



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOO
INSENERITEADUSKOND
Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

**EESTI 330/110 KV ELEKTRISÜSTEEMI
MODELLEERIMINE NING PÜSISEISUNDI
ANALÜÜS SUUREMAHULISE LOKAALSE
TAASTUVENERGIA TOOTMISE TINGIMUSTES**

**MODELING OF THE ESTONIAN 330/110 KV POWER
SYSTEM AND STEADY-STATE ANALYSIS UNDER LARGE-
SCALE LOCAL RENEWABLE ENERGY GENERATION
CONDITIONS**
BAKALAUREUSETÖÖ

Üliõpilane: Andres Nirgi

Üliõpilaskood: 213719EAAB

Juhendaja: Henri Manninen, teadur

Tallinn 2025

AUTORIDEKLARATSIOON

Olen koostanud lõputöö iseseisvalt.

Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneridiplomit taotletud.

Kõik töö koostamisel kasutatud teiste autorite tööd, olulised seisukohad, kirjandusallikatest ja mujalt pärinevad andmed on viidatud.

"15" mai 2025

Autor: Andres Nirgi

/ allkirjastatud digitaalselt /

Töö vastab bakalaureusetöö esitatud nõuetele

"15" mai 2025

Juhendaja: Henri Manninen

/ allkirjastatud digitaalselt /

Kaitsmisele lubatud

"....."20... .

Kaitsmiskomisjoni esimees

/ nimi ja allkiri /

Lihtlitsents lõputöö reprodutseerimiseks ja lõputöö üldsusele kättesaadavaks tegemiseks¹

Mina Andres Nirgi

1. Annan Tallinna Tehnikaülikoolile tasuta loa (lihtlitsentsi) enda loodud teose
EESTI 330/110 KV ELEKTRISÜSTEEMI MODELLEERIMINE NING PÜSISEISUNDI ANALÜÜS
SUUREMAHULISE LOKAALSE TAASTUVENERGIA TOOTMISE TINGIMUSTES

mille juhendaja on Henri Manninen,

- 1.1 reprodutseerimiseks lõputöö säilitamise ja elektroonse avaldamise eesmärgil, sh Tallinna Tehnikaülikooli raamatukogu digikogusse lisamise eesmärgil kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni;
 - 1.2 üldsusele kättesaadavaks tegemiseks Tallinna Tehnikaülikooli veebikeskkonna kaudu, sealhulgas Tallinna Tehnikaülikooli raamatukogu digikogu kaudu kuni autoriõiguse kehtivuse tähtaja lõppemiseni.
 2. Olen teadlik, et käesoleva lihtlitsentsi punktis 1 nimetatud õigused jäävad alles ka autorile.
 3. Kinnitan, et lihtlitsentsi andmisega ei rikuta teiste isikute intellektuaalomandi ega isikuandmete kaitse seadusest ning muudest õigusaktidest tulenevaid õigusi.
-

15. mai 2025

¹ Lihtlitsents ei kehti juurdepääsupiirangu kehtivuse ajal vastavalt üliõpilase taotlusele lõputööle juurdepääsupiirangu kehtestamiseks, mis on allkirjastatud teaduskonna dekaani poolt, välja arvatud ülikooli õigus lõputööd reprodutseerida üksnes säilitamise eesmärgil. Kui lõputöö on loonud kaks või enam isikut oma ühise loomingu tegevusega ning lõputöö kaas- või ühisautor(id) ei ole andnud lõputööd kaitsvale üliõpilasele kindlaksmääratud tähtajaks nõusolekut lõputöö reprodutseerimiseks ja avalikustamiseks vastavalt lihtlitsentsi punktidele 1.1. ja 1.2, siis lihtlitsents nimetatud tähtaja jooksul ei kehti.

Taltech Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Üliõpilane: Andres Nirgi 213719EAAB

Õppekava, peeriala: EAAB, Elektroenergeetika

Juhendaja(d): Teadur Henri Manninen

Lõputöö teema:

EESTI 330/110 KV ELEKTRISÜSTEEMI MODELLEERIMINE NING PÜSISEISUNDI ANALÜÜS SUUREMAHULISE LOKAALSE TAASTUVENERGIA TOOTMISE TINGIMUSTES
MODELING OF THE ESTONIAN 330/110 KV POWER SYSTEM AND STEADY-STATE ANALYSIS UNDER LARGE-SCALE LOCAL RENEWABLE ENERGY GENERATION CONDITIONS

Lõputöö põhieesmärgid:

1. Eesti 330/110 kV elektrisüsteemi 2030 aasta olukorda kajastava mudeli koostamine PSS/E tarkvaras
2. Taastuvenergia tootmisega seotud stsenaariumite valik
3. Stsenaariumite pingete analüüs
4. Stsenaariumite puhul tekkivad probleemid ja võimalused nende lahendamiseks

Lõputöö etapid ja ajakava:

Nr	Ülesande kirjeldus	Tähtaeg
1.	Eesti 330/110 kV võrgu parameetrite kogumine	jaanuar 2025
2.	Mudeli koostamine PSS/E tarkvaras	jaanuar - märts 2025
3.	Stsenaariumite valik ja analüüs	märts 2025
4.	Lõputöö peatükkide kirjutamine	märts - aprill 2025
5.	Lõputöö saatmine juhendajale	15. aprill 2025
6.	Paranduste sisseviimine	mai 2025
7.	Lõputöö esitamine	15. mai 2025

Töö keel: eesti keel **Lõputöö esitamise tähtaeg:** "15" mai 2025.a

Üliõpilane: ".....".....20.....a
/allkiri/

Juhendaja: ".....".....20.....a
/allkiri/

Konsultant: ".....".....20.....a
/allkiri/

Programmijuht: ".....".....20.....a
/allkiri/

SISUKORD

SISUKORD.....	6
1. SISSEJUHATUS.....	8
2. EESTI ELEKTRISÜSTEEMI OLUKORD AASTAL 2030.....	10
2.1 Hetkeolukord	10
2.2 Muudatused elektrivõrgu struktuuris	11
2.3 Elektri tarbimise prognoos	13
2.4 Elektri tootmise prognoos	14
3. EESTI ELEKTRIVÕRGU MUDELI KOOSTAMINE.....	16
3.1 PSS/E tarkvara	16
3.2 Mudeli koostamise protsess.....	16
3.3 Lihtsustused.....	18
3.4 Liinide parameetrite arvutused	19
3.5 Trafode parameetrite arvutused.....	25
3.6 Pinge reguleerimise seadmed	26
4. STSENAARIUMITE VALIK JA ANALÜÜS	27
4.1 Stsenaariumite valikud	28
4.1.1 Alakoormatud liinid	28
4.1.2 Sisemaise toodangu puudumine tiputarbimisel	29
4.1.3 Taastuvenergia ületootmine	30
4.2 Alakoormatud liinide stsenaariumi analüüs.....	32
4.3 Tiputarbimine ilma taastuvenergia tootmiseta stsenaariumi analüüs.....	39
4.4 Taastuvenergia ületootmise stsenaariumi analüüs.....	42
4.5 Järeldused	44
KOKKUVÕTE	46
SUMMARY.....	48
KASUTATUD KIRJANDUS	50
LISA 1: MUDELI PARAMEETRID	53
LISA 2: NÄIDE SKEEMIST	61

EESSÕNA

Varasemalt pole koostatud Tallinna Tehnikaülikoolis 330/110 kV Eesti elektrivõrgu mudelit, mis vastaks võimalikult täpselt aasta 2030 seisule. Mudeli valmimisel saab seda lisaks käesolevale lõputööle kasutada ka muude analüüside teostamiseks. Kõik mudelis olevate liinide parameetrid ja asetused põhinevad täielikult avalikult saada olevatel allikatel.

Lõputöö teema valiti juhendaja Henri Mannineni soovitusel. Lõputöö autor avaldab sügavat tänu juhendajale.

1. SISSEJUHATUS

Eesti elektrivõrk läbis hiljuti oma ajaloo ühe suurima muudatuse – desünkroniseerimise BRELLi süsteemist ja liitumise mandri-Euroopa sagedusalaga. Kuigi suur töö on tehtud, siis raskemad väljakutsed seisavad alles ees. Elektrisüsteemi stabiilsuse tagamine on keerulisem, kuna pole enam Venemaaga ühendatud elektriliine, mille kaudu üleliigne energia liigub Eestist välja ja puudujääv energia tuleb Eestisse sisse. Seega on aina tähtsam, et tootmine ja tarbimine oleksid võimalikult hästi tasakaalustatud. Selle teeb aga raskeks asjaolu, et taastuenergia tootmist on raske ennustada. Eesti energia- ja kliimakavas on eesmärgiks seatud toota 100% aastase tarbimise mahus taastuvelektrit. Sellega pole mõeldud mitte tarbimise katmist igal ajahetkel taastuvelektriga, vaid aastase tarbimise kogusumma võrdumist aastase taastuvelektri toodetud kogusega. Seega on ilmselge, et teatud hetkedel hakkab olema Eesti elektrivõrgus energiat liiga palju ning teatud hetkedel hakkab seda olema liiga vähe. Samuti on muutumas ka Eesti geograafilise tarbimise iseloom, väheneb põlevkivijaamadest toodetav suuremahuline energia Ida-Eestis ning see asendub lokaalse päikese- ja tuuleenergia tootmisega ja suurte tuuleparkidega Lääne-Eestis [1]. Seega tuleb tugevdada võrku Läänemaal ja saartel ning valmistada ette olukordadeks, kus aina kasvava lokaalse tootmise tõttu on 330 kV ja 110 kV võrku läbivad võimsusvood aina äärmustesse ulatuvamad ning raskemini ette ennustatavad.

Käesoleva lõputöö eesmärk on koostada PSS/E tarkvaras Eesti elektrisüsteemi 330 kV ja 110 kV mudel, mis kajastab elektrivõrgu olukorda aastal 2030. Mudelisse on lisatud lisaks olemasolevatele alajaamadele ja liinidele Eleringi arengukavas olevad kinnitatud investeeringud ja planeeritavad investeeringud, mis suure tõenäosusega on aastaks 2030 realiseerunud. Arengukavas välja toodud perspektiivsete investeeringutega ei arvestata, sest nende planeerimisega pole veel alustatud ning nende vajadus vaadatakse üle perioodiliselt. Lisaks uutele rajatavatele objektidele on arvestatud ka aastaks 2030 renoveeritavate õhu- ja kaabelliinidega [2].

Võimalikult täpset olukorda kajastava mudeli loomine on vajalik, sest varasemalt pole Taltech'i teadus- ja lõputööde raames loodud 330/110 kV Eesti elektrivõrgu mudelit, eelnevate lõputööde käigus valminud ainult 330 kV võrgu mudelid ei võimalda analüüsida taastuenergia tootmist lokaalsetes tingimustes ning selle mõju 330 kV ja 110 kV võrgule koos. Lõputöö käigus valmivat mudelit on võimalik edasi arendada lisaks püsiseisundi analüüsile ka dünaamiliste olukordade analüüsimiseks. Mudeli saab tulevikus liita selle aasta bakalaureusetöödena valmivate Läti ja Leedu analoogsete mudelitega, et analüüsida tulevikus baltikumi toimimist tervikuna, kuna mandri-

Euroopaga liidab meid vaid Poola ühendus, siis on kolme balti riigi elektrisüsteemide koos toimimise analüüsimine tulevikus suure tähtsusega. 110 kV elektrivõrgu analüüsimine võimaldab paremini hinnata tarbijatele tekkivaid probleeme. Mudeli valmimisel analüüsitakse võimalikke ekstreemseid stsenaariume elektrivõrgus, et saada rohkem tagamaad võrgu stabiilsuse tagamiseks vajalike otsuste tarvis. Põhifookuses on elektrienergia otse 110 kV võrku tootmine ja selle kohapeal tarbimine, mis põhjustab ülekandeliinides tavalisest väiksemaid võimsusvoogusid. Lõputöö peamiseks hüpoteesiks on:

- Suuremahuline lokaalne taastuenergiaallikate olemasolu võrgus põhjustab ekstreemseid olukordi pingega, mille vältimiseks muutuvad aina tähtsamaks pinge reguleerimise seadmed

Lõputöös analüüsitakse lähemalt Eesti elektrivõrgu olukorda aastal 2030 ning muudatusi tootmises ja tarbimises, selgitatakse mudeli ehitamise põhimõtteid ja lihtsustusi ja parameetrite arvutusi. Eraldi põhjenadatakse iga stsenaariumi valiku tagamaid ning vajadust nende analüüsimiseks. Lisaks analüüsitakse stsenaariumite tulemusi ja tehakse nende põhjal soovitusi elektrivõrgu töökindluse tagamiseks.

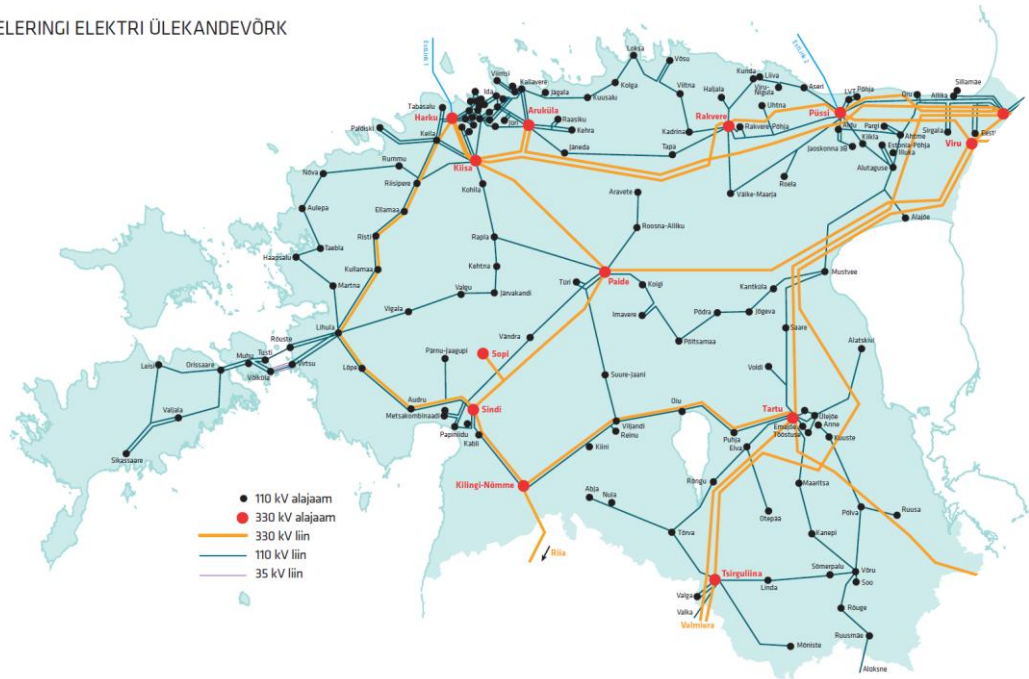
2. EESTI ELEKTRISÜSTEEMI OLUKORD AASTAL 2030

Aastaks 2030 on Eesti elektrivõrgus rajatud mitmeid uusi liine ja alajaamasid, lisaks on renoveeritud olemasolevaid liine. Järgnev peatükk annab lisaks ülekandevõrguga seotud muudatusele ettekujutuse ka taastuenergia tootmise võimekusest ning elektri tarbimise iseloomust.

2.1 Hetkeolukord

Eesti põhivõrku haldab süsteemioperaator Elering. Eesti põhivõrk koosneb 330 kV elektriliinidest, millega kantakse üle Eesti laiali suuremaid energiakoguseid. Teise osa põhivõrgust moodustavad 110 kV elektriliinid, mis on mõeldud elektrienergia jaotamiseks jaotusvõrgu alajaamadesse. 110 kV liinid jagunevad õhu- ja kaabelliinideks. Kaabelliine kasutatakse peamiselt linnapiirkondades, kus on vaja ruumi kokku hoida ja visuaalset reostust vältida. 330 kV ülekandeliinid on hetkeseisuga ainult õhuliinide kujul. Elering haldab 1600 km 330 kV liine, 3300 km 110 kV liine ja 156 alajaama. Eraldi objektidena võib veel välja tuua kaks Eesti-Soome vahelist ühendust: Estlink 1 ja Estlink 2 ning 3 sünkroonkompensaatorit. Sünkroonkompensaatorid asuvad Viru, Püssi ja Kiisa alajaamades. Eestil on Estlinkide kaudu Soomega 1016 MW ülekandevõimsust ja Lätiga 1250 MW ülekandevõimsust, kusjuures suvel +25 kraadiga on see võimsus Eesti poolt Läti 1050 MW juhtmete suurema soojenemise tõttu [2]. Hetkeseisuga on Eesti ja Soome vaheline ülekandevõimsus siiski 350 MW, sest Estlink 2 on tööst väljas kaabli purunemise tõttu. Kuna antud kaabel on juba teist korda pikaajaliselt tööst väljas, siis tasub tulevikus arvestada asjaoluga, et välisühenduste peale ei saa 100% kindlad olla [3].

