võimekuse hindamise jaoks tarbimise modelleerimise tulemuste ja Eleringi poolt tellitud Eesti elektritarbimise stsenaariumite uuringu²⁹ baasil. ENTSO-E koostab iga aasta mitukümmend tunnipõhist tarbimise profiili, mis võtavad arvesse erinevad otsesed muutujad nagu elektriautode arv, soojuspumpade arv, ajalooline tarbimine kui ka muud mõjurid nagu erinevad ilmastikutingimused ja kliimamuutusest tingitud temperatuuride soojenemine vastavalt kliima-aastatele („kliima-aasta“ olemust selgitati peatükis 4.2.2). Kui kõik need muutujad on Trapunta tööriistas kokku pandud, saadakse iga sihtaasta kõikide kliima-aastate kohta unikaalsed tunnipõhised tarbimise profiilid. Alates 2030. aastast on kasutatud Eleringi poolt tellitud uuringu²⁹ tulemusi, mis võtab arvesse erinevate Eesti ja Euroopa Liidu kliima- ja energiapoliitika arengusuundi, mille eesmärgiks on vähendada fossiilenergia kasutamist ning energiamajanduse järkjärgulist elektrifitseerimist.

Alljärgneval joonisel 4.19 on illustreeritud tarbimise trendi ja tarbimishoolduse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru mahtu vastavalt Elektrisüsteemi toimimise võrgueeskirja §14-le. Ajaloolise tiputarbimise väärtus on olnud aasta-aastalt väga erinev, kuid trend on siiski selgelt kasvav. Tulevikus on oodata tiputarbimise kasvu kiirenemist tulenevalt energiatarbimise elektrifitseerimisest. Tiputarbimise kasvu tõusule võib kaasa aidata ka soojuste tootmiseks kasutatavate fossiilkütuste pikaajaline kõrge hind, mis võib suurendada elektril töötavate soojuspumpade ja küttekehade kasutuselevõttu.

Joonis 4.19
Tipukoormuste
statistika
ja prognoos
aastani 2037



Üldine elektritarbimine statistika pidamise algusest näitab kerget kasvutrendi, kuid elektrisüsteemi tipukoormused on viimasel kümnel aastal püsinud sisuliselt muutumatuna, jäädes vahemikku 1400 ja 1600 MW. Sealjuures tipukoormus 1587 MW registreeriti 11 aastat tagasi ehk 2010. aastal, mis langes kokku erakordselt külma talveperioodiga, aastal 2021 jõuti veebruaris uuesti tipu lähedale ehk 1570 MW-ni.

Elektritarbimise kasvu puhul tuleb meeles pidada, et üldine elektrifitseerimine suurendab eelkõige lõpptarbija aastast tarbimise mahtu. Võrguelektri tarbimise maht kasvab hajatootmise mahu kasvust tulenevalt väiksemas tempos. Koos elektrifitseerimisega ja elektritranspordi kasutuselevõtuga kasvab elektritarbimise paindlikkus (võimekus elektritarbimist juhtida, ajastada ja salvestada), mis toetab taastuvatele energiaallikatele üleminekut, üldist kasvuhooenergia heitmete vähenemist, hinnavolatiilsust ja väldib tiputarbimise koondumist samale ajale. Tarbimise juhtimist tiputunni välisele ajale toetab nutika tehnoloogia kasutuselevõtt, nagu elektriautode targad laadijad, soojuspumpade akumulatsioonipaakide kasutamine, keskkütte piirkondade soojussalvestid, akusalvestid ja elektriautode kahesuunalise laadimise kasutuselevõtt. Tiputundidel tekkiv kõrgem hind ja tarbimise paindlikkuse kasv pidurdavad teatud ulatuses tiputarbimise kasvu kiirust. Taastuenergia osakaalu kasv energiatootmises tekitab võrgu tarbimisprofiilis ja elektrihindades volatiilsust, mis soosib energia salvestustehnoloogiat, nagu akupatareide ja pumphüdroakumulatsiooni jaama(de) kasutusele võtmist ja elektriturul aktiivselt osalemist – see omakorda ühtlustab võrgu tarbimisprofiili ning vähendab elektrihindade volatiilsust.

Sellel põhjal tuleks arvestada, et energiatarbimise elektrifitseerimisest tulenevalt on oodata tipukoormuse tõusu järgmiste aastate jooksul. On näha, et keskmine prognoositav tiputarbimine kasvab iga aasta jooksul umbes 10 MW võrra ja alates 2030. aastast on oodata, et iga aasta kasvab tiputarbimine umbes 40 MW võrra. Esimest korda ületab tiputarbimine 1600 MW piiri juba 2025. aastal, kuid varustuskindluse simulatsioonides on ekstreemsematel talvedel see piir ületatud juba selleks talveks.

4.7 TÄHTSAIMAD MUUTUSED SEoses TOOTMISVÕIMSUSTEGA EESTIS

Vastavalt Elektrisüsteemi toimimise võrgueeskirja §13 (3) "Tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajalik tootmisvaru", tuleb elektritootjatel esitada süsteemihaldur Eleringile iga aasta 1. veebruariks Võrgueeskirja lisa 3 toodud andmed järgmise viieteistkümnepäeva kohta elektrisüsteemi võimekuse varu hindamiseks.

Kõiki elektritootmisseadmeid, mille ehitamise kavatsustest on süsteemihaldurit teavitatud, ei saa arvesse võtta kui kindlaid elektritootmisseadmete ehitusotsuseid. Osad projektid on juba ehitusjärgus, kuid osad ka planeerimisjärgus, kus lõplikku investeeringuotsust ei ole veel tehtud. Samas võib arvestada, et planeerimisjärgus tootmisseadmetest kõik investeeringuotsuseni ei jõua ning lisaks ei ole ka kindel, mis aastatel need projektid tegelikult valmivad. Seetõttu jätab Elering endale õiguse ja võimaluse olla analüüsides konservatiivne nende andmetega, millega süsteemi võimekuse tagamisel arvestatakse.

Tabel 4.3
Eesti
tootmisvõimsused
aastal 2022

Juhitavad turupõhised võimsused		
Elektrijaam	Installeeritud netovõimsus, MW	Kindel tootmisvõimsus, MW
Eesti Elektrijaam	866	799
Balti Elektrijaam	192	177
Auvere Elektrijaam	272	250
Iru Elektrijaam- gaasi plokk	94	0
Iru Elektrijaam- prügi plokk	17	
Põhja SEJ	77	
Sillamäe SEJ	23	
Tallinna elektrijaam	39	111
Tartu elektrijaam	22	
Pärnu Elektrijaam	21	
Enefit	10	
Muud tööstuste- ja koostoomisjaamad	75	
Summa	1708	1337
Turuvälised võimsused		
Kiisa avariireservieelektrijaam	250	250
Taastuenergia võimsused		
Hüdroelektrijaamad	8	0
Tuuleelektrijaamad	317	0
Päikeseelektrijaamad	510	0

Suurimad muutused võrreldes 2021. aastaga:

- Valitsus kinnitas augusti alguses riigi neljanda taastuenergia vähempakkumise tulemused, mis toob elektriturule 540 GWh taastuvatest allikatest toodetud elektrit. Lõppenud vähempakkumisele tehti 29 pakkumist kogumahuga ligikaudu 1200 gigavatt-tunnile aastas. Võitjaks osutus 12 pakkumist, kokku 25 päikese- ja tuuleenergia tootmiseseadmega ning neile garanteeritav müügitulu jääb vahemikku 18,99–34,9 €/MWh eest³¹. Toetust ei maksta, kui päev ette turuhind on kinnitatud toetusmäärast kõrgem. Roheelektri vähempakkumine kuulutati küll algselt välja 450 gigavatt-tunnile roheelektrile, kuid suure huvi ning kiire taastuvelektri toodangu kasvu vajaduse tõttu suurendati vähempakkumise mahtu maksimaalselt lubatule ehk 540 gigavatt-tunnini. Makstav toetus kujuneb hankel osaleja hinna ja elektri börsihinna koosmõjus, mis tähendab, et kui kuu keskmine börsihind muutub madalamaks kui tootja pakutud hind, kompenseeritakse tootjale nende kahe vahe. Edukad pakkujad peavad taastuvelektri tootmist alustama hiljemalt 2026. aasta algusest. Taastuenergiatasu makstakse tootjale 12 aastat.
- Rahandusministeerium kinnitas uued omanikuootused Eesti Energiale³², milles toodi välja, et kuni 2026. aasta lõpuni tuleb tagada vähemalt 1000 MW elektritootmise võimekus. Sealhulgas on talvel, 01. novembrist kuni 28. veebruarini, võimekus külmast reservist käivitada vähemalt 900 MW ja 1. märtsist kuni 31. oktoobrini vähemalt 600 MW.

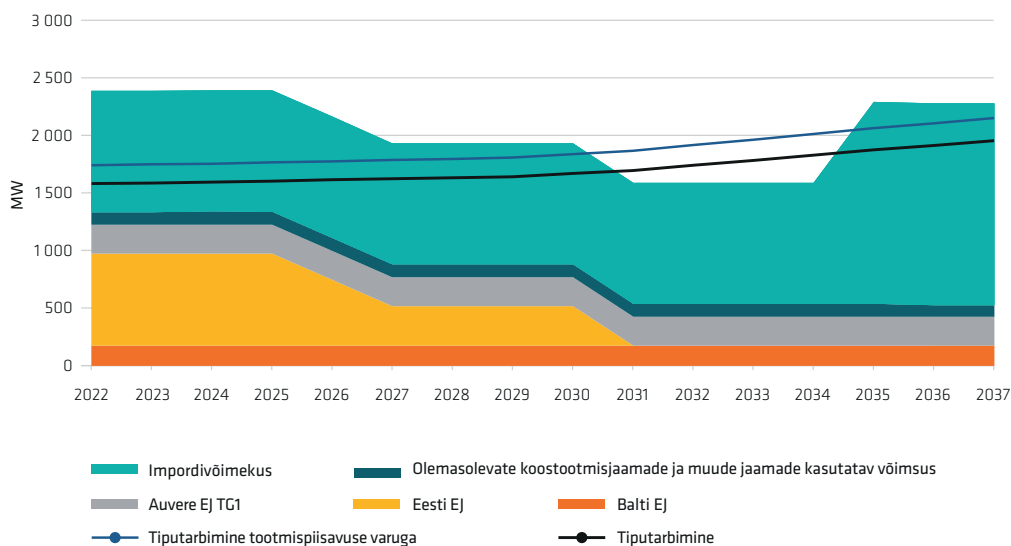
4.8 HINNANG TARBIMISNÕUDLUSE RAHULDAMISEKS VAJALIKULE TOOTMISVARULE

Vastavalt Elektrisüsteemi toimise võrgueeskirja §13-le teostab süsteemihaldur iga-aastaselt tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hindamist. Elering kasutab antud analüüsiks elektritootjate esitatud tootmisvõimsuste andmeid, enda hinnangut tiputarbimisele, riikidevaheliste ülekandevõimsuste kättesaadavuse ja elektrisüsteemi võimalike häiringute kohta. Vastavalt võrgueeskirjale ei arvestata antud deterministlikus analüüsis juhitamatu tootmistsükliga tootmisvõimsuseid nagu tuule- ja päikeseelektrijaamad. Tarbimisnõudluse rahuldamiseks vajaliku tootmisvaru hinnang teostatakse viieteistkümneks aastaks, nii talve kui ka suveperioodi kohta. Talvine hinnang antakse vastavalt tiputarbimise prognoosile, kus on arvestatud 10%-lise varuga. Suvine hinnang antakse vastu eeldatavat suvist tiputarbimist.

4.8.1 Hinnang tootmisvõimsuste piisavusele talvel

Tarbimise prognooside kohaselt peatükis 4.5 kasvab talvine tiputarbimine viieteist aasta pärast 1957 MW-ni, mis on ligi 20% kõrgem kui 2022. aasta prognoositav tipp 1585 MW. Koos täiendava 10%-lise tootmispiisavuse varuga oleks tiputarbimine 2037. aastal 2153 MW. Installeeritud juhitavat tootmisvõimsust on elektritootjate info ja Eleringi prognooside kohaselt 2030. aastal ca 1089 MW ja 2037. aastal ca 679 MW, millele lisandub veel täiendavalt Kiisa avariireservelektrijaam. Elektrisüsteemi toimise võrgueeskirja §14-le vastavat kasutatavat tootmisvõimsust on prognoosi kohaselt 2030. aasta talvel ca 850 MW ja 2035. aastal ca 530 MW. Impordivõimekuse puhul on arvestatud N-2 olukorraga ehk kaks suurimat ülekandeliini naaberriikidega on tööst väljas ehk tegu on konservatiivse hinnanguga. Joonisel 4.20 Kasutatav tootmisvõimsus, impordivõimekus ja tipunõudluse eeldatav prognoos talvel

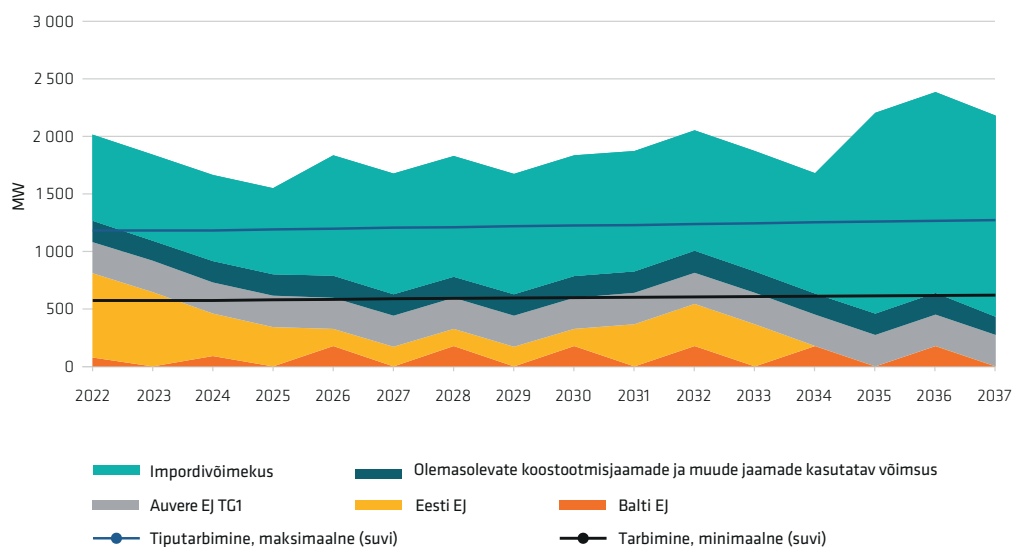
Joonis 4.20
Kasutatav
tootmisvõimsus,
impordivõimekus ja
tipunõudluse eeldatav
prognoos talvel