Joonisel 2.1 on näha Eesti elektrisüsteemi 330/110 kV elektriliinid koos alajaamadega. Jooniselt on puudu Lihula alajaam, mille ehitamise viimased etapid on veel pooleli. Nagu näha, siis suur osa 330 kV võrgust ja alajaamadest on koondunud ida-Eestisse, seda Eesti ja Balti elektrijaamade tõttu. Kuna praeguseks on ka Eesti ja Venemaa vahelised ühendused tööst välja viidud, siis on oodata elektritaristu tugevdamist ka muudes kohtades peale Ida-Eesti.



Joonis 2.1 Eesti elektri põhivõrk [4]

2.2 Muudatused elektrivõrgu struktuuris

Aastaks 2030 on ette nähtud võrgus mitmed olulised muudatused, suurimad neist hõlmavad olemasolevate 330 kV liinide rekonstrueerimist ja uue 330 kV alajaama rajamist. Kindlate investeeringute puhul on otsus juba langetatud. Planeeritavate investeeringute puhul langetatakse otsus suure tõenäosusega lähiajal.

Aastaks 2030 on plaanis rekonstrueerida ehk ümber ehitada järgmised 330 kV õhuliinid:

- L356 Mustvee-Paide (kindel investeering, aastaks 2026)
- L357 Kiisa-Paide (kindel investeering, aastaks 2026)
- L506 Rakvere-Püssi (planeeritav investeering, aastaks 2029)
- L360 Püssi-Rakvere (planeeritav investeering, aastaks 2029)
- L346 Paide-Sopi (planeeritav investeering, aastaks 2029)
- L347 Sopi-Sindi (planeeritav investeering, aastaks 2029)

Plaanis on ka rajada uue 330 kV õhuliini Aruküla ja Kiisa alajaamade vahel, mis jookseks läbi Tallinna, et see ühendada hiljem rajatava Järve alajaamaga. Lisaks on ette nähtud Uniküla alajaama rajamine, millest hakkaks läbi jooksuma Mustvee-Tsiirguliina olemasolev õhuliin [2].

Kõikide uute ja renoveeritavate liinide puhul on arvestatud, et kasutatakse juhett ACSR 402/52 kolme lõhisfaasiga vastavalt Eleringi tehnilistele nõuetele [5].

Seega jääb ainsaks õhuliiniks, mis pole ACSR 402/52 juhtmega, Balti ja Viru vaheline kaheaabelaline liin, selle modelleerimiseks kasutatakse AS400 juhet kahe lõhisfaasiga.

110 kV võrgus on rajatavaid alajaamasid rohkem, need on järgmised:

- Veerenni (kindel investeering)
- Vanasadama (kindel investeering)
- Pärna (planeeritav investeering)
- Lemmatsi (planeeritav investeering)
- Sauga (planeeritav investeering)
- Emmaste (planeeritav investeering)

Ette on nähtud ka mitmete uute liinide rajamised:

- L8052 Tartu-Tööstuse kaabelliin (kindel investeering)
- L001, L002, L011 Harku-Veskimetsa osaline kaabelliin (kindel investeering)
- L8108 Iru-Viimsi kaabelliin (kindel investeering)
- L8053 Tööstuse – Anne kaabelliin (kindel investeering)
- Sauga – Metsakombinaadi kaabelliin (planeeritav investeering)
- Lihula – Virtsu õhuliini rajamine (kindel investeering)

Seoses uute alajaamade rajamisega tuleb nendeni ehitada ka uued liinid, eelnevas loetelus pole välja toodud mõnede alajaamadega ühendatavaid liine. Need alajaamad ehitatakse läbijooksvaks, ehk olemasoleva liini keskele. Näiteks Veerenni alajaam ehitatakse Järve-Ülemiste liini keskele, info sarnasete olukordade kohta mudeli jaoks on saadud Eleringi arengukavas välja toodud joonistelt [2]. Kõikide uute 110 kV õhuliinide rajamisel kasutatakse 242/39 HAWK juhet, vastavalt ennustatava koormuse suurusele kas ühe juhtmega või kahe lõhisfaasiga [5].

110 kV võrgu puhul on plaanis teostada ka mitmete liinide juhtmete vahetused või liinid rekonstrueerida, võimalusel paigaldatakse need rekonstrueeritavate 330 kV liinidega ühistele mastidele. Loetelu selliste investeeringutega liinidest on pikk ja see on leitav Lisast 1 Tabelist L1.3.

Planeeritud on ka mitmete alajaamade rekonstrueerimine/renoveerimine, kuid antud muudatused mudeli koostamisel rolli ei mängi, seega neid pole vajalik välja tuua.

Lisaks tehakse liinidega gabariiditöid, et suurendada läbilaskevõimet. Mudelis ei arvestatud sellega samuti, kuna nende tööde kohta on täpne info puudulik ning liinide koormatust selle töö raames ei uurita.

Antud muudatuste põhjal võib järeldada, et aastaks 2030 planeeritakse võrku tugevdada Tallinna ja Tartu kandis ning suurendada 330 kV liinide transiidi võimekust. Eesti-Läti neljanda ühendusega seotud investeeringud valmivad peale aastat 2030 ja nendega mudeli koostamisel ei arvestata, sama lugu on Estlink 3-ga.

2.3 Elektri tarbimise prognoos

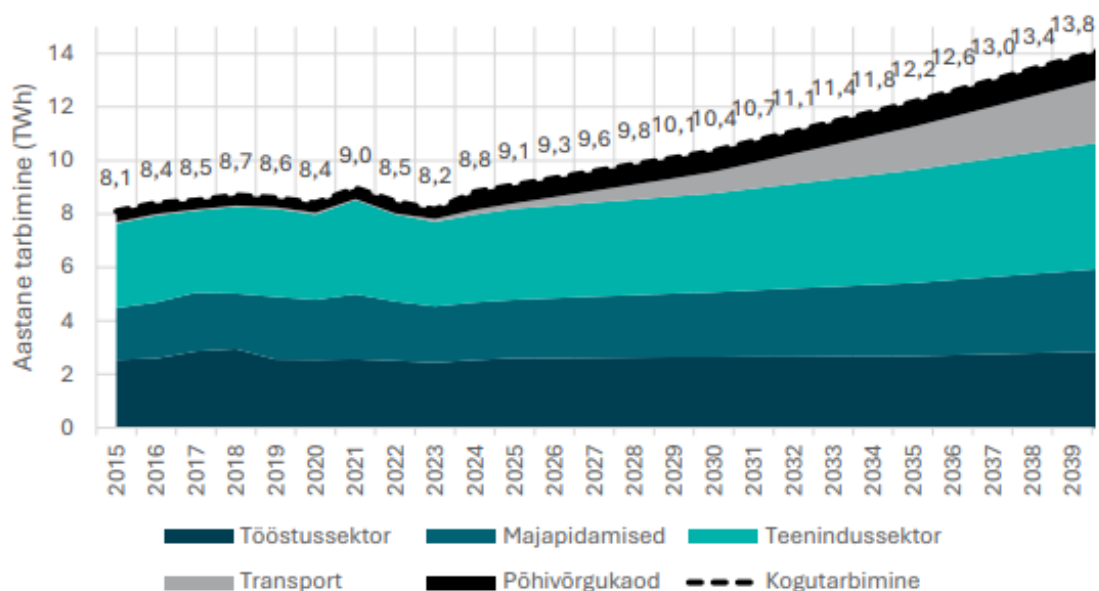
Aastaks 2030 ennustatakse elektri tarbimise kasvu, see tuleneb nii tehnoloogia kui ka ühiskonna arengust, kuid ka mitmete erinevate poliitiliste otsuste tõttu.

Esimeseks suureks teguriks on transpordisektori elektrifitseerimine. Kuna Euroopa parlament on vastu võtnud direktiivid, millega keelustatakse sisepõlemismootoriga autode müük aastaks 2035, siis on oodata elektriautode osakaalu suurenemist. Eesti on selles teemas ülejäänud Euroopast natuke maha jäänud, eelmine aasta oli elektriautode müügi osakaal 5% võrreldes ülejäänud Euroopa 22%-ga. Kuid seda enam on järgnevatel aastatel oodata elektriautode ostu kasvu suurenemist, seega on nende poolt tarbitav elekter aastaks 2030 palju suurema osakaaluga kui hetkel [6] [2].

Teine suurem muudatus on uute hoonete ehitamisega ja vanade hoonete renoveerimise nõuetega. Uued hooned on küll energiatõhusamad, kuid nõuavad uusi seadmeid, näiteks ventilatsiooni, mis üldises plaanis kasvatab tarbimist.

Kolmas asjaolu on soojusenergia süsteemi elektrifitseerimine. Aina enam võetakse kasutusele elektrilisi soojuspumpasid, sest biomassil põhineva soojatootmiseks kasutatavate jaamade jaoks riik enam toetust ei anna ja olemasolevad koostoomisjaamad on aastaks 2040 lähenemas oma eluea lõpule. Eeldatakse, et aastaks 2030 on elektrifitseeritud 50% soojusenergia tarbimise süsteemidest.

Arvestades neid asjaolusid on Elering seadnud aasta 2030 elektri tarbimise aastase koguse prognoosiks 10,4 TWh ja tipukoormuseks 2035 MW [2].



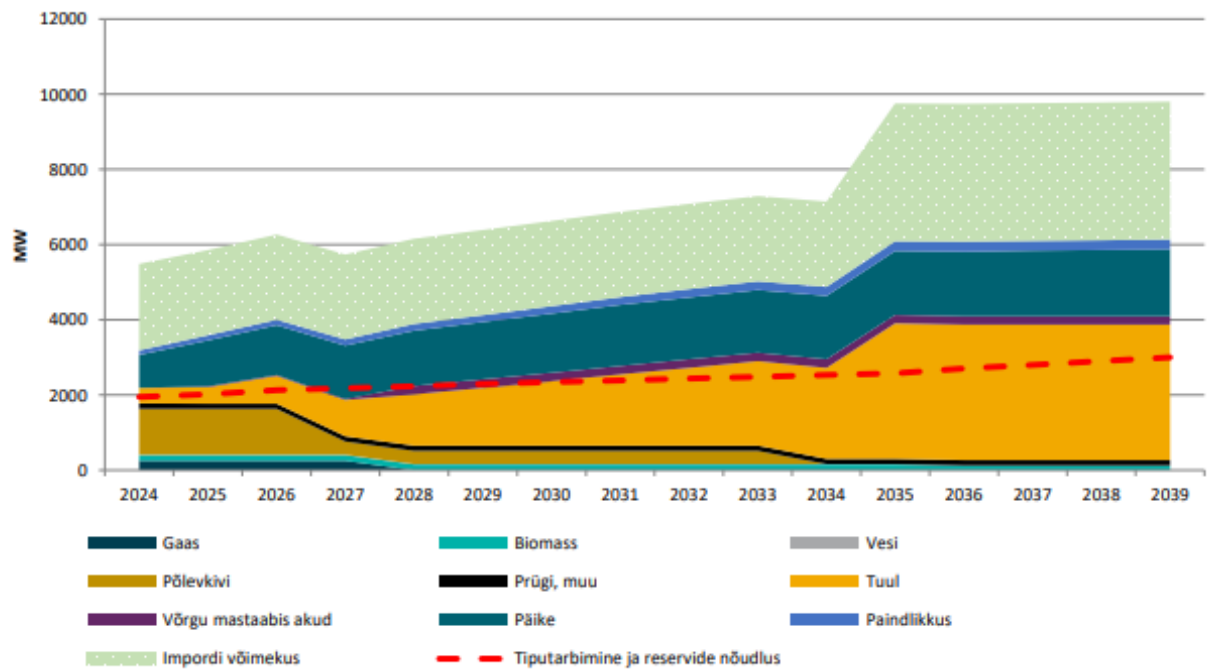
Joonis 2.3 Eesti elektri tarbimise jaotuse prognoos [2]

Jooniselt 2.3 on näha, et aina suurema osakaalu tarbimisest moodustab transpordisektor, seda elektriautode tõttu. Suureneb ka majapidamis- ja

teenindussektori osakaal, seda suuresti küttesüsteemi elektrifitseerimise tõttu. Suureneva võrgus üle kantava energiakoguse pärast suurenevad ka kaod põhivõrgus.

2.4 Elektri tootmise prognoos

Eesti on seadnud endale eesmärgiks katta 100% summaarsest aastasest tarbitavase elektrist taastuenergiaallikate kaudu toodetud elektriga. Kuna ette pole nähtud, et elektrienergia tarbimine ja taastuvelektri tootmine oleksid igal ajahetkel tasakaalus olema, siis järelikult on aastas palju tunde, mis need on tasakaalust väljas. Seega tuleb puudujääv energiakogus katta kas juhitavate võimsuste või välisühenduste kaudu. Üle jääv elektrienergia tuleb Eestist välja eksportida või tuleb teha allareguleerimisi [1]. Hetkel on lisaks Eesti välisühendustele 3200 MW võimsusi, millega tarbimist katta, üle poole sellest moodustavad põlevkivielektrijaamad, millega aastal 2030 nii suures mahus arvestada ei saa, selleks ajaks on alles jäänud Auvere elektrijaam ja üks Eesti elektrijaama plokk. Need kokku moodustavad aastal 2030 alla 500 MW tootmisvõimsustest. Ülejäänud võimsused tulevad tuule-ja päikeseparkidest. Aastaks 2030 ennustatakse päikeseenergia tootmisvõimsusi 2000 MW ulatuses ja tuuleenergia tootmise võimsust 1700 MW suurusjärgus. Estlink 3 ning Eesti-Läti neljas ühendus selleks ajaks veel valminud pole, seega on Eestist elektri välja eksportimise võimekus sama, mis praegu – ligikaudu 2200 MW, see on eeldusel, et kõik ühendused on töös. Joonis 2.4 pealt on näha päikeseenergia ja tuuleenergia suur kasv aastaks 2030 ja põlevkivijaamade osakaalu vähenemine. Eelnimetatud muudatused toimuvad suhteliselt järsku ja numbritele peale vaadates võib öelda, et maksimaalse taastuenergia tootmise puhul ei suuda me alati kõike ära tarbida ja Eestist välja eksportida. Eesti elektrivõrk on muutumas aina detsentraliseeritumaks, teisisõnu öeldes on tootmisvõimsused rohkem geograafiliselt laiali. Tootmisvõimsuste hajutatust põhjustavad kõige enam väiksemad päikesepargid, mis reeglina ühendatakse 110 kV võrguga. Päikeseparkide paigutust ei mõjuta nii suurel määral ilmastikuolud ja geograafilised tingimused, seega on loogiline, et need on rohkem hajutatud. Aina populaarsemaks on muutumas ka elektrienergia akudesse salvestamine ning selle võrku tagasi müümine, see viib samuti tarbimist ja tootmist aina lokaalsemaks.



Joonis 2.4 Eesti elektri tootmise ressursside prognoos [2]

3. EESTI ELEKTRIVÕRGU MUDELI KOOSTAMINE

Eelmises peatükis selgus, et 2030 aasta seisuga on taastuenergia osakaal suurenenud ja tulenevalt selle iseloomust on see ka rohkem laiali jaotatud. Eriti suur hajutus on päikesepeakide puhul, nende geograafilist paigutust ei mõjuta nii palju tegurid. Töö autor ja juhendaja on püstitanud hüpoteesi, et päikeseenergia tootmise detsentraliseeritus ning selle lokaalsele tootmisele ja tarbimisele üles ehitatud võrk võivad tekitada probleemseid olukordi. Nende olukordade analüüsimiseks on vaja koostada võimalikult täpne mudel Eesti 330/110 kV elektrivõrgust 2030 aasta seisuga ja leida elementidele vastavad parameetrid. Järgnev peatükk kirjeldab mudeli koostamise meetodikat ja andmete leidmist.

3.1 PSS/E tarkvara

PSS/E ehk "Power system simulator for engineering" on tarkvara, mida kasutatakse elektrisüsteemide modelleerimiseks. Käesoleva lõputöö raames kasutakse PSS/E-d vaid püsitalitluse analüüsimiseks, kuid sellega on veel võimalik analüüsida dünaamilist talitlust, näiteks siirdeprotsesse elementide välja lülitumisel. PSS/E valiti mudeli koostamiseks, sest see on üks levinumaid ja usaldusväärsemaid võrguarvutustarkvarasid, ligikaudu 70% maailma elektritaristust on analüüsitud ja modelleeritud kasutades just seda tarkvara. Lisaks on PSS/E abil võimalik lisaks andmete sisestamisele tabeli kujul ka ehitada üles võrgu visuaalne mudel, mida antud töö käigus ka tehti [7]. Edaspidi leiab kasutust termin *bus*, mis tähendab elektrivõrgu sõlme. Termin *swing bus* tähendab süsteemi tasakaalustavat sõlme. Töö käigus kasutatava PSS/E versiooniks oli v33.

3.2 Mudeli koostamise protsess

Eesti 330/110 kV mudeli koostamine jagati erinevateks etappideks.

Mudeli koostamise etapid olid järgmised:

1. Hetkeolukorraga tutvumine
2. Aasta 2030 muudatuste kaardistamine
3. Mudeli visuaalsel kujul koostamine PSS/E-s Eleringi e-Gridmapi alusel [8]
4. Andmetabelite eksportimine ja korrastamine PSS/E-st
5. Liinide pikkuste mõõtmine
6. Liinide juhtmete määramine
7. Juhtmete parameetrite arvutamine

8. Parameetrite kokku viimine PSS/E tabeliga
9. Pinge reguleerimise seadmete asukoha kindlaks määramine
10. Pinge reguleerimise seadmete parameetrite määramine ja mudelisse sisestamine
11. Trafode parameetrite arvutamine ja mudelisse sisestamine

Mudel ehitati üles kasutades Eleringi liitumisvõimsuste rakendust e-Gridmap. Selle abil oli võimalik määrata aastal 2030 olemas olevad liinid (õhu- ja kaabelliinid), alajaamad ning nendevahelised ühendused. Sama rakendust kasutati ka liinide pikkuste mõõtmiseks [8]. Mudeli võimalikult suure täpsuse huvides tuvastati ka lõhisfaaside arv, uuemate liinide juhtmete ristlõike nõuded leiti Elering tehniliste lahenduste põhimõtetest, vastavalt nõudmistele valiti ACSR juhtmed õppeaine "Elektrisüsteemid" raames antud tootjakataloogist [9] [5]. Vanemate liinide kaablid valiti vastavalt juhendaja ettepanekule, parameetrid saadeti samuti juhendaja poolt, 110 kV vanema juhtme tüübiks on AS185 juhe ja 330 kV vanema juhtme tüübiks on 2 x AS400 juhe. Ülevaated juhtme tüüpidest ja parameetritest asvad tabelites 3.1, 3.2 ja 3.3. Juhtme tüübi ja lõhisfaaside arvu kindlaks määramiseks kasutati Joonisel 3.1 oleva plokk skeemi loogikat. Lõhisfaaside arv tuvastati teega ristumise kohtades Google Maps tänavavaadet kasutades [10].

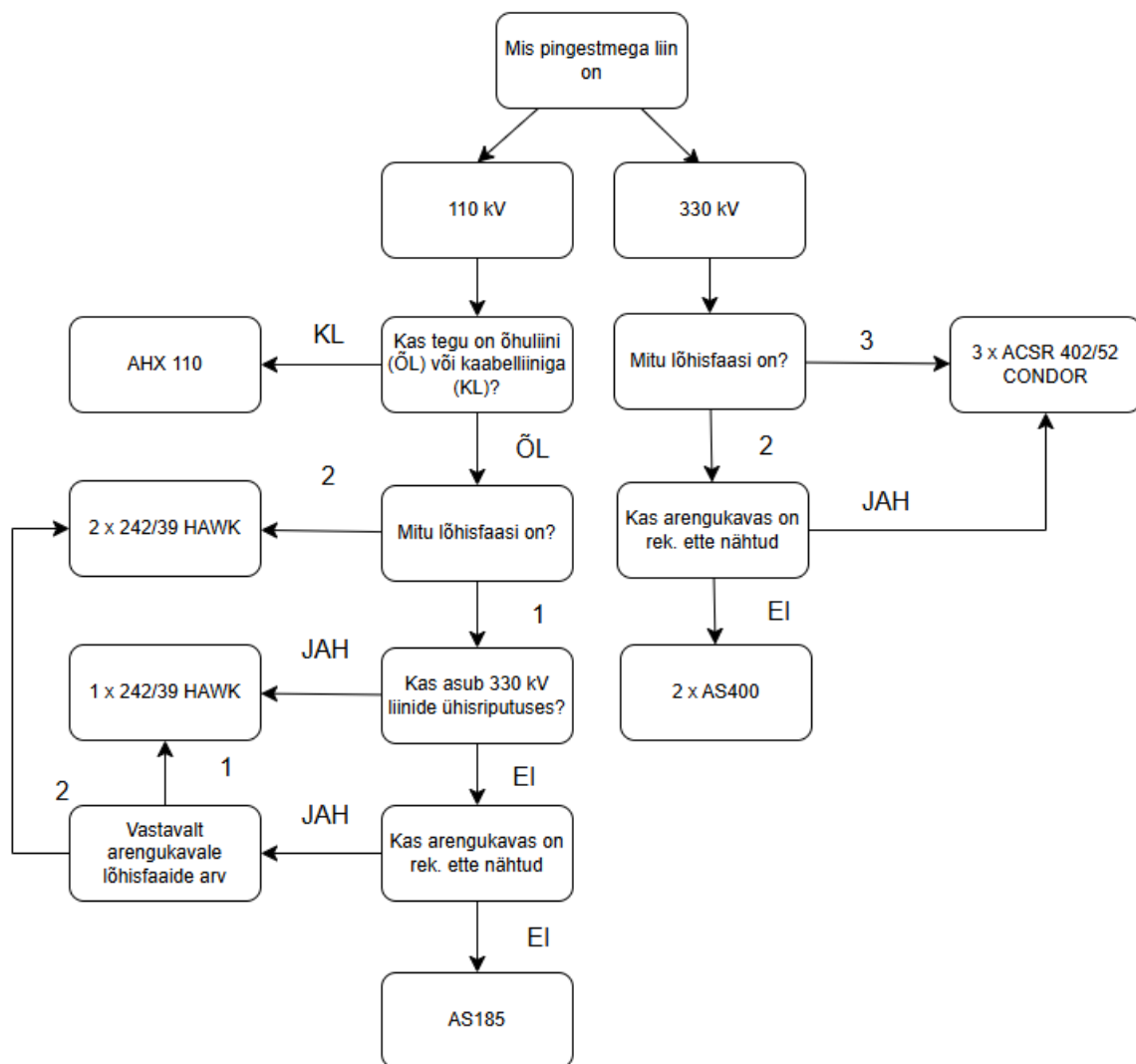
Mudeli koostamise juures kõige ajamahukamateks protsessideks osutusid andmete kogumine ja mudeli visuaalsel kujul üles ehitamine. Käidi üksikshaaval läbi kõik õhuliinid, et võimalikult täpselt määrata kindlaks juhtme tüüp ja lõhifaaside arv. See suure ajakuluga protsess tagab võimalikult täpse ja usaldusväärse mudeli. Ajakulu lisas ka mudeli visuaalse skeemina üles ehitamine, et selle kasutamist tulevikus lihtsustada. Mudeli skeem on toodud välja Lisas 2 Joonisel L2.1. Mudeli vaatamine skeemi kujul võimaldab PSS/E heatmap funktsiooni kasutades kiirelt tuvastada probleemseid piirkonnad. Näide heatmap funktsioonist on toodud Lisas 2 Joonisel L2.2.

Reaktorite ja trafode paigutustega alajaamades saab tutvuda Lisas 1 Tabelis L1.2.

Mudelis olevate elektrivõrgu elementide kogusega on võimalik tutvuda Tabelis 3.3. Õhuliinidega on arvestatud, et iga haruliin on eraldiseisev liin, hargnemispunktis olevat busi ei arvestata alajaamana.

Tabel 3.3 Mudeli elementide kogused

Elektrivõrgu element	Kogus mudelis
110 kV õhuliin	240
330 kV õhuliin	25
110 kV alajaam	152
330 kV alajaam	16
110 kV kondensaatorpatarei	8
20 kv põikreaktor	17
330 kv põikreaktor	5
Kolmemähiseline trafo	21



Joonis 3.1 Liini juhtme kindlaks määramise loogika

3.3 Lihtsustused

Kuna terve 330/110 kV mudeli koostamine koos parameetrite arvutustega on töömahukas protsess, siis tehti töömahu mõistlikkuse piires hoidmiseks järgmised lihtsustused:

- Ühisriputuses olevate liinide vastastikuse induktiivsusega ei arvestata
- Kõik 330 kV ja 110 kV võrku omavahel ühendavad trafod on kolme mähisega ja 200 MVA võimsusega ning samade parameetritega [5]
- Kõik trafode kolmandasse õlga ühendatud reaktorid on 50 Mvar võimsusega [11]
- Kõik otse 330 kV võrku ühendatud reaktorid on reguleeritavad 50-120 Mvar võimsusega [12]
- Kõik 110 kV võrku ühendatud kondensaatorpatareid on 30 Mvar võimsusega [13]

- Alla 110 kV pingeastme elementidega ei arvestada, jäävad ainult koormused ja tootmine
- Estlink 1 ja Estlink 2 lisatakse koormuse/tootmisena
- Lätisse viivad liinid ühendatakse Eesti riigipiiri lõppemise kohas ühe *busi* külge, sellest saab süsteemi *swing bus*
- Kasutusel olevad juhtmed on eksklusiivelt Joonisel 3.1 olevat tüüpi
- Rajatavatest ja rekonstrueeritavatest liinidest arvestatakse mudelis ainult kindlate ja planeeritavete investeeringutega [2]
- Kõik sisemaised liinid, trafod ja pinge reguleerimise seadmed on töökorras olevas seisundis
- Estlink 1 ja Estlink 2 ei võimalda pinge reguleerimist
- Masti tüüpideks on kasutatud peatükis 3.4 toodud maste
- Lõhisfaasi kaugused ei varieeru liini tüübi lõikes
- Liinide paigutus ei varieeru liini tüübi lõikes
- 110 kV õhuliinid on kolmnurkpaigutusega
- 330 kV õhuliinid on horisontaalpaigutusega

3.4 Liinide parameetrite arvutused

PSS/E tarkvaras läheb liinide modelleerimiseks vaja kolme parameetrit

- Aktiivtakistus oomides, edaspidi R
- Reaktiivtakistus oomides, edaspidi X
- Mahtuvus mikrofaradites, edaspidi B

Selleks, et leida iga liini kohta R, X ja B, on vaja tuvastada liini juhtme tüüp, leida liini pikkus ning leida vastava juhtme tüübi parameetrid. Kahe eelneva sammuga saab tutvuda peatükis 3.2. Parameetrite arvutused on välja toodud käesolevas peatükis.

Juhtme aktiivtakistuse leidmiseks leiti tootjakataloogist aktiivtakistus alalisvoolu 20 ° C juures (vt Tabel 3.1), vanemate liinide puhul saadi andmed juhendaja käest.

Reaktiivtakistuse leidmiseks oli vaja sisendparameetritena faasijuhtmete arvu, faasijuhtmete omavahelist kaugust ja paigutust, lõhifaaside omavahelist kaugust ning faasijuhtme raadiust. Parameetrid koos allikatega on välja toodud tabelis 3.1 ja tabelis 3.2. Mahtuvuse leidmiseks oli vaja samu sisendparameetreid mis reaktiivtakistuse leidmiseks. Juhtme AS400 jaoks kasutati andmete puudulikkuse tõttu ASCR 402/39 CONDOR parameetreid, seega seisneb vahe uute ja vanade 330 kV liinide vahel lõhisfaasides.

Juhtmete arvutuslik temperatuur võeti Eleringi tehniliste nõuete järgi 65 ° C [5].

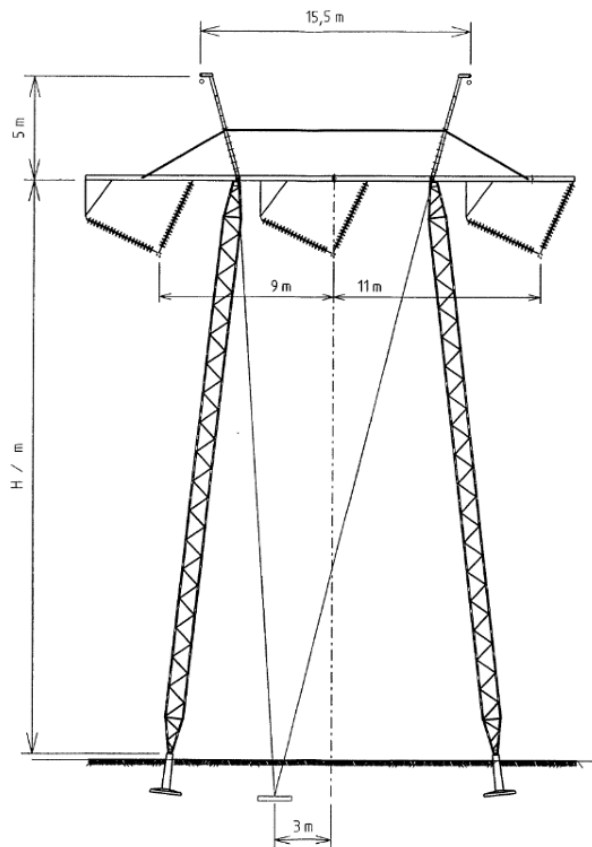
Kaabelliinidel arvatati ainult aktiivtakistus ja induktiivsus, mahtuvus oli välja toodud tootjakataloogis. Info selle kohta on tabelis 3.3.

Tabel 3.1 R, X ja B arvutamise sisendparameetrid kataloogist

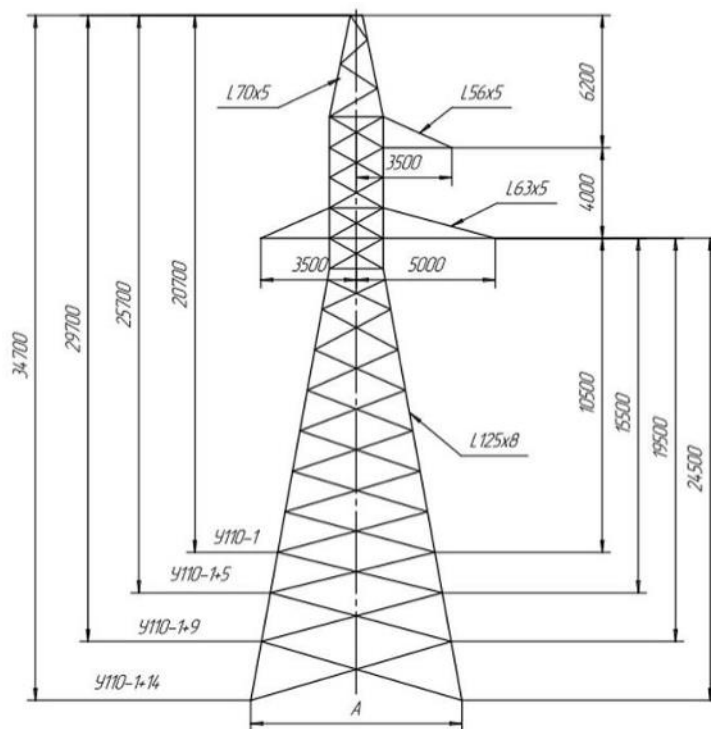
Liini tüüp	Juhtme tüüp	Faasijuhtme raadius (m)	Alalisvoolu takistus (Ω/km)	Arvutuste temperatuur ($^{\circ}\text{C}$)	Allikas
Uus 330 kV	ACSR 402/52 CONDOR	0,01385	0,0719	65	[9]
Vana 330 kV	AS400	0,01385	0,0719	65	[9]
Uus 110 kV	ACSR 242/39 HAWK	0,0109	0,1195	65	[9]
Vana 110 kV	AS185/30	0,0095	0,1571	65	Juhendaja

Erinevate liinide tüüpide faaside vahelised kaugused määrati kasutades õppeaine „Elektrivõrgud“ materjalides antud mastide tüüpide järgi [14]. Kõikide 330 kV liinide jaoks kasutati joonisel 3.2 olevat kandemasti, kuna seda tüüpi maste on võgus kõige rohkem kasutusel. Lihtsustusena eeldati joonise pealt, et faaside omavahelised kaugused on 9 meetrit horisontaalpaigutuses. 110 kV õhuliinide puhul kasutati lihtsustusena Joonisel 3.3 olevat masti. Joonise põhjal võeti hinnanguliselt faaside omavahelisteks kaugusteks 5 meetrit kolmnurkpaigutuses. Kõikide mastitüüpide analüüsimine oleks läinud liiga mahukaks, seega võimaldas lihtsustuste tegemine töö fookust rohkem analüüsi osa peale suunata.

330 kV liinide puhul võeti lõhisfaasi juhtmete kauguseks 0,4 meetrit, 110 kV liinide puhul 0,25 meetrit. Liinide arvutusteks vajalikud geomeetrilised parameetrid asuvad tabelis 3.2.



Joonis 3.2 330 kV õhuliini kandemast [14]



Joonis 3.3 110 kV õhuliini kandemast [14]

Tabel 3.2 Liinide geomeetrised sisendparameetrid

Liini tüüp	Juhtme tüüp	Lõhisfaaside arv	Faaside vaheline kaugus (m)	Faaside paigutus	Lõhisfaaside kaugus (m)
Uus 330 kV	ACSR 402/52 CONDOR	3	9	Horisontaal	0,4
Vana 330 kV	AS400	2	9	Horisontaal	0,4
Uus 110 kV 1	ACSR 242/39 HAWK	1	5	Kolmnurk	-
Uus 110 kV 2	ACSR 242/39 HAWK	2	5	Kolmnurk	0,25
Vana 110 kV	AS185/30	1	5	Kolmnurk	-

Kaabelliinide puhul eeldati, et tegu on 1600 mm² alumiiniumkaabliga. Selle sisendparameetrid võeti tootjakataloogist ning need asuvad tabelis 3.3.