4.8.2 Hinnang tootmisvõimsuste piisavusele suvel

Tänaste prognooside kohaselt on suvine tiputarbimine aastaks 2037 kuni 1274 MW. Elektrisüsteemi toimise võrgueeskirja §14-le vastavat kasutatavat tootmisvõimsust on prognoosi kohaselt 2030. aasta suvel ca 788 MW ja 2037. aastal 433 MW. Kasutatav tootmisvõimsus suvel on madalam kui talvel tulenevalt elektrijaamade hooldustest ja osade koostootmisjaamade tööks vajaliku soojuskoormuse puudumisest. Joonisel 4.21 nähtavad „sakid“ elektrijaamade kasutatavuse kadumisest teatud aastatel tulenevad nende elektrijaamade hooldustest nendel aastatel. Impordivõimekuse puhul on arvestatud N-2 olukorraga ehk kaks suurimat ülekandeliini naaberriikidega on tööst väljas ehk tegu on konservatiivse hinnanguga. Joonisel 4.21 toodud suvise tootmisvõimsuse piisavuse hinnangu kohaselt on Eesti kohalikke tootmisvõimeid ja impordivõimekust N-2 olukorras piisavalt, et katta suvine tiputarbimine.

Joonis 4.21
Kasutatav
tootmisvõimsus,
impordivõimekus ja
tipunõudluse eeldatav
prognoos suvel



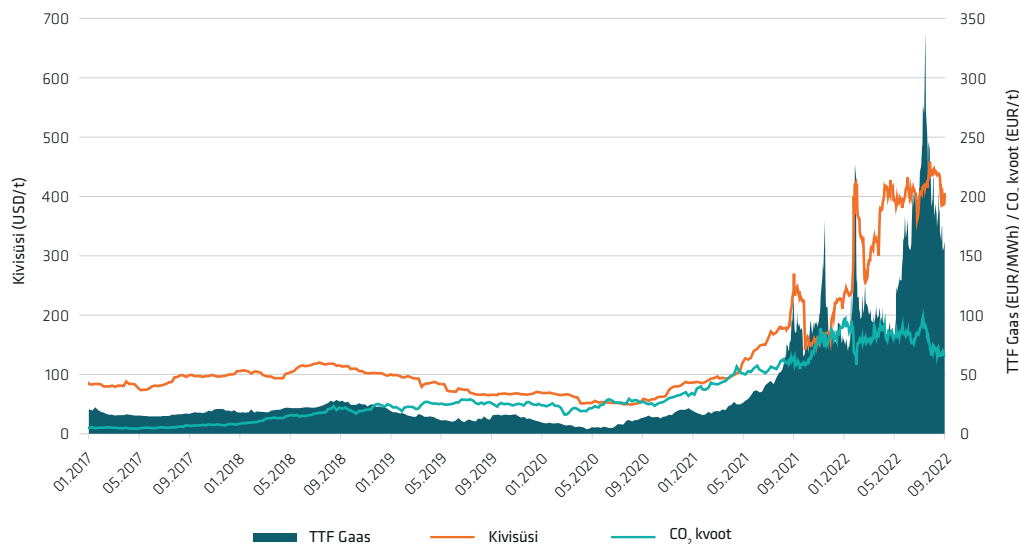
4.9 ÜLDISED TRENDID VARUSTUSKINDLUSE TAGAMISEL

4.9.1 Euroopa energiapoliitika ja elektritootmise sisendhindade muutused

Euroopa Liidu liikmesriigina osaleb Eesti ühiste keskkonnaga seotud eesmärkide saavutamises ning energiapoliitika elluviimises. Eesti siseriiklikuks eesmärgiks on kasvatada taastuvenergia osakaal energia summaarsest lõpptarbimisest aastaks 2030 42 protsendini³³ ning Energiamajanduse korralduse seaduse muutmise seadus, millega tõsteti taastuvenergia osakaalu kogu energiatarbimises aastaks 2030 65%-le ning taastuvelektri eesmärk 2030 aastaks 100%-ni. Euroopa Komisjoni poolt tehti Eesmärk 55 (*Fit for 55*) paketi raames ettepanekuid, kuidas tõsta Euroopa-üleseid taastuvenergia eesmärke nii elektritootmises, transpordisektoris, tööstuses ja energia lõpptarbimises, et täita 2050. aasta kliimaneutraalsuse eesmärke. Paketis käidi välja, kuidas suurendada taastuvenergia põhistootmist ning asendada fossiilsed energiaallikad, tõsta energiaefektiivsust ning energiakasutuse paindlikkust ning integreerida elektri, gaasi, transpordi ja soojusenergia kasutamine ühtseks tervikuks. Pärast Venemaa agressiooni Ukraina suhtes käidi Euroopa Komisjoni poolt välja pakett RePower EU, kus toodi välja leevendusmeetmeid lühivaate energia varustuskindluse ja -julgeoleku probleemi lahendamiseks ning keskpikas vaates seati kõrgemad taastuvenergia ambitsioonid, sealhulgas vesiniku kasutuselevõtu kiirendamiseks.

Eelnevalt kirjeldatud energiapoliitika ettepanekud ning tänased kõrged energiahinnad suure tõenäosusega kiirendavad taastuvenergia kasutuselevõttu ning vähendavad Eesti ja Euroopa sõltuvust imporditavast fossiilenergiast. Sellest tulenevalt suurenevad riikide toetused ja garantiid energiatootjatele ning süveneb investorite huvi võimalike innovatiivsete lahenduste leidmiseks. Kokku toob see turule uut energiatootmist, parandab süsteemi võimekust, vähenevad kasvuhoonegaaside emissioonid ning väheneb Eesti ja Euroopa energiasõltuvus kolmandatest riikidest.

Joonis 4.22
Maagaasi, kivisöe
ja CO₂ kvoodi
hind 01.2017 kuni
09.2022³⁴



2021. aasta teises pooles kasvasid elektritootmise sisendhinnad nagu maagaas, CO2 kvoot ja kivisöe hind märgatavalt tulenevalt COVID pandeemia languse järel taastunud energiatarbimisele ning madalatele gaasitarnetele Venemaalt, mis tõi kaasa vastu talve vähese gaasihoidlate täituvuse. 2022. aasta veebruaris toimunud Venemaa agressiooni ja sellega kaasnenud energiaimpordi vähenemise tõttu kasvasid gaasi, nafta, puiduhakke ja kivisöe hinnad veelgi, mis tõi kaasa seninägematud hinnad elektri hulgiturul. Ehk kõrged elektrihinnad on suuresti Vene agressiooni ja fossiilkütuste hindade tagajärg. Hindade alandamiseks ja Euroopa energiasüsteemi võimekuse parandamiseks on vaja suurendada madala muutuvkuluga taastuvelektri tootmise võimsuseid.