Tabel 3.3 kaabelliini parameetrid

Kaabli tüüp	Alalisvoolu takistus	Induktiivsus kolmnurkpaigutusega (mH)	Mahtuvus (µF)	Allikas
AHXCHBMK-W 64/110(123)kV 1x1600/35	0,0186	0,32	0,26	[15]

Liinide sisendparameetrite põhjal arvutati allolevaid valemeid kasutades PSS/E jaoks vajalikud parameetrid R, X ja B.

Liinide aktiivtakistuse arvutamiseks 65 ° C juures ehk R leidmiseks kasutati järgnevaid valemeid [16]:

$$r_{AC20} = 1,02 * r_{DC} \quad (3.1)$$

$$r_{AC65} = r_{AC20} * [1 + 0,004 * (T - T_0)] \quad (3.2)$$

$$R = \frac{r_{AC65} * l}{n} \quad (3.3)$$

- Kus r_{DC} – juhtme alalisvoolitakistus 20 ° C juures, Ω/km
 r_{AC20} – juhtme vahelduvvoolutakistus 20° C juures, Ω/km
 r_{AC65} – juhtme vahelduvvoolutakistus 65 ° C juures, Ω/km
 T – juhtme arvutuslik temperatuur ehk 65 kraadi, ° C
 T_0 – juhtme baastemperatuur ehk 20 kraadi, ° C
 l - liini pikkus, km
 n – lõhisfaaside arv
 R – liini kogutakistus, Ω

Liinide reaktiivtakistuse ehk X leidmiseks kasutati järgnevaid valemeid [16]:

$$GMD = \sqrt[3]{D_{AB} * D_{BC} * D_{CA}} \quad (3.4)$$

$$GMR_L(1) = 0,778 * r \quad (3.5)$$

$$GMR_L(2) = \sqrt{0,778 * r * d} \quad (3.6)$$

$$GMR_L(3) = \sqrt[3]{0,778 * r * d^2} \quad (3.7)$$

$$x_l = 0,144 * \log \frac{GMD}{GMR_L} + \frac{0,0157}{n} \quad (3.8)$$

$$X = x_l * l \quad (3.9)$$

Kus GMD – faasidevaheline keskmine geomeetriline kaugus, m

D – faaside omavaheline kaugus, tähistatud vastava alaindeksiga, m

r – juhtme raadius, m

d – lõhisfaaside kaugus, m

GMR_L – faasijuhtme geomeetriline keskmine raadius, number sulgudes tähistab lõhisfaaside arvu, m

n – lõhisfaaside arv

l – liini pikkus, km

x_l – liini reaktiivtakistus, Ω/km

X – liini reaktiivtakistus, Ω

Liinide mahtuvuse leidmiseks kasutati järgnevaid valemeid [16]:

$$GMD = \sqrt[3]{D_{AB} * D_{BC} * D_{CA}} \quad (3.10)$$

$$GMR_C(1) = r \quad (3.11)$$

$$GMR_C(2) = \sqrt{r * d} \quad (3.12)$$

$$GMR_C(3) = \sqrt[3]{r * d^2} \quad (3.13)$$

$$c = \frac{0,0556}{\ln \frac{GMD}{GMR_C}} \quad (3.14)$$

$$C = c * l \quad (3.15)$$

Kus D – faaside vaheline keskmine geomeetiline kaugus, m
 D – faaside omavaheline kaugus, tähistatud vastava alaindeksiga, m
 r – juhtme raadius, m
 d – lõhisfaaside kaugus, m
 GMR_c – faasijuhtme geomeetiline keskmine raadius, number sulgudes tähistab lõhisfaaside arvu, m
 n – lõhisfaaside arv
 l – liini pikkus, km
 c – liini mahtuvus, $\mu\text{F}/\text{km}$
 C – liini mahtuvus, μF

Kaabelliinide aktiivtakistuse leidmine käis analoogselt õhuliinidega, ainsaks vaheks oli lõhisfaaside mitte arvestamine.

Kaabelliinide reaktiivtakistus leiti järgneva valemi järgi [16]:

$$X = 2 * \pi * f * \frac{L}{1000} * l \quad (3.16)$$

Kus L – kaabli induktiivsus, mH
 f – võrgu sagedus, Hz
 l – kaabelliini pikkus, km
 X – kaabelliini reaktiivtakistus, Ω

Kaabelliini mahtuvus leiti järgneva valemi järgi [16]:

$$C = c * l \quad (3.17)$$

Kus c – liini mahtuvus, $\mu\text{F}/\text{km}$
 C – liini mahtuvus, μF

Kõikide liinide arvutatud parameetrid on toodud Lisas 1 Tabelis L1.1.

Eestis on mitmete õhuliinide puhul olukordi, kus ühe liini peale on ehitatud haruliin. See tähendab seda, et ühe kahe alajaama vahelise liini juhtmete peale on jäigalt ühendatud juhtmed, mis viivad kolmandasse alajaama. Sellise olukorra modelleerimiseks koostati harupunkti lisa *bus*, mille külge ühendati kolm liini, mis kõik omakorda viivad erinevatesse alajaamadesse.

Esineb ka olukordi, kus õhuliin läheb üle kaabelliiniks või vastupidi, antud juhul on tegu segaliiniga. Selliste liinide puhul leiti mõlema liini osa pikkused, korrutati liini juhtme parameetritega ning liideti kokku.

3.5 Trafode parameetrite arvutused

Mudeli koostamisel eeldati, et kõik elektrivõrgus olevad trafod on 200 MVA võimsusega ja kolme mähisega. Samuti eeldati, et kõikide trafode näol on tegemist jõutrafodega, mitte autotrafodega. PSS/E ei nõua trafo parameetrite sisestamist takistuste kujul, piisab kadude suhteliste lühispingete sisestamisest. Trafo modelleerimiseks vajalikud parameetrid saadi juhendaja käest, need asuvad tabelis 3.7.

Tabel 3.7 Kolmemähiselise trafo modelleerimise parameetrid.

Parameeter	Väärtus
Nimivõimsus	200 MVA
Nimipinge 1	347 kV
Nimipinge 2	117,5 kV
Nimipinge 3	21 kV
Suhteline lühispinge U_{k12}	0,142
Suhteline lühispinge U_{k13}	0,282
Suhteline lühispinge U_{k23}	0,453
Mähise vaseskadu P_{cu12}	425 kW
Mähise vaseskadu P_{cu13}	115 kW
Mähise vaseskadu P_{cu23}	126 kW
Rauaskaod P_0	261 kW
Magneetimisvool I_0	0,42%

Kõik parameetrid peale magneetimisvoolu sisestati PSS/E programmi tabelis oleval kujul. Magneetimisvool teisendati PSS/E jaoks suhtühikutesse valemiga [17]:

$$B = \sqrt{\left(\frac{I_0}{100} * \frac{S_n}{S_b}\right)^2 - \left(\frac{P_0}{S_b}\right)^2} * \frac{S_n}{S_b} \quad (3.9)$$

Kus S_n – trafo nimivõimsus, 200 MVA

S_b – süsteemi baasvõimsus, 100 MVA

Tulemuseks saadi -0,00798 p.u. PSS/E juhendis 500 kV 100 MVA trafo põhjal oli samasugune arvutuskäik läbi tehtud ja tulemuseks oli - 0,00789 p.u, seega võib arvata, et arvutus on korrektne.

3.6 Pinge reguleerimise seadmed

Mudeli analüüsimisel uuritakse pinge reguleerimise seadmete kasutamist võrgule äärmuslikes olukordades, seega on oluline, et need oleksid mudelisse täpselt sisestatud.

Mudelisse sisestati järgmised pinge reguleerimise seadmed:

- Trafo astmelülitid
- 330 kV võrku ühendatud põikreaktorid
- Trafode alampingeõlga ühendatud põikreaktorid
- Kondensaatorpatareid
- Sünkroonkompensaatorid

Peamine seade, mida kasutatakse pinge reguleerimisel on trafode astmelülitid. 330/110 kV trafodel paiknevad need 330 kV õlas, sest seal on voolud väiksemad. Trafo astmelüliti suurendab või vähendab primaarmähise väljavõtet vastavalt 110 kV poole olukorrale. Kui eesmärgiks on tõsta pinget 110 kV poolel, siis vähendatakse ülekandesuhet, pinge alandamiseks suurendatakse ülekandesuhet [16]. PSS/E mudelisse sisestati trafo astmelüliti kohta järgmised andmed:

- Controlled bus: Vastava alajaama 110 kV latid
- Vmax: 123 kV
- Vmin: 99 kV
- Control mode: voltage
- Auto adjust: Yes
- Tap positions: 13

330 kV võrgus asuvad põikreaktorid tuvastati Maa-ameti kaldaerofotodelt [18]. Välimuse järgi on tegemist justkui trafoga, kuid sellel on läbiviigid ainult 330 kV süsteemile. 330 kV reaktorid on reguleeritavad ja nende võimsuseks on 50-120 Mvar [12]. PSS/E sisestati need seadmed "Switched shunt" nime all, reaktiivvõimsuse vahemikuks -50 ja -120 Mvar, astmega -10 Mvar, 7 astet. Seadmed määrati reguleerima astet pinge järgi alajaama 110 kV lattidel.

Trafode alampingeõlga paigaldatud reaktorid tuvastati samuti Maa-ameti kaldaerofotodelt [18]. Välimuselt on tegu kolme seest tühja silindrikujulise objektiga, mis asuvad 330/110 kV trafode lähedal. Lihtsustusena määrati võimsuseks -50 Mvar kõikidele reaktoritele [11].

Kondensaatorpatareide asukohad leiti samuti Maa-ameti kaldaerofotodelt [18]. Lihtsustusena määrati iga kondensaatorpatarei võimsuseks 30 Mvar [13].

Sünkroonkompensaatorid asuvad Viru, Püssi ja Kiisa alajaamades [2]. PSS/E tarkvarasse sisestati need generaatoritena, mille aktiivvõimsus on 0 MW ja reaktiivvõimsuse reguleerimise piirid on -50 Mvar kuni 50 Mvar [19]. Pinge reguleerimise seadmete asukohtadega on võimalik tutvuda Lisas 1 Tabelis L1.2.

4. STSENAARIUMITE VALIK JA ANALÜÜS

Selleks, et tagada võrgu töökindlus igas olukorras on vaja analüüsida kõige hullemaid võimalikke olukordi. Valitud stsenaariumid suure tõenäosusega üks-ühele reaalses elus aset ei leia, kuid neid analüüsides on võimalik teada saada kitsaskohad ja probleemid, mis võivad ilmned ka mitte nii äärmuslikes olukordades. Seega võib väita, et kui on tagatud võrgu töötamine äärmuslikes seisundites, siis toimib võrk hästi äärmuste vahelistes olukordades. Analüüsitava ekstreemsete olukordade valikul lähtuti suuremahulise lokaalse taastuenergia iseloomust põhjustatud tingimustest. Taastuenergia raske ennustatavuse tõttu käidi läbi olukord, kus päikest ja tuult on palju ning olukord, kus päikest ja tuult ei ole üldse. Pinge seisukohast äärmusliku olukorra valikuks valiti stsenaarium, kus liinid on minimaalselt koormatud.

Stsenaariumite analüüsi peamiseks vaadeldavaks parameetrik valiti pinged võrgus, sest püsitalitlusel on pinge peamine parameeter, mida elektrivõrgu juhtimisel jälgitakse. Liiga kõrge pinge puhul võib seadmetega avarii tekkida, liiga madala pinge puhul ei suuda tarbijad normaalselt töötada. Pingete piirides hoidmiseks on kasutusel alajaamades automaatikasüsteemid, mis äärmuslike pingete puhul lülitavad elemente välja, et võrku kaitsta. Tabelis 4.1 on välja toodud pingete ülemised ja alumised piirid Eesti põhivõrgus. Analüüsil lähtuti eeldusest, et kui pinge ületab need piirid, siis on olukord kriitiline ja probleemile tuleb lahendus leida. Tabelis on ka välja toodud ligikaudne pinge, mis on reaalses olukorras normaaltalitlusel, see väärtus tuleneb töö autori kogemustest Eleringis töötades.

Analüüsi osas keskenduti võrgu seisukohast kõige hullemale olukorrale ehk alakoormatud liinide stsenaariumile kõige põhjalikumalt, et välja selgitada võimalikud probleemid.

Tabel 4.1 Pingete piirid Eesti põhivõrgus [16]

Nimipinge	Suurim lubatud pinge	Vähim lubatud pinge	Ligikaudne reaalsuses hoitav pinge
110 kV	123 kV	99 kV	118 kV
330 kV	362 kV	297 kV	355 kV

4.1 Stsenaariumite valikud

4.1.1 Alakoormatud liinid

See stsenaarium näeb ette olukorda, kus 110 kV alajaamades on tootmine ja tarbimine tasakaalus ning põhivõrku läbiv energiakogus on minimaalne. Eesmärgiks on analüüsida võrgu toimimist pingete seisukohalt ülemise äärmuse olukorras. Uuritakse millised on pinged 330 kV ja 110 kV võrgus, tuvastatakse probleemsed piirkonnad, pakutakse välja probleemi lahendamise võimalused ning võrreldakse pingeid peale lahenduse mudelisse viimist lähteolukorraga.

Stsenaariumi asetleidmine on vähetõenäoline, kuid siiski mitte välistatud. Olukord, kus 110 kV alajaamades on tarbimine ja tootmine tasakaalus võib tekkida aastal 2030 päikeselisel suvepäeval, kus võrgus olevad päikesepargid on hajutatud ning toodavad energiat kohalikesse 110 kV alajaamadesse, kus see ka kohapeal ära tarbitakse. Aastaks 2030 on ennustatavalt Eesti elektrivõrgus ligikaudu 1500 MW päikeseenerigal põhinevat tootmisvõimsust, ei saa välistada, et võrreldes praegusega on lisanduvad tootmisvõimsused laiali jaotatud 110 kV alajaamade peale. Võib ka eeldada, et lokaalset tootmise ja tarbimise tasakaalu soodustavad väiksemad akupargid, mis hoiavad ära energia liikumise põhivõrku. Asjaolu, et tarbimine ja tootmine on tasakaalus absoluutselt kõikides alajaamades on ilmselgelt ebarealistlik, kuid selle testimine on siiski vajalik, sest energeetika areng liigub aina enam detsentraliseerituse poole ning valmis tuleb olla ka kõige hullemateks olukordadeks, et leida kitsaskohti elektrivõrgus. Tarbimise kohta on tehtud järgmised eeldused:

- Tarbimise andmed pärinevad Eleringi sisematerjalidest osakaaludena alajaamade kohta, andmed on päikeselise kevadpäeva kohta 09.03.2025 kell 13:00, mil tarbimine oli minimaalne [20]
- Summaarne tarbimine 110 kV alajaamades on 670 MW
- 330 kV alajaamades tarbimist pole
- Tarbimine on aktiiv ja reaktiivvõimsuse kujul sisestatud, et kajastuks tarbija iseloom, nt induktiivse iseloomuga tarbija tarbib lisaks aktiivvõimsusele ka reaktiivvõimsust
- Aastaks 2030 lisanduvate alajaamade tarbimised saadi jagades ümbritsevate alajaamade tarbimine laiali

Tootmise kohta on tehtud järgmised eeldused:

- Kõikides 110 kV alajaamades on tootmine võrdne tarbimisega, selleks lisati igasse 110 kV alajaama generaator, mille aktiivvõimsus oli üks-ühele seal alajaamas tarbitava aktiivvõimsusega
- 110 kV alajaamade tootmisüksused esindavad päikeseparke, seega ei toimu nendes pinge reguleerimist, selleks piirati generaatorite reaktiivvõimsuse tootmine ja tarbimine 0 Mvar peale, realsuses nõuab Elering seda võimekust suurematelt päikeseparkidelt [21], mudelis lihtsustusena sellega ei arvestata
- 330 kV alajaamades tootmist ei esine
- Energiat toodavad võrku ainult 110 kV võrgus olevad päikesepargid, tuulepargid ei tooda

Välisühenduste kohta on tehtud järgmised eeldused

- Estlinkid ei ekspordi ega impordi energiat Eestisse
- Lätiga ühendatud liinid ei ekspordi ega impordi energiat suurtes kogustes Eestisse
- Lätiga ühendatud liinid on *swing busi* küljes, seega kaetakse nende abil väiksed kogused võimsuse eabilansist

Transiidi puudumist naabritega saab põhjendada soodsate taastuvenergia tingimustega Soomes ja Lätis, mis põhjustab olukorra, kus neil pole vaja energiat importida.

4.1.2 Sisemaise toodangu puudumine tiputarbimisel

Antud stsenaarium kirjeldab olukorda, kus Eestis ei tooda elektrit üksi tootmisüksus ning kõik energia impordidakse välisühenduste kaudu. Töö eesmärgiks on testida lokaalse taastuvenergia tootmise mõju võrgule ning seega tuleb analüüsida ka olukorda, kus taastuvenergia tootmine puudub, sest täpset toodangut on raske ette ennustada ning see sõltub suuresti ilmastikuoludest. Võrreldes alakoormatud liinidega on see stsenaarium teine äärmus, sest kogu energia peab välisühendustest läbi 330 kV ja 110 kV võrgu igasse alajaama jõudma ning samas peab süsteem stabiilselt toimima.

Selline olukord on võimalik aastal 2030, kus juhitavaid võimsusi on vähe ning põlevkivijaamad on likvideeritud. Tegu on näiteks külma talvapäevaga, mil päikest ei ole ja tuult ei puhu ning odavam on elektrit välisühenduste kaudu sisse importida.

Tarbimise kohta on tehtud järgmised eeldused:

- Tarbimise andmed pärinevad Eleringi sisematerjalidest osakaaludena alajaamade kohta, andmed on külma talvepäeva kohta 06.01.2025 14:00, mil tarbimine oli maksimaalne [20]
- Andmete teisendamiseks aasta 2030 maksimaalse tootmise äärmusesse jagati läbi 2030 ennustatab tiputarbimine 2035 MW saadud andmete tunni summaarse tarbimisega 1280 MW, saadud tulemus on koefitsent, millega korrutatakse alajaamade tarbimise osakaalud tol tunnil läbi, koefitsendiks on 1,59
- 330 kV alajaamades tarbimist pole
- Tarbimine on aktiiv ja reaktiivvõimsuse kujul sisestatud, et kajastuks tarbija iseloom, nt induktiivse iseloomuga tarbija tarbib lisaks aktiivvõimsusele ka reaktiivvõimsust
- Aastaks 2030 lisanduvate alajaamade tarbimised saadi jagades ümbritsevate alajaamade tarbimine laiali

Tootmise kohta tehti järgmine eeldus:

- Sisemaine tootmine puudub, kõikide generaatorite aktiiv- ja reaktiivvõimsus on 0

Välisühenduste kohta tehti järgmised eeldused:

- Kogu tarbimine kaetakse välisühendustega
- Soomest imporditakse Estlinkide kaudu 1000 MW
- Ülejäänud tarbimine kaetakse Läti *swing busiga*

4.1.3 Taastuenergia ületootmine

Stsenaarium näeb ette olukorda, kus taastuenergiat toodetakse lokaalselt võrku 110 kV alajaamades, kuid võrreldes alakoormatud liinide stsenaariumiga on päikeseenergia tootmine 110 kV alajaamades tarbimisest suurem ning lisaks toodetakse 330 kV võrku energiat ka suurematest tuuleparkidest.

Stsenaarium võib aset leida päikselisel ilmal, kui puhub tuul ning tuulepargid toodavad elektrit. Seega on süsteemis ülekaalus tootmine, mis eksporditakse läbi välisühenduste Lähti. Selles stsenaariumis on nii 110 kV kui ka 330 kV liinid koormatud, energia liigub 110 kV võrgu kaudu 330 kV võrku. Arvestades asjaolu, et aastaks 2030 on planeeritud ligikaudu 1500 MW päikeseenergiat, siis pole antud olukorra aset leidmine välistatud.

Tarbimine on identne alakoormatud liinide stsenaariumiga.

Tootmise kohta tehti järgmised eeldused:

- Tootmine 110 kV alajaamades on 1,5 kordne tarbimine, et simuleerida päikeseпаркide lokaalsete tootmisvõimsuste suurenemist, kokku on 110 kV alajaamades päikeseenergia tootmine 1000 MW
- Lisaks toodavad elektrit suuremad tuuleelektrijaamad, mis on toodud tabelis 5.1
- Arvestatakse ainult olemasolevate tuuleelektrijaamadega suurusega üle 20 MW
- Päikese ja tuuleelektrijaamades pole pinge reguleerimise võimekust, reaktiivvõimus on 0 Mvar

Välisühenduste kohta tehti järgmised eeldused:

- Ülejäänud energia eksporditakse Läti *swing busi* kaudu
- Estlink 1 ja Estlink 2 ei ole kasutuses

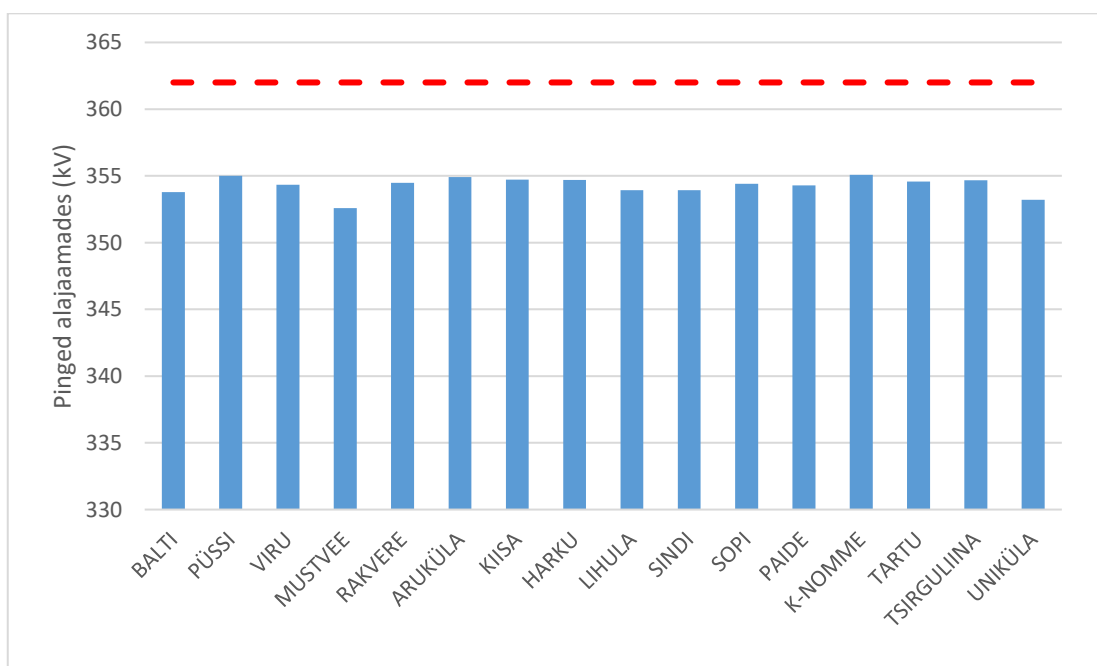
Tabel 4.2 Taastuvenergia ületootmise stsenaariumisse lisatud päikese-ja tuulepargid

Nimetus	Võimsus	Ühendatud alajaam
Sopi Purtse TP	175 MW	Sopi 330 kV
Sopi Tootsi TP	80 MW	Sopi 330 kV
Aidu TP	50 MW	Püssi 110 kV
Aulepa TP	48 MW	Aulepa 110 kV
Paldiski TP	45 MW	Paldiski 110 kV
Tuhavälja TP	39 MW	Balti 110 kV
Saarde TP	38 MW	Saarde 110 kV
Aseri TP	24 MW	Aseri 110 kV
Purtse TP	21 MW	Püssi 110 kV
Viru-Nigula TP	21 MW	Viru-Nigula 110 kV

4.2 Alakoormatud liinide stsenaariumi analüüs

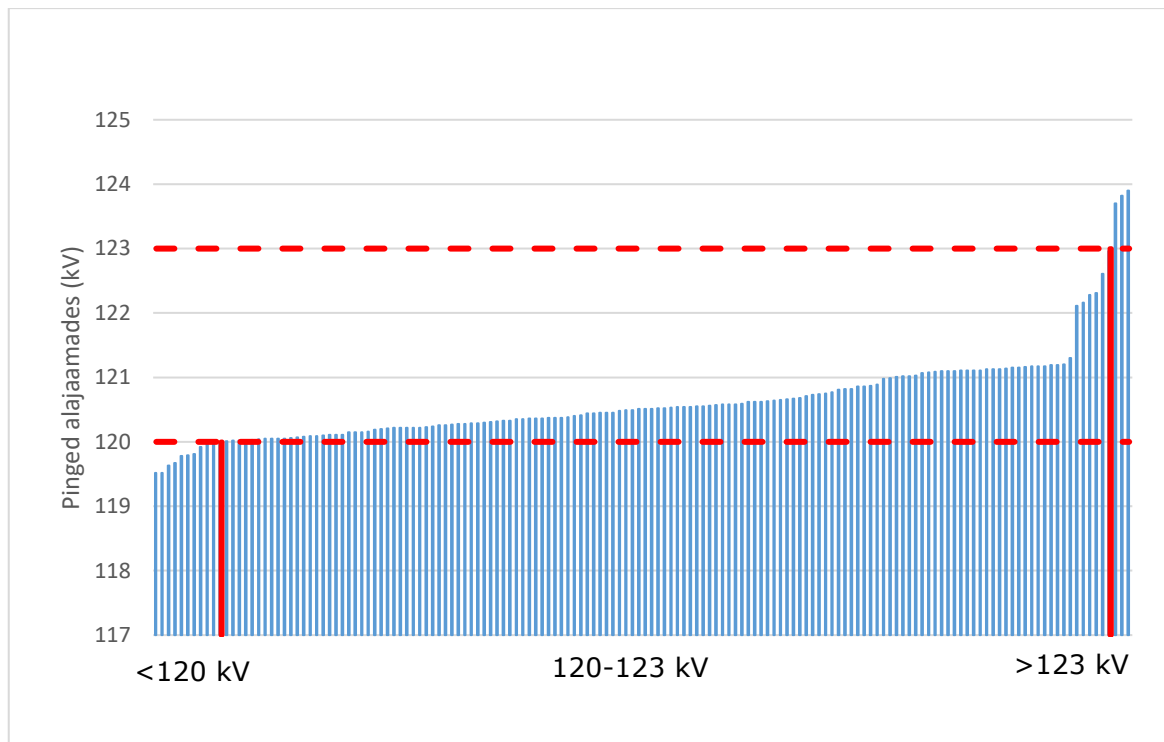
Esimese stsenaariumi analüüsimisel ilmnes, et suurem osa võrgust peab vastu olukorrale, kus tootmine ja tarbimine on igas 110 kV alajaamas tasakaalus ning võrku läbiv energia kogus on minimaalne. Kokku tootsid alakoormatud liinid 1285 Mvar reaktiivvõimsust, sellest kompenseeriti 1274 Mvar. Kuna 330 kV alajaamades on kokku 16 reaktorit, mis paiknevad trafode 20 kV õlgades ja neli 50-120 Mvar reaktorit, mis kõik olid maksimaalse astme peal, siis kokku oli võrgus kasutusel 1280 Mvar jagu kompenseerimist. Seega võib järeldada, et võrgus on kõik kompenseerimisseadmed maksimaalses kasutuses.

Tänu kompenseerimisseadmetele on pinge 330 kV võrgus stabiilne. Jooniselt 4.1 on näha, et pinged 330 kV alajaamades on stabiilsed ja tänu ulatuslikule kompenseerimisele isegi madalamad, kui *swing busi* hoitud 1,07 kordne nimipinge, milleks on 355 kV. See on siiski eeldusel, et kõik kompenseerimisseadmed on töökorras ja maksimaalselt saadaval.



Joonis 4.1 Pinged 330 kV võrgus, ülemine piir 362 kV

110 kV võrgus on asi hullem, pinge on pea kõikides alajaamades üle 120 kV, kohati lausa üle lubatud maksimumi, ehk suurem kui 123 kV. Joonisel 4.2 on toodud välja pinged 110 kV alajaamades, vasakpoolse punase joonega on tähistatud kriitilisele piirile lähenevate alajaamade pinged (120 – 123 kV) ja parempoolse punase joonega on näidatud kriitilist pinget ületanud alajaamad (>123 kV). Punase punktiirjoonega on välja toodud pingete piirid vahemike jaoks. Antud vahemikesse jäävate alajaamade arvud on toodud välja tabelis 4.3.



Joonis 4.2 Pinged 110 kV võrgus, ülemine piir 123 kV, ülemisele piirile lähenemine 120 kV

Tabel 4.3 Alajaamade pingete vahemike kogused

Pinge väärtus (kV)	Alajaamade hulk
<120	11
120-123	137
>123	5

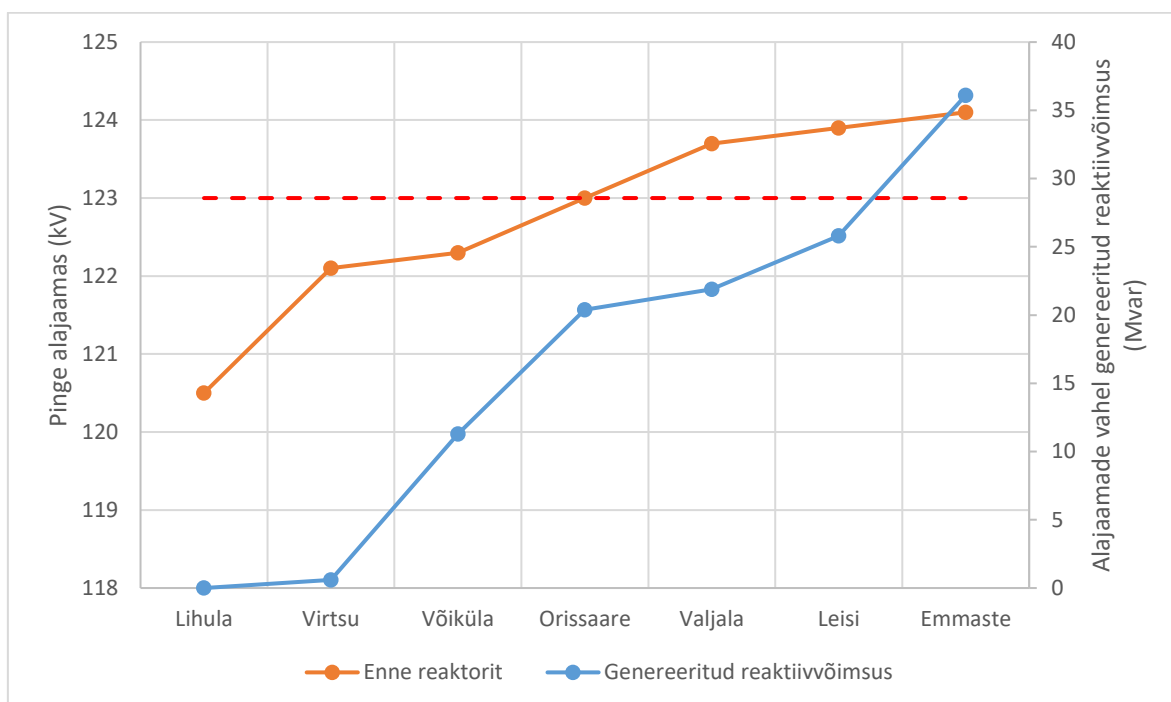
Alajaamad, mille pinged ületavad kriitilised väärtused, asuvad Saaremaa piirkonnas. Probleem tekib just selles piirkonnas mitmel põhjusel:

- Piirkonnas on palju uuendamata ühe lõhisfaasiga liine, mille mahtuvus on suurem kahe lõhifaasiga liinidest
- Saaremaa, Muhumaa ja mandri vahel on kaabelliinid, mille mahtuvus on suur
- Reaktiivvõimsust kompenseeritakse läbi 330 kV võrgu ainult ühelt poolt, seda Lihula alajaamas
- Selles piirkonnas pole induktiivse iseloomuga tööstust, mis tarbiks reaktiivvõimsust

Trafo astmelüliti Lihula alajaamas ei olnud küll äärmusliku astme peal, kuid arvestades asjaolu, et 330 kV võrku ühendatud reaktor on juba maksimaalses kasutuses, siis on olukord ohtlik ning probleemiga tuleb tegeleda.

Probleemi täpsemaks uurimiseks analüüsiti pingete tõusu Saaremaa piirkonna alajaamas ning sealsete liinide poolt genereeritava reaktiivvõimsuse suurust. Jooniselt 4.3 on näha, et 110 kV võrk Saaremaa piirkonnas genereerib reaktiivvõimsust, mis on

summaarselt vaadeldavate liinide peale 36 Mvar, selle tõttu tõuseb ka pinge, ulatudes Emmaste alajaamas 124,1 kV peale. Pinge tõuseb üle lubatud piiri Orissaare alajaamas. Jooniselt järeldub ka, et kõige rohkem reaktiivvõimsust antud piirkonnas genereerivad 110 kV kaabelliinid, õhuliinide osatähtsus on suhteliselt väike. Jooniselt on lihtsama visuaali saamiseks välja jäetud Rõuste-Tusti kaabelliin, mis jookseb paralleelselt Virtsu-Võiküla liiniga. Antud liin genereerib 12,4 Mvar reaktiivvõimsust. Samuti jäeti välja paralleelliin Muhu-Orissaare, mis genereerib 8,2 Mvar reaktiivvõimsust. Liites kokku Joonisel 4.3 ja välja jäetud liinide reaktiivvõimsuse tuleb kogu Saaremaa piirkonna 110 kV piirkonnas genereeritud reaktiivvõimsuseks 57 Mvar.