Üleminekuperiood heitmevabadele tootmisvõimsustele on aga väljakutse kõikidele süsteemihalduritele, sest nende suuremahuline väljaehitamine võtab aega, kuid varustuskindlus peab olema tagatud sellegipoolest igal ajal. Lisaks taastuenergia tootmisvõimsustele (tuule- ja päikesepargid) on vaja teha investeeringuid ka salvestustehnoloogiate (pumphüdro- ja akusalvestite) rajamiseks, elektrisüsteemi paindlikkuse ja tarbimise juhtimise suurendamiseks ning täiendavate ülekandevõimsuste rajamiseks.

Samuti on varustuskindluse tagamisel tähtis üleeuroopaliselt toimiv turg, hea naabritevaheline koostöö ning hästi töötavad ühendused naaberriikidega, et tipukoormuse hetkedel jõuaks energia just sinna, kus seda kõige rohkem on vaja.

4.9.2 Elektriturg ja hinna kujunemine üleeuroopalisel turul

Elektriturul kujuneb hind pakkumise ja nõudluse tasakaalupunktis. Turuosalisel esitavad börsile oma müügi- ja ostupakkumised, igas pakkumises on näidatud vastava pakkumise maht ning hind, millega turuosaline on valmis elektrienergiat ostma või müüma. Müügi- ja ostupakkumised järjestatakse hinna alusel ning tulemuseks on müügi- ja ostupakkumiste kõverad. Kõverate lõikumispunkt määrab käesoleval ajahetkel toodetud ja tarbitud elektrienergia ning vastava turuhinna.

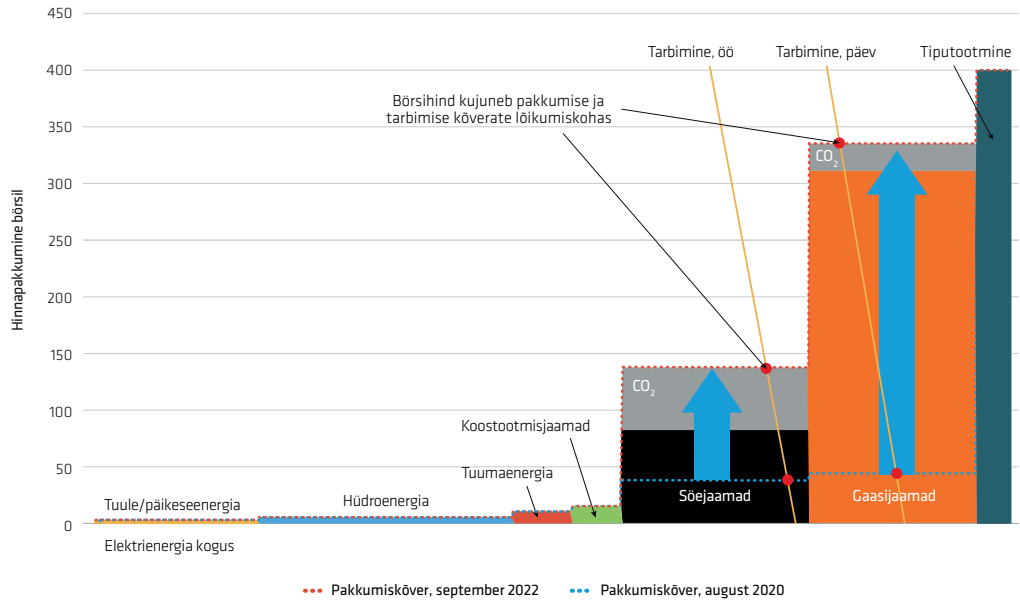
Elektrienergiat saavad tarbida kõik tarbijad, kes olid nõus vastavalt oma pakkumisele tarbitava energia eest maksuma turuhinnaga võrdset või sellest kõrgemat hinda. Sarnaselt pääsevad tootjatest turule need, kes olid nõus elektrienergiat tootma turuhinnaga võrdse või sellest madalama hinnaga. Kõik turule pääsenud tootjad ja tarbijad vastavalt saavad ja maksavad oma elektrienergia eest turuhinda, hoolimata sellest, milline oli nende pakkumises kirjeldatud hind.

Siit koorub elektrituru oluline nüanss: elektrienergia turuhind kujuneb vastavalt kõige kallimale tootmisüksusele, mis antud hetkel turule pääseb. Isegi kui lõviosa tarbitud elektrienergiast kaetakse ära väikeste muutuvkuludega taastuenergiaallikatega, kuid väikeses mahus on vajalik näiteks kalli maagaasil töötava elektrijaama käivitamine, on tulemuseks kõrge elektrienergia turuhind.

Joonis 4.23 illustreerib elektrienergia turuhinna kujunemist avatud turul. Joonisel on erinevad tootmisüksused indikatiivselt järjestatud hinna alusel. Punktis, kus koostatud tootmispakkumiste kõver lõikub tarbimiskõveraga, tekib vertikaalteljel elektrienergia turuhind sel ajahetkel. Lühiperioodil, kui oluliselt ei muutu turule pakkumisi tegevate elektrijaamade kogus ega ka näiteks kütuste hind, saab hind muutuda tänu tarbimise taseme muutusele. Elektrisüsteemis on tavapärase ööpäevane rütm, kus öösel on tarbimine madalam ning päeval suurem, millest tuleneb tavaliselt ka sarnase perioodiga kõikumine turuhindades.

Joonisel on näidatud ka, kuidas võrreldes 2020. aastaga on 2022. aasta teiseks pooleks oluliselt kasvanud kivisöe- ja maagaasijaamade tootmiskulud, peamiselt kütuste kallinemisest, kuid osalt ka EU ETS hinnatõusust. Selle tõttu realiseerub turuhind tunduvalt kõrgemal tasemel kui varasemal perioodil. Seda hoolimata asjaolust, et süsteemis olemasolev tootmisvõimsuste kogus on sel ajaperioodil jäänud sarnasele tasemele.