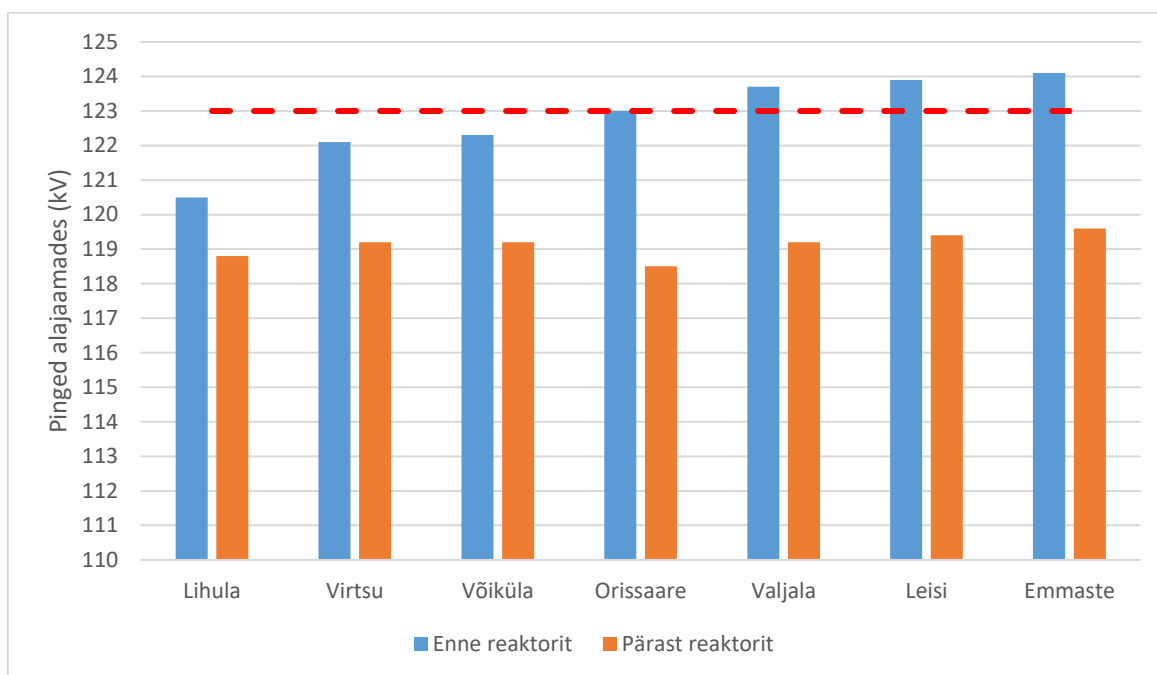
Joonis 4.3 Pinge tõus Saaremaa alajaamades ning genereeritud reaktiivvõimsus, ülemine piir 123 kV

Kaabelliinide välja lülitamine pole aktsepteeritav lahendus, sest ükskõik millise kaabelliini välja lülitamisel jääb terve Saaremaa võrk ühe liini külge, lisaks pole Muhumaal olevad alajaamad omavahel ühendatud ning üksteise kaudu nende toitmine on raskendatud.

Probleemi lahendamiseks võiks paigaldada Saaremaal asuvasse 110 kV sõlmajaama Orissaares reaktori, et reaktiivvõimsust lokaalselt 110 kV võrgus kompenseerida. Reaktori suuruseks valiti genereeritava reaktiivvõimsuse järgi 50 Mvar.

Joonisel 4.4 on näha pinged Saaremaa piirkonna 110 kV alajaamades enne ja pärast reaktori paigaldamist. Nagu näha, siis reaktori lisamine lahendas probleemi ja pinged langesid 119 kV juurde. 110 kV reaktori lisamine oleks mõistlik ka sellepärast, et reaktoritel on positiivne pinget reguleeriv toime, seega pinge tõusmisel suureneb ka reaktorite poolt tarbitud reaktiivvõimsus. Eleringi arengukavas on perspektiivse

investeeringuna ette nähtud ka Kärddla alajaama rajamine ning sellega lisanduks veel kaabelliine, seega saaks reaktorit kasutada ka nendest tekkiva reaktiivvõimsuse kompenseerimiseks, kui see investeering peaks realiseeruma.



Joonis 4.4 Pinged enne ja pärast reaktori lisamist, ülemine piir 123 kV

Teistes piirkondades pole asi nii hull, sest ülejäänud 110 kV alajaamad on mitmest kohast 330 kV alajaamadega ühendatud, see tähendab, et 110 kV võrgus tekkivat reaktiivvõimsust saab 330 kV võrgu kaudu kompenseerida mitme ühenduse kaudu. kaabelliine on ka Tallinna piirkonnas, kuid sealne 110 kV võrk on ühendatud Harku, Aruküla ja Kiisa alajaamadega, milles olevatest reaktoritest ning sünkroonkompensaatorist piisab 110 kV võrgus tekkivate kõrgete pingete reguleerimiseks.

Kuna stsenaariumi alguses ilmnis, et kõik 330 kV võrgu kompenseerimiseks kasutatavad reaktorid on maksimaalses kasutuses, siis teostati nendele reaktoritele N-1 analüüs, sest reaalsuses on vähetõenäoline, et ükski seade pole remondis või katki. N-1 analüüsi teostamisel arvestati, et Orissaare alajaama on paigaldatud 50 Mvar reaktor.

N-1 analüüsi tulemusena selgus, et ainult ühe ükskõik millise reaktori ega sünkroonkompensaatori välja lülitumisel ei teki võrgus olukorda, kus pinged väljuksid lubatud piiridest. Kuna reaalsuses on ka võimalik olukord, kus on välja lülitatud rohkem kui üks reaktor, siis tuleks teostada ka N-1-1 analüüs. Sellise analüüsi teostamine on aga palju mahukam ning ka siis tuleks eeldada, et välja võib lülitada rohkem kui kaks elementi. Seega valiti võrgu töökindluse analüüsimiseks olukord, kus on välja lülitatud

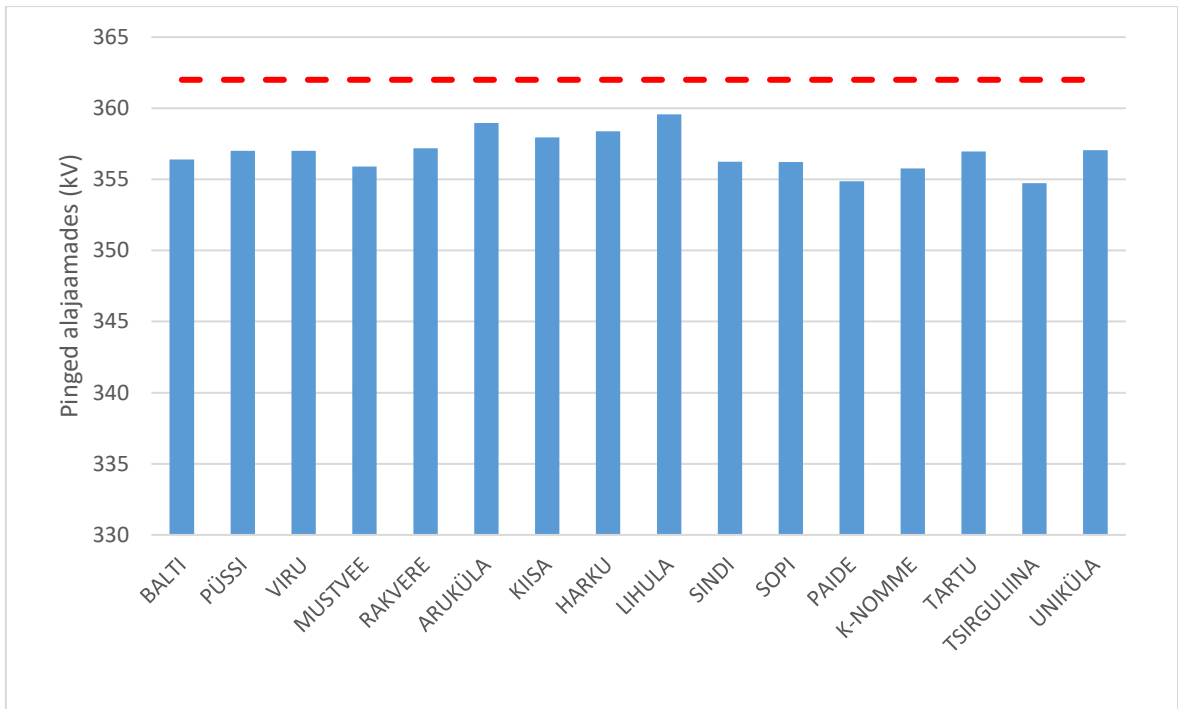
ligikaudu 30% pinge reguleerimise seadmetest. Välja lülitatavad seadmed valiti nii, et esindatud oleksid nii sünkroonkompensaator, reguleeritav reaktor ja trafo madalpinge õlas paiknevad reaktorid. Välja lülitunud seadmed valiti nii, et need paikneksid hajutatult üle Eesti. Võimalusel arvestati seadmete valikul reaalselt olukorda, näiteks asjaolu, et Aruküla alajaamas on üks reaktor maha põlenud.

Tabel 4.4 Stsenaarium 1 testimiseks välja lülitatavad seadmed

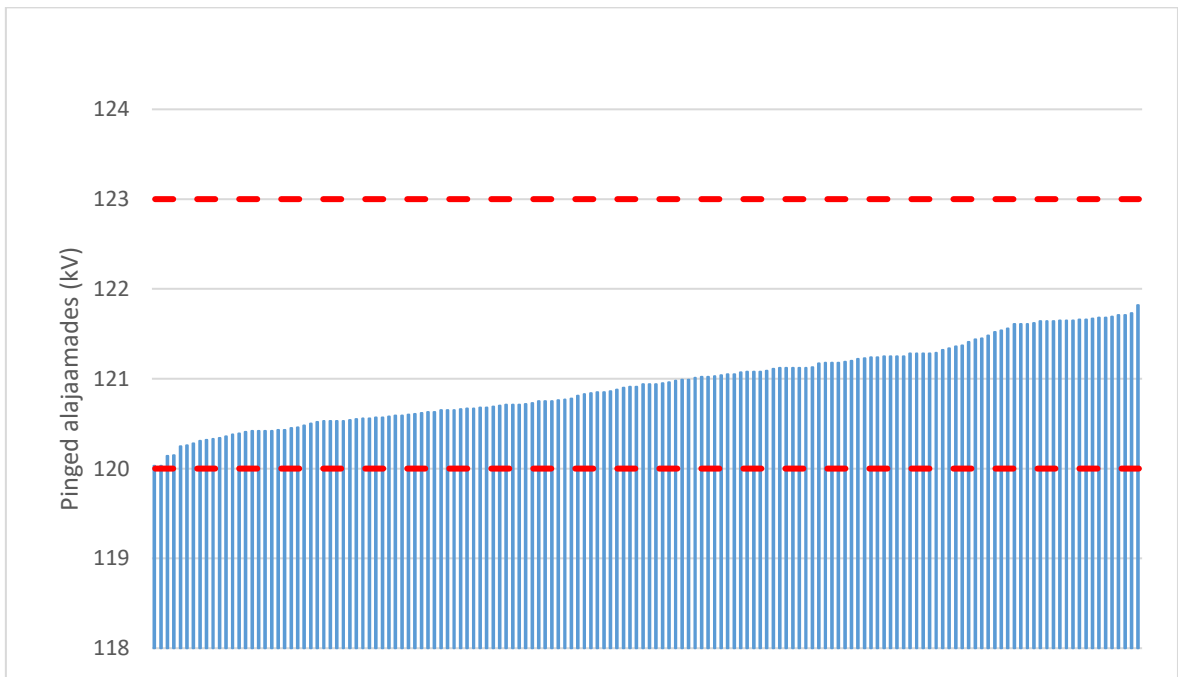
Seadme nimetus	Reaktiivvõimsuse kompenseerimise võimekus (Mvar)
Aruküla 20 kV reaktor	-50
Kiisa 20 kV reaktor	-50
Lihula 330 kV reaktor	-120
Püssi sünkroonkompensaator	-50/+50
Uniküla 330 kV reaktor	-120

Kui lisada Orissaare 110 kV alajaama paigaldatud 50 Mvar reaktor kõikide saadalolevate reaktiivvõimsuste kompenseerimise seadmete hulka, siis Tabelis 4.4 olevate seadmete välja lülitamisel on kasutusest väljas 29% maksimaalsest mahust.

Mudeli analüüsimise tulemusena selgus, et 330 kV võrgus on pinged kõrgemad, kui olukorras, kus kõik reaktorid ja sünkroonkompensaatorid on töös, kuid siiski alla 362 kV. Kõige kõrgem on pinge Lihula alajaamas ulatudes 360 kV lähedale. Pinge Lihula alajaamas saab alla tuua Harku-Lihula liini välja lülitamisega, mis toob pinge 357,5 kV peale. Seega võib väita, et 330 kV võrk on hästi kompenseeritud ning peab vastu ka stsenaariumile, mis toob kaasa endaga kõige suuremad pingete tõusud. Võimekus pinged lubatud piirides hoida säilib ka siis, kui välja on lülitatud 30% pinge reguleerimise seadmetest. Joonisel 4.5 on näha pinged eelnevalt kirjeldatud olukorras.



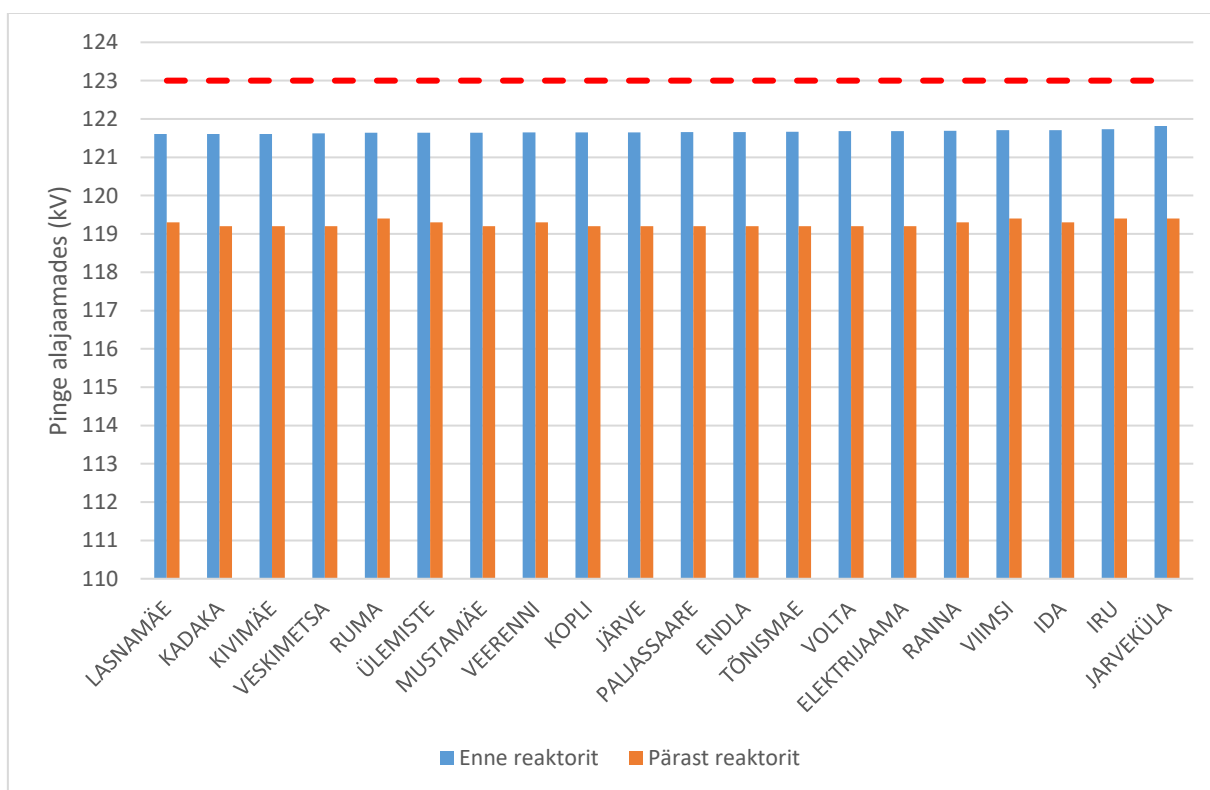
Joonis 4.5 pinged 330 kV alajaamades kui 30% reaktoritest on väljas, ülemine piir 362 kV



Joonis 4.6 pinged 110 kV alajaamades kui 30% reaktoritest on väljas, ülemine piir 123 kV, ülemisele piirile lähenemine 120 kV

Jooniselt 4.6 jäeldub, et 110 kV võrgus on samuti olukord kontrolli all, seda siiski eeldusega, et Orissaare alajaama on paigaldatud 50 Mvar reaktor. Pinged on kõrgemad kui kõikide kompenseerimisseadmete töös olekul, kuid jäävad siiski 120 ja 123 kV

vahele. Põhjalikumal analüüsil ilmneb siiski asjaolu, et 110 kV alajaamadest on kõige suuremad pinged Tallinna alajaamades, kus on palju kaabelliine. Seda põhjustab kaabelliinide suurem mahtuvus ning asjaolu, et Tallinna lähedal pole paigaldatud otse 330 kV võrgus olevaid reaktoreid. Tallinna lähedal olevates 330 kV alajaamades on tõenäoline, et väljas võib olla üks kahest trafost ja sellega koos ka reaktor, samuti on trafode madalpingeõlas olevate reaktoritega olnud töö autori teadmiste kohaselt probleeme – näiteks Aruküla ja Kiisa reaktorid on maha põlenud. Seega on realistlik olukord, kus veel ühe reaktori välja lagemisel tõusevad pinged 110 kV võrgus piiridele liiga lähedale. Probleemi ennetamiseks pannakse Saaremaa 110 kV võrgu analüüsiga analoogselt reaktor 110 kV sõlmajaama, milleks Tallinnas valiti Veskimetsa alajaam, sest sinna on ühendatud kõige rohkem kaabelliine.