Joonis 4.23
Turuhinna kujunemine päev-ette elektriturul vastavalt tarbimisele ja jaamade tootmiskuludele

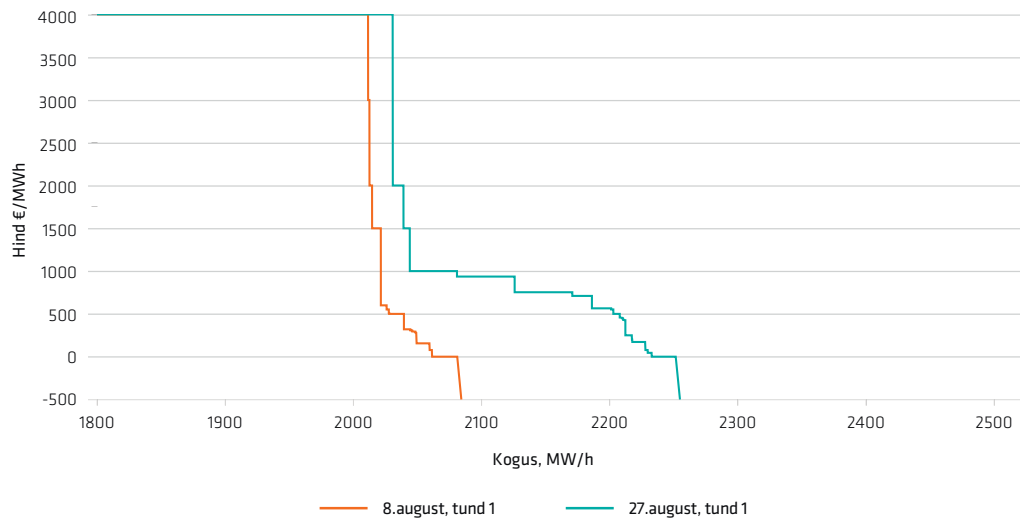


Joonisel kujutatud olukord illustreerib muu hulgas asjaolu, et elektrienergia turuhind saab elektri jaamade kulude muutumisel märkimisväärselt muutuda, ilma et toimuks märkimisväärsed muutusi turu kasutuses olevas tootmisportfellis. Seega ei tähenda kõrgem hind alati halvemat süsteemi võimekuse olukorda.

4.9.3 Elekritarbimise hinnaelastsus

Tarbijagruppidel võib lisaks tarbimise suurusele olla ka erinev hinnatundlikkus. Majandusteoorias eristatakse hinnaelastset kaupa ja mitte-hinnaelastset kaupa. Kui kauba või teenuse hind muutub ja sellele nõudlus muutub vastupidises suunas, on tegemist hinnaelastse nõudlusega, ning kui nõudlus jääb samale tasemele või muutub väga vähe, tähendab see, et tegemist on mitteelastse nõudlusega. Energiaturgudel kujuneb hind nõudluse ja pakkumise funktsioonina ning turu agregeeritud pakkumiskaartide vaadates on võimalik eristada, mis osa sellest on „hinnatundlik“ või hinnaelastne tarbimine ja milline pole. Joonis 4.24 näitab ajaloolist elektribörsi nõudluse ja pakkumise graafikut Baltimaades. Sellelt võib välja lugeda, et üle 2000 MW tarbimist on sel tunnil täiesti mitte-elastne, kuna seda kogust ollakse nõus tarbima ka toliaegse maksimum hinna eest - 4000 EUR/MWh.

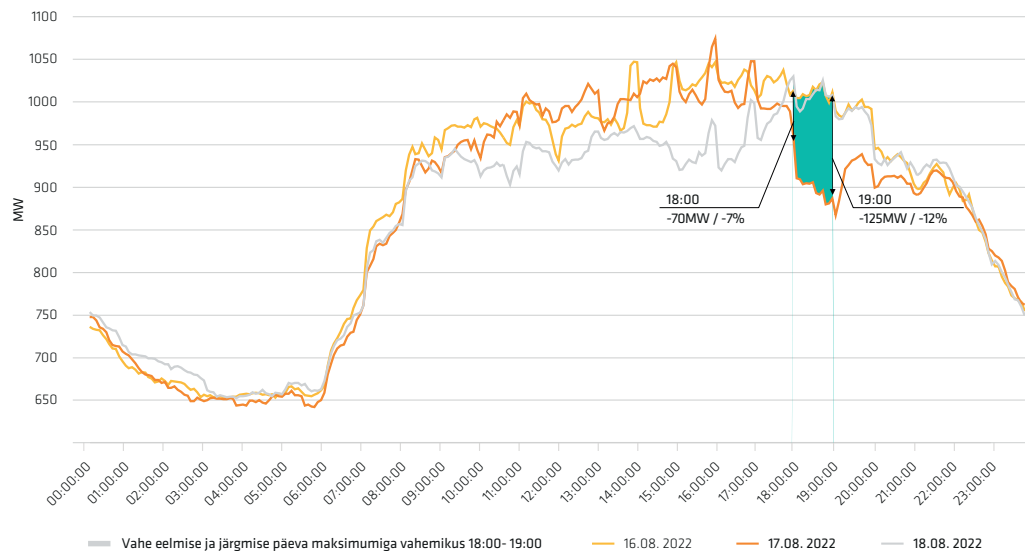
Joonis 4.24
Pakkumise ja nõudluse hinnakõverad Baltimaades 8. augustil 2022



Pärast 17. augusti turu maksimaalse hinna saavutamist muutus aga turule tehtavate nõudluspakkumiste olukord paremaks, kuna selgus, et tarbimine on siiski hinnaelastsem, kui bilansihaldurid seni enda pakkumisi tehes arvestanud olid. Tarbimise hinnaelastsusel on positiivne mõju nii süsteemivõimekuse kui ka elektri hinna jaoks.

Eriti märgatav oli börsi tunnihinnale reageerimine Eesti hinnapiirkonnas, kus kõigil tarbijatel on tunnipõhised arvestid, ning vähem märgatav Leedus, kus tunnipõhised arvestid levinud ei ole. Eestis vähenes 4000-eurose hinnaga tunnil Eleringi SCADA süsteemi mõõtmiste kohaselt elektritarbimine võrreldes eelmise ja järgmise päeva sama tunniga veidi üle 10%.

Joonis 4.25
Eesti elektritarbimise
profiil enne ja pärast
4000 €/MWh
elektrihinna tundi



Arvestada tuleb asjaoluga, et tarbimine muutub vastavalt kellaajale, nädalapäevale, ilmale ja muudele välistele mõjuteguritele ning päevad ei ole alati üksüheselt võrreldavad, kuid hind on kindlasti tarbimist mõjutav tegur.

Tuleviku tarbimise kasvu ja üldist ühiskonna digitaliseerumist arvestades võib oodata elektritarbimise paindlikkuse ja hinnaelastsuse kasvu, ilma et see mõjutaks olulisel määral tarbija mugavust ja tema elukvaliteeti. Digitaalsed lahendused, millest osad on juba täna kättesaadavad või välja töötamisel, võimaldavad nihutada elektritarbimist elektrisüsteemi mõttes vähemkoormavale tunnile, säästes sealjuures nende kasutajale raha ning hoides energiasüsteemi kulud madalamal.

5 Digitaalne võimekus

5.1	DIGIINIITSIATIIVID JA UUED TEHNOLOOGIAD.....	108
5.2	HINNANG KÜBERTURVALISUSE MÕJULE VARUSTUSKINDLUSE VAATEST.....	110

- *Elering tõstab järjepidevalt IT-süsteemide vastupidavust küberrünnete ja valmisolekut intsidentidele reageerida*
- *Digitaalse võimekuse suurendamise raames oleme uuendamas mitmeid juhtimissüsteeme ja energiaandmete digilahendusi, et olla valmis kasvavateks andmemahtudeks, mis kaasnevad reserviturgude ja suuremahulise hajatootmise tekkega.*

Digitaalse võimekusena käsitletakse ettevõtte erinevaid ressursse (inimesed, oskusteave, tehnoloogia), mis võimaldavad automatiseerida ja tõhustada ettevõtte äriprotsesse, tagades igapäevase süsteemi-juhtimise ja varutuskindluse.

Digitaalse võimekuse suurenemine ja uute tehnoloogiate kasv

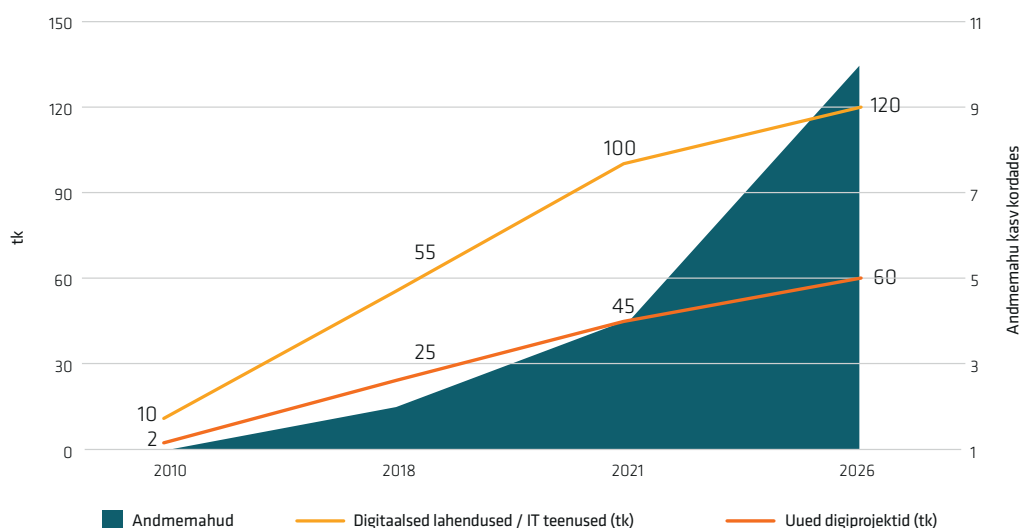
Mandri-Euroopa sagedusalaga liitumisel kohalduvad Baltikumile tehnilised nõuded seoses elektrivõrgu opereerimise ja võrgu stabiilsuse hindamisega, mis tekitavad TSO-dele vajaduse laiendada olemasolevaid või tekitada uusi juhtimissüsteeme. Stabiilse võrguteenuse tagamiseks tuleb rakendada Mandri-Euroopa põhimõtetele vastav sagedusejuhtimise protseduur, hinnata erinevaid elektrisüsteemi stabiilsusnäitajaid, tagada kvaliteetne andmevahetus uute ja olemasolevate süsteemide vahel ja täiendada nii võrguseisundi kui väliste näitajate prognoosisüsteeme. Toodud funktsioonide täiendamiseks on vaja omada kaasaegseid juhtimissüsteeme. Olemasolevate juhtimissüsteemide täiendamine ja uute hankimine toimub vahemikus 2021 kuni 2024. Alates Mandri-Euroopaga sünkroniseerimisest võtab Elering sageduse juhtimise enda kätte.

Elektrifitseerimine suurendab elektri rolli ühiskonnas ja suurendab süsteemi keerukust. Liigume energia-süsteemi suunas, kus on rohkem osalejaid, nutiseadmeid, andmemahte ning ka süsteemis toimuvad muutused on kiiremad. Lisanduvate taastuvenergia võimsustega tuleb elektrisüsteemi opereerimisel üha enam arvestada inverterpõhiste seadmetega, mis ei oma nii suurt inertsi ning tootmise muutused saavad olla kiiremad. Taastuvenergia muutlikkuse tõttu liigub lühema ajavälba jooksul rohkem andmeid ja juhtimiseks teostatakse rohkem toiminguid. See loob vajaduse omada üha rohkem automaatseid juhtimisfunktsioone, mida inimene ei suuda iseseisvalt, ilma digitaalsete lahendusteta, reaalselt juhtida. Sellest tulenevalt kasvab vajadus tarkade ja õppivate tehnoloogiate järele, mis aitaksid elektrisüsteemi operaatoritel reaalselt juhtida elektrisüsteemi juhtida.

Elering on digitaalse lahendusena loonud andmevahetusplatvormi, mille kaudu toimub elektri- ja gaasiturul andmevahetus avatud tarnija vahetamiseks, mõõteandmete edastamiseks ning turuosalise seadusega pandud kohustuste täitmiseks ja talle antud õiguste tagamiseks. Digitaalne platvorm koondab elektri- ja gaasiettevõtjad, kellele tagatakse nende äriprotsesside toimimine. Eleringis koondub kogu energiaandmete teema Estfeedi brändi alla, vältimaks dubleerimist ja tagades andmekaitse ja andmeturvalisuse nõuetele vastavuse.

Eleringi digitaalsete lahenduste maht on aastatel 2010-2022 märkimisväärselt kasvanud. Samuti on kordades suurenenud andmemahud. Tuleviku vaates andmemahud kasvavad veelgi, sest järjest enam on lisandunud tarkasid seadmeid, mis edastavad väga suurel määral andmemahtusid. Kuna me liigume järjest enam reaalselt juhtimise juurde, siis targad seadmed, mis koguvad reaalselt andmeid, aitavad teha ka reaalselt vajalikke juhtimisotsuseid.

Joonis 5.1
Digitaalsed
lahendused ja
andmemahud



Olulisemad Digiinitsiatiivid 2022-2025:

- Süsteemi töökindluse tagamiseks igal ajahetkel on vaja täiendada olemasolevaid ning rakendada uusi digitaalseid lahendusi, et digitaalsetest lahendustest põhjustatud andmata energia oleks ka tulevikus 0 MWh:
 - Tagame kriitiliste IT-teenuste kõrgkäideldavuse (99,98 %) varujuhtimiskeskuses teenuste dubleerimise kaudu.
 - Uuendame ja tõhustame insidentide lahendamise protsessi ning digitaalseid lahendusi, et tagada kiire reageerimine kriitiliste sündmuste lahendamisel.
 - Vähendame sõltuvust üksikutest tehnoloogiapakujatest ning suurendame lahenduste turvalisust. Selleks standardiseerime gaasi- ja elektrivõrgu objektide digilahendused (konfiguratsioonihaldus, ligipääsud, digilahenduste konsolideerimine).
- Täitmaks Mandri-Euroopaga sünkroniseerimiseks vajalikke nõudeid, vajame sageduse juhtimiseks ja haldamiseks lahendusi:
 - Süsteemi ja sageduse juhtimiseks ja võimalikuks erakorraliseks sünkroontöök Mandri-Euroopaga, sealhulgas reservide haldamiseks vajalikud lahendused juurutame 2023. aastaks ja regulaarseks sünkroontöök 2025. aasta lõpus.
 - Töötame välja ja juurutame alajaamade andmesidekontseptsiooni vastavalt Mandri-Euroopaga sünkroniseerimise vajadusele, et olla valmis erakorraliseks sünkroontöök 2023. aastaks.
- Efektiivsemaks varade juhtimiseks oleme loomas riski- ja seisundipõhist varahalduse lahendust. Selle tarbeks kogume ja koondame süstemaatiliselt Eleringi varade andmeid, mille alusel saame teha vajalikke juhtimisotsuseid. Kvaliteetne seisundipõhine info võimaldab vähendada rikete hulka ning nende kõrvaldamise aega. Turvaline ja kontrollitud versioonide, konfiguratsioonide ning sätete haldus seadmetel vähendab küberrünnete ja inimlike eksimuste võimalikkust. Selle tarbeks parendame oma tööprotsesse ja loome keskse lahenduse, kus informatsioon on koondatud ja konfiguratsioonide haldus süsteemne ning kontrollitud.