Joonis 4.7 Pinged Tallinna piirkonna alajaamades enne ja pärast reaktorit, ülemine piir 123 kV

Reaktori lisamine Veskimetsa alajaama tõi pinged alla kõikides Tallinna alajaamades ligikaudu 121,5 kV pealt 119 kV pealt ning vähendas seega riske, mis võivad tuleneda rikestest 330 kV võrgu kompenseerimiseseadmetega. Täpsemate pingetega saab tutvuda Joonisel 4.7.

Stsenaariumi analüüsi käigus ilmnis veel üks nähtus, millega tasuks arvestada võrgu investeeringute planeerimisel. Kui 110 kV võrgus on madalate võimsusvoogude tõttu pinged kõrgemad, siis olid mudelisse sisestatud trafode astmelülitid äärmusliku astme peal, selleks, et langetada pinget 110 kV võrgus. Kuna trafode astmelülitid asuvad 330

kV poolel, siis pinge vähendamiseks suurendatakse ülekandesuhet ehk 330 kV mähise kerde lisatakse astmelüliti väljavõttega. Kui pinget langetatakse 110 kV võrgus, siis langeb pinge ka trafode kolmandasse õlga ühendatud 20 kV mähise peal. 110 kV võrgus on pinge endiselt kõrgem reaktiivvõimsuse tootmise tõttu, kuid 20 kV õlas on pinge astmelüliti tõttu madalam. Mudeli simulatsiooni tulemusena jäävad pinged 18,5 kV ümbrusesse.

Selle asjaoluga kajastub reaktorite positiivne pinget reguleeriv toime, mis näeb vastavalt allolevalt valemile ette, et pinge vähenemisel väheneb ka kompenseeritav reaktiivvõimsus [16]:

$$Q = \frac{U^2}{X} \quad (4.1)$$

Kus Q - reaktori kompenseeritav reaktiivvõimsus, Mvar

U - pinge reaktoril, kV

X - reaktori takistus, mis sõltub induktiivsusest, Ω

Reaktori võimsus on ruutsõltuvuses pingest, seega on teooria kooskõlas mudeli tulemustega, kuna pinge vähenemine 20 kV pealt 18,7 kV peale ehk 6,5% muutus toob kaasa reaktori võimsuse kahekordse vähenemise ehk 13% võrra 50 Mvar pealt 43,6 Mvar peale.

Kui see nähtus on 20 kV õlga paigaldatud reaktorite puhul negatiivse mõjuga, siis otse 330 kV võrku ühendatud reaktorite puhul on see kasulik, sest suurema pingega tõusub ka reaktori reaktiivvõimsus ning selle võime pinget langetada.

Seega oleks mõistlik kaaluda reaktorite paigutuse osas põhimõtete muutmist ning võimalusel neid rohkem otse 330 kV võrku ühendada.

4.3 Tiputarbimine ilma taastuenergia tootmiseta stsenaariumi analüüs

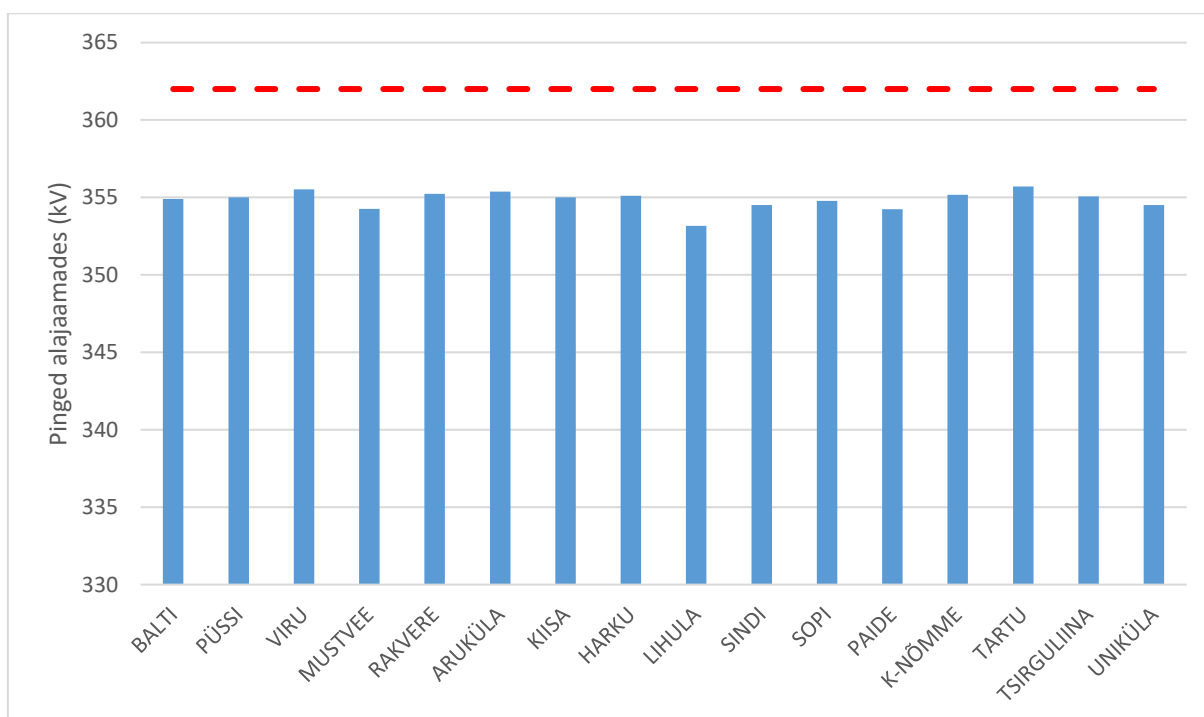
Teise stsenaariumi analüüsimisel selgus, et võrk peab hästi vastu talvise tiputarbimise olukorrale. Erilist üllatust selles ei ole, sest nii summaarne ennustatav tarbimine ning planeeritavete võrgu muudatuse andmed on tulnud Eleringi analüüside tulemusena. Seega saab teha kaks olulist järeldust:

- Eleringi analüüsid ja investeeringud aastaks 2030 on pädevalt valitud
- Lõputöö käigus loodud mudeli ülesehitus ja andmete kvaliteet on piisavalt täpsed

Mudeli optimaalse lahenduse leidmiseks lülitati välja kõik trafode 20 kV õlas paiknevad reaktorid, sest neid pole võimalik PSS/E v33-ga automaatselt vastavalt pingele töösesse/välja jätta. Tööle jäeti sünkroonkompensaatorid ja reguleeritavad 50-120 Mvar reaktorid, mille kompenseerimise võimsused on välja toodud Tabelis 4.5. Tabelist on

näha anomaalia Balti alajaamas, kus reaktor töötab täisvõimsusel reaktiivenergiat tarbides ning sünkroonkompensaator Viru alajaamas töötab reaktiivenergia tootmise režiimis. Seega ilmnes analüüsiga ka olukord, kus mudel polnud lahendatud kõige optimaalsemal viisil, see on kitsaskoht PSS/E v33 modelleerimise juures. Reaalsuses sellist probleemi ilmselt ei teki.

Kompenseerimise aste oli maksimaalne Lihula alajaamas, see oli vajalik, et hoida pinged 110 kV võrgus normaalsed, kuna Saaremaale viivad kaabelliinid tõstavad endiselt pinget, sest sealne tarbimine on ülejäänud Eestiga võrreldes väiksem. Seega on ka pinge Lihula alajaamas madalam kui teistes 330 kV alajaamades. Pingetega 330 kV alajaamades on võimalik tutvuda Joonisel 4.9. Üldiselt võib väita, et 330 kV võrk vajab koormatud olukorras üsna vähe kompenseerimist. Olukorda, kus liinid on üle koormatud, ei teki, suurima koormusega liin oli Läti ja Kilingi-Nõmme vaheline liin, mille koormuseks oli 520 MW.

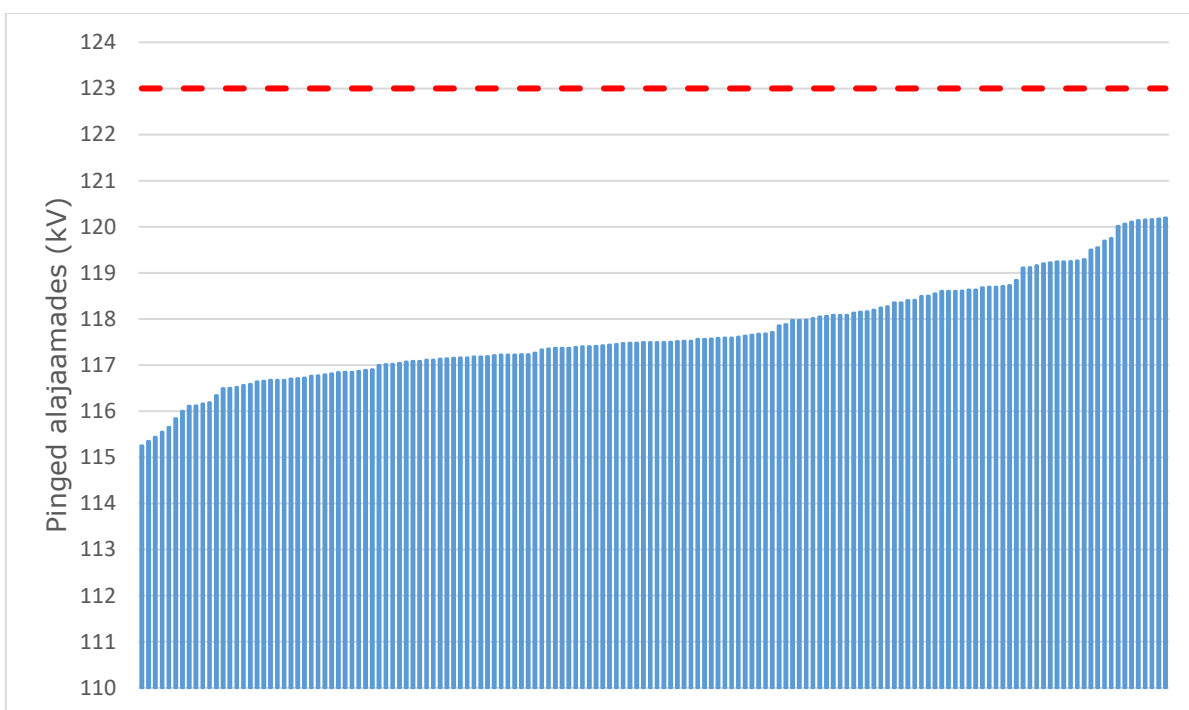


Joonis 4.9 Teise stsenaariumi pinged 330 kV alajaamades, ülemine piir 362 kV

Tabel 4.5 Pinge reguleerimise seadmete kasutus

Seadme nimetus	Reaktiivvõimsus (- tarbib; + toodab), Mvar
Mustvee reaktor	-80 Mvar
Balti reaktor	-120 Mvar
Uniküla reaktor	-90 Mvar
Lihula reaktor	-90 Mvar
Paide reaktor	-60 Mvar
Viru SK	+50 Mvar
Püssi SK	-26 Mvar
Kiisa SK	-22 Mvar

110 kV võrgus on pinged samuti normaalsetes piirides, kuigi kohati on need madalamad, kui kadude vältimiseks optimaalne. Trafode astmelülite kaudu hoitakse 330/110 kV alajaamade 110 kV lattidel ligikaudu 118-119 kV suurust pinget, mis on võrgu toimimisel üsna tavaline. Seega tekib olukord, kus 110 kV võrgu kaugemates alajaamades on pinged suurte võimsusvoogude tõttu madalamad, kui tavaolukorras. Jooniselt 4.10 on näha pingete jaotus 110 kV alajaamades. Tabelis 4.6 on näha pingete jaotus arvuliselt. Normaalseks piirkonnaks määrati 117,5 -120 kV. Alla 117,5 kV pinge ehk pingeteguri 1,07-ga alajaamades võiks kaaluda võimsuse efektiivsemaks ülekandmiseks pinge suurendamist. Üle 120 kV piiri olevad alajaamad on samuti samas tabelis välja toodud.



Joonis 4.10 Teise stsenaariumi pinged 110 kV alajaamades, ülemine piir 123 kV

Tabel 4.6 Alajaamade kogused pingevahemike kaupa

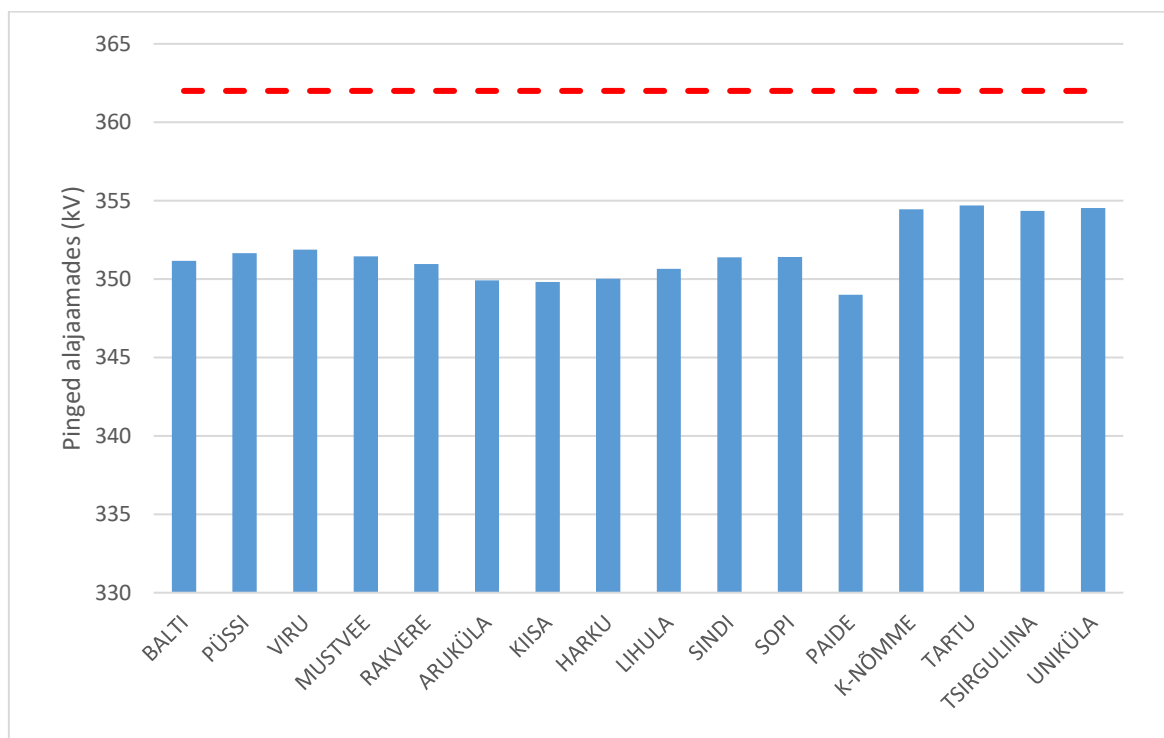
Pinge väärtus (kV)	Alajaamade hulk
<117,5	78
117,5 - 120	66
>120	8

Allapoole 117,5 kV jäävate alajaamade lähemal analüüsimisel selgus, et üheski neist ei ole paigaldatud kondensaatorpatareisid ning tõenäoliselt neid sinna ka ei paigaldata, sest uute kondensaatorpatareide rajamist pole Eleringi arengukavas mainitud [2]. Seega ei leia ka talvise maksimaalse tarbimise puhul alajaamadesse paigaldatud kondensaatorpatareid kasutust, eeldusega, et kõik liinid on töös.