5.2 HINNANG KÜBERTURVALISUSE MÕJULE VARUSTUSKINDLUSE VAATEST

2021. aastal ei olnud ülekandevõrgus andmata jäänud energiat, mis oleks põhjustatud küberintsidentidest ning Eleringi tegevus on suunatud sellele, et antud põhjustel ei oleks andmata energiat ka tulevikus.

Digitaliseerimine hõlmab üha rohkem traditsioonilisi tööstussektoreid, sh energeetikat. Seetõttu võib tulevikus tormikahjude ja langenud puude kõrval üks märkimisväärseid elektrikatkestusi põhjustavaid ohte olla küberrünnakud või infosüsteemide rikked. Eleringi küberturbe missioon on selliseid ohte ette näha, vältida või maandada ja nende realiseerumisel tagada operatiivne reageerimine.

Euroopa küberturvalisuse agentuur ENISA loetleb enda 2021. aasta ohtude ülevaates³⁵ peamised küberohtude trendid:

- Keerukate ja suure mõjuga tarneahela rünnete hulk on kasvanud ning teenusepakkujad on küberkurjategijatele väärtuslikud sihtmärgid.
- COVID-19 pandeemia kannustas küberspionaaži ja tekitas kurjategijatele uusi võimalusi.
- Kurjategijaid motiveerib aina rohkem enda tegevuse rahaks pööramine, nt lunavara kasutades. Krüptorahad on kõige levinud makseviis.
- Küberkuritegevus võtab järjest rohkem sihikule kriitilist infrastruktuuri.
- Kaks kõige levinumat lunavaraga nakatumise viisi on õngitsuskirjad ja RDP protokoll.
- Kasvab lunavaraga seotud ärimudelite hulk. Lunavara kasutajad ei krüpti ainult su andmeid, vaid lekitavad neid ja ähvardavad ka su partnereid ja kliente.
- Pahavara levik on mitmendat aastat järjest vähenenud. Sagenenud on konteinerikeskkondi sihtiv pahavara.
- Elektronposti kompromiteerimine on kasvanud ja muutunud keerukamaks ja rohkem sihituks.
- Hajusad ummistusründed kasutavad aina enam mobiilvõrke ja asjade Interneti (IoT) seadmeid.
- Küberkurjategijad kasutavad aina rohkem valeinfo jagamist enda tegevuste osana.
- 2021. ja 2020. aastal suurenes mitte-pahatahtlike intsidentide arv hüppeliselt. COVID-19 pandeemia mitmekordistas inimlike vigade ja süsteemide vale konfigureerimise tõenäosust. Enamik 2020. aastal aset leidnud õnnestunud ründeid leidis aset rünnaku objekti vigade tõttu. Ka valesti konfigureeritud pilveteenuste turvalisuses toimus suur hüpe.

Lisaks üldistele trendidele tekitab hetkel ebakindlust ka Venemaa sõjaline agressioon Ukraina vastu ja sellega seotud potentsiaalne oht Eesti elutähtsatele teenustele. Agressioon on toonud küll kaasa mõningasi ründelaineid Eesti infosüsteemide pihta, kuid nende rünnete mõju on seni jäänud oodatust väiksemaks. Sellegipoolest teeme koostööd riigiasutuste ja partneritega, et tõsta meie valmisolekut ja võimet intsidentidele reageerida.

Elering on viimase aasta jooksul viinud ellu mitmeid küberturvalisust parandavaid arendusprojekte, mis on suurendanud olukorratundlikkust ja vähendanud andmelekete ja rünnete esinemise mõju. Lisaks oleme täiendanud enda sisemisi protseduure ja nõudeid, et vastata paremini muutuva maailma väljakutsetele. Järgnevate aastate jooksul on plaanis täiendada kriitiliste infosüsteemide turvalisust, arvutivõrkude monitooringut ja kriitilise infrastruktuuri ehituse ja haldusega seotud protsesse.





6 Lühendite loetelu

AREJ	avariireservelektrijaam
BAU	võrgu kujundamise tavastsenaarium (<i>Business As Usual</i>), mis näeb ette tavapäraseid arengusuundumusi ja standardseid lahendusi tulenevalt tehnikapoliitikast ja muudest normdokumentidest.
BRELL	süsteemihaldurite liit, kuhu kuuluvad Valgevene, Venemaa, Eesti, Läti ja Leedu.
BSMMG	Läänemere-äärsete riikide turu modelleerimise grupp (<i>Baltic Sea Market Modelling Group</i>)
CEF	Euroopa Liidu rahastusinstrument, mille eesmärk on tõsta konkurentsivõimet Euroopa tasemel infrastruktuuri investeeringute kaudu (<i>Connecting Europe Facility</i>).
CONE	<i>Cost Of New Entry</i> [€/MW] – tasandatud uue lisandvõimsuse maksumus.
DSR	lõpptarbija võimekus enda tarbimisega energiaturule reageerida (<i>Demand Side Response</i>)
EENS	keskmise andmata jäänud (elektri)energia (<i>Expected Energy Not Served</i>)
EL1	Estlink 1
EL2	Estlink2
ELV	Elektrilevi
ENTSO-E	üleeuroopaline elektri süsteemioperaatorite ühendav organisatsioon
EPC	erakorralise võimsuse juhtimise funktsionaalsus (<i>Emergency Power Control</i>)
ER	Elering
EV	elektrivõrk
FCR	sageduse hoidmise reserv (<i>Frequency Containment Reserve</i>)
FRR	sageduse taastamise reserv (<i>Frequency Restoration Reserve</i>)
HVDC	alalisvooluühendus (<i>high voltage direct current</i>)
IPS/UPS	Venemaa sagedusala, millega on ühendatud järgnevad piirkonnad: Baltikum, Ukraina, Kasahstan, Kõrgõzstan, Valgevene, Aserbaidžaan, Tadžikistan, Gruusia, Moldova ja Mongoolia
IPS/UPS	Venemaa ühendenergiastüsteem
KA	konkurentsiamet
LOLE	piirangutundide arv (<i>Loss Of Load Expectation</i>) (h/aastas), mis näitab, mitmel tunnil aastast võib oodata olukorda, kus tekib andmata jäänud energia, ja turupõhiselt ei ole piisavalt ressursse, et tarbimine katta.
MAF	ENTSO-E koostatud iga-aastane elektrisüsteemi piisavuse hinnang võtmeaastatele (tänavu aastad 2021 ja 2025) (<i>Mid-Term Adequacy Forecast</i>)
N-1	ühe elektrisüsteemi elemendi (liin, trafo, tootmiseade, jne.) avariiline väljalülitumine
N-1-1	ühe elektrisüsteemi elemendi avariiline väljalülitumine, kui mõni elektrisüsteemi tööd oluliselt mõjutav element on hoolduses või remondis

NTC	Elektriturule antav ülekandevõimsus (<i>Net Transfer Capacity</i>)
PEMMDB	üleeuroopaline turu modelleerimise andmebaas (<i>Pan European Market Modelling Database</i>)
PKVA/PTLA	pinge järgi koormuse vähendamise automaatika/ pinge järgi tagasilülitamise automaatika
RLA	reservi lülitamise automaatika
SOC	Euroopa põhivõrkude ühenduse ENTSO-E süsteemi juhtimise komitee (<i>System Operation Committee</i>)
TK	tarbimiskoht
TLA	tagasilülitamise automaatika
TSO	ülekandevõrgu süsteemihaldur (<i>Transmission System Operator</i>)
TSO	põhivõrgu operaator (<i>Transmission System Operator</i>)
VOLL	katkestuskahju (<i>Value Of Lost Load</i>) [€/MWh], hinnang maksimaalsele elektrihinnale, mida tarbija on nõus maksuma elektrikatkestusest hoidumise eest



7 Lisad

LISA 1. EESTI ELEKTRISÜSTEEMIS OLEVAD ÜLE 0,5 MW INSTALLEERITUD TOOTMISVÕIMSUSED

Allolevas tabelis on loetletud tootjate poolt esitatud installeeritud tootmisvõimsused Eestis asuvatele suurematele tootmisüksustele aastal 2022. Paljudel nendel seadmetel on erinevad märkimisväärsed piirangud, mistõttu kasutab Elering varustuskindluse hindamisel konservatiivsemaid ehk „kindlaid“ võimsusi, mis põhineb eelnevate aastate kogemustel. Kindla võimsuse osa installeeritud võimsusest on ka eraldi välja toodud peatükis 4.7 tabelis 4.3 „kindel tootmisvõimsus“.

Elektrijaama (Ej) nimi	Tootmisseadme tüüp	Kütus	Tootmisvõimsus (MW) 2022 seisuga
ELEKTRIJAAAMAD			1340 MW
Eesti elektrijaam	kondensatsiooniplokk	põlevkivi	866
Auvere elektrijaam	kondensatsiooniplokk	põlevkivi	272
Balti elektrijaam	kondensatsiooniplokk	põlevkivi	192
Enefit elektrijaam	jääksoojust kasutav auruturbiin-generaator	põlevkivi	10
KOOSTOOTMISJAAAMAD			367,6 MW
Iru elektrijaam	koostootmisplokk	maagaas	94
Iru elektrijaam	koostootmisplokk	segaolmejäätmed	17
Põhja soojuselektrijaam	koostoomis- ja kondensatsiooniturbiinid	generaatorgaas	77
Utilitas Tallinna elektrijaam	koostootmisplokk	biomass	39
Tartu elektrijaam	koostootmisplokk	biomass	22,1
Pärnu elektrijaam	koostootmisplokk	biomass	20,5
Horizon tselluloosi ja paberi AS	vasturõhuturbiin vaheltvõttudega	must leelis/biomass	13,9
Sillamäe soojuselektrijaam	koostootmisplokk	põlevkivi	10
Imavere koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	10
Osula koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	10
Mustamäe koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	9,3
Sillamäe I koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	7,1
Sillamäe II koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	5,8
Helme koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	6,5
Grüne Fee Eesti AS	gaasimootor	maagaas	4,1
Kiviõli Keemiatööstuse OÜ soojuselektrijaam	koostootmisplokk	põlevkivi uttegaas	1,4
Kuressaare soojuse ja elektri koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	1,8
Aravete Biogaas OÜ	gaasimootor	biogaas	2
Paide koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	1,7
Jämejala koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	1,8
Repo Vabrikud AS	gaasiturbiin	maagaas	1,8
Ilmatsalu biogaasijaam	gaasimootor	biogaas	1,5
Vinni biogaasijaam	gaasimootor	biogaas	1,4
Oisu biogaasijaam	gaasimootor	biogaas	1,2
Tallinna Prügilagaas OÜ	gaasimootor	prügilagaas	1,9
Põlva elektri ja soojuse koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	0,9
Rakvere koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	1
Rakvere Päikese koostootmisjaam	koostootmisplokk	biomass	0,9
Kopli koostootmisjaam	gaasimootor	maagaas	0,9
WTC Tallinn AS	gaasimootor	maagaas	0,6
Tartu Aardlapalu prügilagaas koostootmisjaam	gaasimootor	prügilagaas	0,5
HÜDROELEKTRIJAAAMAD			8 MW
Jägala hüdroelektrijaam	hüdroturbiin	vesi	2,0
Linnamäe hüdroelektrijaam	hüdroturbiin	vesi	1,1
Muu väike	hüdroturbiin	vesi	4,9

Elektrijaama (EJ) nimi	Tootmiseseadme tüüp	Kütus	Tootmisvõimsus (MW) 2021 seisuga
TUULEELEKTRIJAAAMAD			317,3 MW
Aulepa tuulepark	tuulegeneraator	tuul	48
Paldiski tuulepark	tuulegeneraator	tuul	45
Tuhavälja tuulepark	tuulegeneraator	tuul	39,1
Aseri tuulepark	tuulegeneraator	tuul	24
Viru-Nigula tuulepark	tuulegeneraator	tuul	21
Pakri tuulepark	tuulegeneraator	tuul	18,4
Tamba-Mäli tuuleelektrijaam	tuulegeneraator	tuul	18
Tooma I tuulepark	tuulegeneraator	tuul	16
Skinest Energia Esivere TP	tuulegeneraator	tuul	12
Varja tuulikupark	tuulegeneraator	tuul	10
Vanaküla tuuleelektrijaam	tuulegeneraator	tuul	9
Esivere tuulepark	tuulegeneraator	tuul	8
Tooma II tuulepark	tuulegeneraator	tuul	7,1
Virtsu II tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6,9
Virtsu III tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6,9
Ojaküla tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6,9
Saaremaa tuulepark	tuulegeneraator	tuul	6
Nasva tuulepark	tuulegeneraator	tuul	5,9
Aburi tuulik	tuulegeneraator	tuul	1,8
Nasva sadama tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1,6
Sikassaare tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1,5
Virtsu tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1,4
Virtsu I tuulepark	tuulegeneraator	tuul	1,2
Türju tuulegeneraator	tuulegeneraator	tuul	0,9
Peenra tuulik	tuulegeneraator	tuul	0,7

Installeeritud päikeseparkide võimsused muutuvad äärmiselt kiiresti, aruande kirjutamise ajal on Eestis installeeritud päikeseparke võimsusega 510 MW ning jaguneb maakondadesse vastavalt tabelile.

Elektrijaama (EJ) nimi	Tootmisvõimsus (MW) 2021 seisuga
PÄIKESEELEKTRIJAAAMAD agregeeritult	510 MW
Maakond	Tootmisvõimsus 2022 November seisuga (MW)
Harju	84
Viljandi	63
Tartu	62
Lääne-Viru	56
Pärnu	47
Jõgeva	34
Ida-Viru	29
Valga	29
Võru	28
Rapla	20
Järva	19
Saare	17
Põlva	14
Lääne	5
Hiiu	4
Saare	17
Hiiu	4



elering
ÜHENDAME ENERGIAD

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

www.elering.ee