4.4 Taastuenergia ületootmise stsenaariumi analüüs

Taastuenergia ületootmise stsenaariumis ei sisestatud alguses mudelisse alakoormatud liinide stsenaariumis välja pakutud lahendust Saaremaa piirkonna pingeprobleemidele ehk Orissaare 110 kV reaktorit. Töö autor eeldas, et suuremad võimsusvood Saaremaa ja mandri 110 kV liinides vähendavad pingeid.

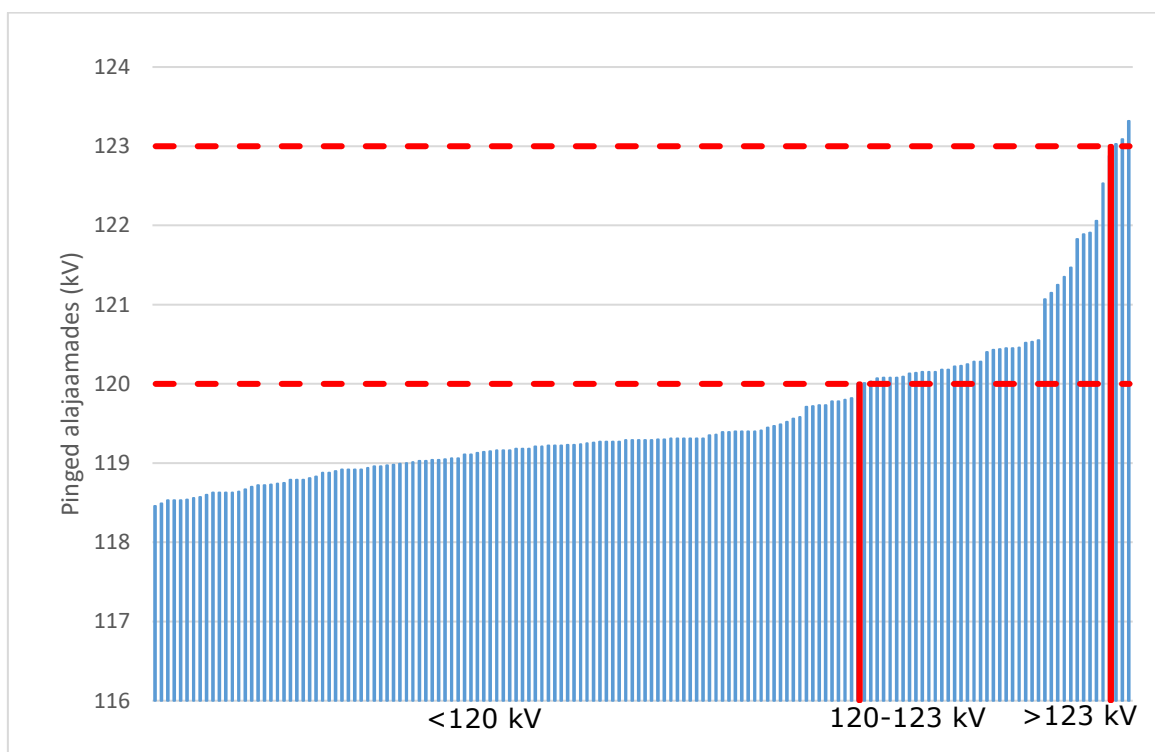
330 kV võrgu seisukord on stabiilne, pinged jäävad alla 355 kV, seega on need madalavad *swing busi* hoitud pingeteguri väärtusest. Pinged on madalad, sest 330 kV võrku läbivad võimsusvood on suured, toimub energia liikumine Lätti, kuhu eksporditakse 855 MW. Pingeid langetavad 330 kV võrgus ka reaktorid – kõik trafode madalpingeõlas paiknevad reaktorid on töös. 330 kV võrgus olevatest reaktoritest on välja lülitatud Uniküla alajaama reaktor, sest selle töös hoidmiseks vajadust ei olnud. Sünkroonkompensaatorid töötavad tühijooksu režiimis, siiski esineb eelnevas stsenaariumis juba esile kerkinud olukord, kus Balti 330 kV reaktor ja Viru sünkroonkompensaator töötavad üksteisele vastu. Pinge on kõige madalam Paide ja Sindi alajaamades, sest Sopi tuulepargist liigub nendesse palju energiat. 330 kV võrgus olevate pingetega on võimalik tutvuda Joonisel 4.11.



Joonis 4.11 Kolmanda stsenaariumi pinged 330 kV alajaamades

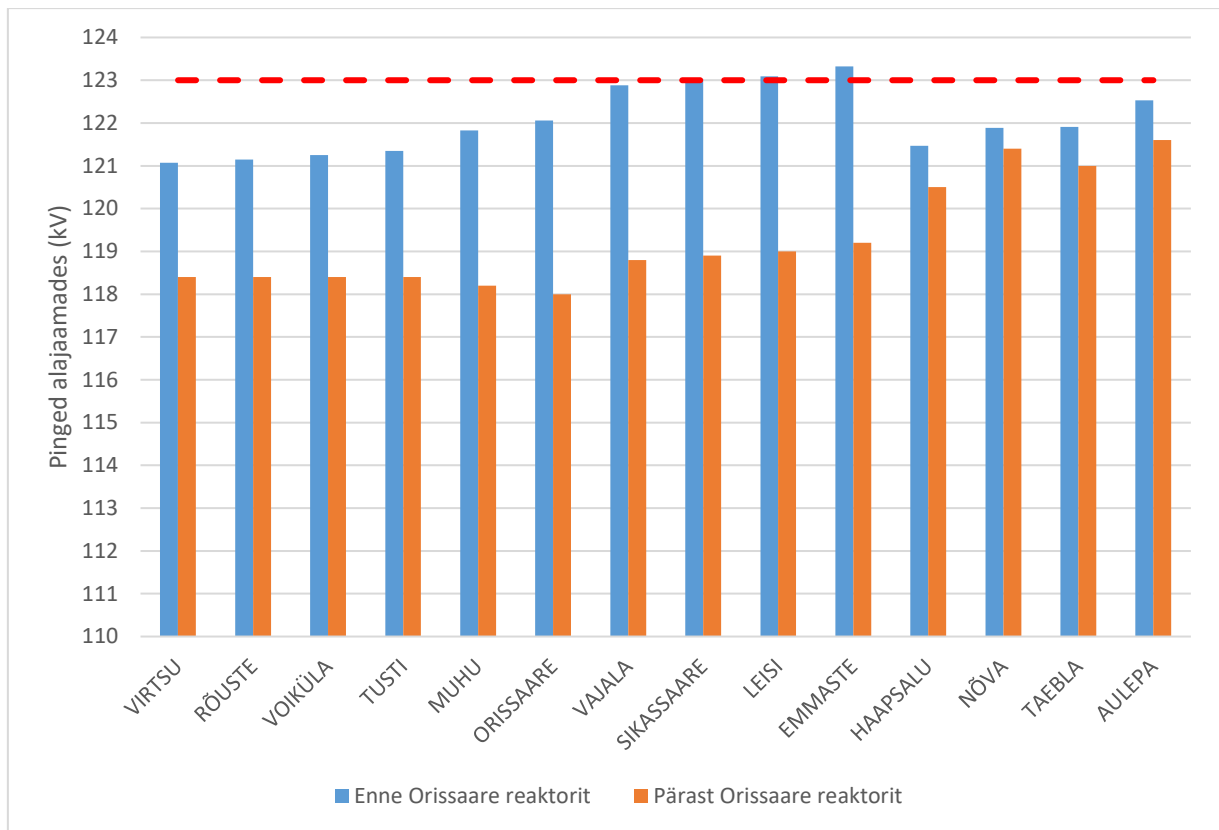
110 kV võrgus esineb olukord, kus Saaremaa alajaamade pinged on endiselt liiga kõrged ning ületavad 123 kV piiri. Seega on eeldus, et antud stsenaarium ei nõua Orissaare alajaamas olevat reaktorit, vale. Lisaks ilmnes ka, et pinge on liiga kõrge ka teistes

Lääne-Eesti alajaamades, seda peamiselt Aulepa tuulapargi suure tootmise tõttu. Seda pinget ei suuda Lihula 330 kV reaktor alla reguleerida, sest kompenseerimist vajab ka Saaremaa kaabelliinides genereeritud reaktiivvõimsus. Lihula reaktor on maksimaalse astme ehk 120 Mvar peal. Pingete jaotusega 110 kV võrgus saab tutvuda joonisel 4.12.



Joonis 4.12. Pinged 110 kV võrgus

Stsenaariumit testiti teist korda, lisades sinna eelnevalt välja pakutud 50 Mvar reaktor Orissaare 110 kV alajaama. Nagu eelnevalt, siis langesid reaktori lisamisel Saaremaa piirkonna alajaamades pinged alla 119 kV. Pinged langesid ligikaudu 1 kV võrra ka Lääne-Eesti alajaamades Aulepa tuulepargi ümbruses. Selle põhjuseks on asjaolu, et Lihula 330 kV reaktor ei olnud maksimaalselt koormatud Saaremaa pingete reguleerimisega ning selle asemel võimaldas see pingete reguleerimist 110 kV võrgu kaudu Lääne-Eestis. Seega leidis veelkord kinnitust esimeses stsenaariumis pakutud lahendus, et Orissaare alajaama tuleks paigaldada reaktor. Joonisel 4.13 on näha pinged Saaremaa piirkonnas ja Aulepa tuulepargi läheduses olevates alajaamades enne ja pärast Orissaare alajaama reaktori lisamist. Lisaks võib järeldada, et Lihula 330 kV alajaamas paiknev reaktor on suure tähtsusega pinge stabiilsuse piirides hoidmisel äärmuslikel juhtudel.



Joonis 4.13 Pinged alajaamades enne ja pärast Orissaare reaktori lisamist

4.5 Järeldused

Kolme äärmusliku stsenaariumi analüüsimisel selgus, et 330 kV võrk on aastaks 2030 hästi välja ehitatud ning peab vastu erinevatele taastuvenergia tootmise juhtumitele. Pinged püsivad lubatud piirides ka 30% pinge reguleerimise seadmete tööst väljas olekul.

110 kV võrk peab üldises plaanis samuti hästi vastu, kui välja arvata probleemne Saaremaa piirkond. Selle piirkonna alajaamades tõusevad kaabelliinide suure mahtuvuse ja madala koormatuse tõttu pinged üle lubatud piiride. Valitud stsenaariumite realiseerimine on vähetõenäoline, kuid energeetikas tuleb siiski arvestada ka kõige hullemate juhtumite realiseerumisega. Seega pakub töö autor lahendusena välja Orissaare 110 kV alajaamad 50 Mvar suuruse reaktori paigaldamise. Mudeli testimisel enne ja pärast reaktori lisamist selgus, et antud lahendus toob pinged lubatud piiridesse ning seega tasuks reaktori paigaldamist lähemalt uurida. Sama lahendus leidis kinnitust ka kolmanda stsenaariumi testimisel, kus selgus, et reaktori paigaldamine aitab lisaks Saaremaa alajaamadele pingeid alla tuua ka Aulepa tuulepargi ümbruses.

Lähemalt tasuks uurida ka Veskimetsa alajaama reaktori paigaldamist, sest Tallinna ümbruses pole 330 kV alajaamades reguleeritavaid reaktoreid ning trafode madalpingeõlas olevate reaktorite töökindlus on kaheldav. Tallinna piirkonnas probleem siiski nii kriitiline ei ole.

Muudes Eesti piirkondades probleeme ei esinenud. Tiputarbimise äärmuse stsenaarium oli kõige realistlikum ning selle analüüsimisel selgus, et võrk peab hästi vastu. Seega võib järeldada, et mudel on õigesti koostatud ning Elering on oma investeeringud hästi planeerinud.

Mudeli testimise käigus ilmnis veel asjaolu, et PSS/E tarkvaras tekib probleeme sünkroonkompensaatorite ja 330 kV reaktorite omavahelise koostööga. Lisatähelepanekuna ilmnis asjaolu, et kõrgete pingete puhul 110 kV võrgus oleks reaktoritest optimaalsem kasutada otse võrku paigaldatavaid reaktoreid, mitte reaktoreid, mis paiknevad trafode madalpingeõlas.

Soovitused edaspidisteks uuringuteks:

- Uurida lähemalt pakutud reaktorite paigutust ja valida nende parameetrid
- Testida trafode astmelülitite äärmuslikke asendeid
- Teostada N-1 analüüs lisaks reaktoritele ka teistele elementidele
- Lisada mudelisse ka perspektiivsete investeeringute stsenaariumid
- Testida stsenaariume erinevate välisühenduste olukordade puhul
- Uurida päikese- ja tuuleparkide mõju, kui neile on lisatud pinge reguleerimise võimekus

KOKKUVÕTE

Käesoleva bakalaureusetöö eesmärgiks oli koostada Eesti 330/110 kV elektrisüsteemi mudel PSS/E tarkvaras aasta 2030 seisuga ning analüüsida seda mudelit suuremahulise lokaalse taastuenergia tootmise tingimustes.

Töö esimeses pooles anti ülevaade Eesti elektritarbimisest ja tootmisest aastal 2030 Eleringi aregukava põhjal ning selgitati mudeli koostamise protsessi, andmete kogumise meetodikat, parameetrite arvutamist ning tehtud lihtsustusi ja eeldusi.

Mudel Eesti elektrivõrgust koostati PSS/E tarkvaras ning selle koostamisel arvestati aastaks 2030 rajatavate ja rekonstrueeritavate alajaamade ja liinidega. Mudel ehitati üles PSS/E tarkvaras visuaalsel kujul, et seda oleks ka tulevikus võimalikult mugav edasi kasutada. Valminud mudel on uudne, kuna kajastab lisaks 330 kV võrgule suure täpsusega ka 110 kV võrku ning arvestab elektrivõrgu elementide parameetreid võimalikult täpselt. Mudelit saab tulevikus edasi kasutada Eesti elektrivõrgu analüüsimiseks, lisaks on see ka võimalik ühendada teiste Balti riikide mudelitega. Mudel põhineb täielikult avalikel allikatel.

Pärast mudeli valmimist valiti analüüsitavad stsenaariumid. Stsenaariumid valiti äärmuslikud, et kindlustada võrgu toimimine ka kõige kriitilisemates olukordades. Stsenaariumite puhul uuriti pingeid 330 kV ja 110 kV võrgus.

Valitud stsenaariume oli kolm tükki, neist esimene kujutas endast alakoormatud liinide olukorda, kus 110 kV alajaamade tootmine ja tarbimine on võrdsed, et simuleerida võrgu toimimist kui päikeseenergiaga kaetakse lokaalselt kogu tarbimine. Esimese stsenaariumi analüüsile keskenduti kõige põhjalikumalt, sest taastuenergia detsentraliseeritus tekitab võrgus tavalisest väiksemaid võimsusvooge ning madalalt koormatud liinidega võivad pinged liiga suureks tõusta. Alakoormatud liinide stsenaariumi analüüsil selgus, et 330 kV võrk peab hästi vastu, 110 kV võrgus ilmsid kõrged pinged Saaremaa piirkonna alajaamades, mille põhjuseks seal olevad kaabelliinid. Lahendusena pakuti 50 Mvar reaktori paigaldamist Orissaare 110 kV alajaama, lahendus osutus efektiivseks, sest pinged langesid lubatud normidesse. Sama stsenaariumi puhul analüüsiti 30% reaktorite välja lülitumist, kuna need olid maksimaalses kasutuses. 330 kV võrk toimis endiselt lubatud piirides, kuid ilmnes, et kaaluda võiks ka Veskimetsa alajaama 110 kV reaktori paigaldamist. Stsenaariumi tulemusena tuvastati probleemsed kohad 110 kV võrgus ja testiti lahendusi. Selgus, et taastuenergia mahu suurenemine mõjutab eelkõige 110 kV võrgu kaabelliinidega piirkondi.

Teises stsenaariumis testiti sisemaise toodangu puudumist tiputarbimisel, kogutarbimine on 2035 MW ja kogu energia imporditakse sisse, et simuleerida võrgu olukorda siis kui päike ei paista ja tuul ei puhu. Analüüsil ilmsid, et võrk peab hästi

vastu ja pinged on stabiilsed. Antud stsenaarium on valitustest ka kõige realistlikum, seega võib tulemuste põhjal arvata, et mudel on täpselt koostatud ja Elering on oma investeeringud hästi planeerinud.

Kolmandas stsenaariumis testiti taastuenergia ületootmist, kus 110 kV alajaamade tootmine on 1,5 korda suurem tarbimisest, lisati on ka suuremad tuulepargid, et simuleerida olukorda, kus üle jääv taastuenergia eksporditakse Eestist välja. Taastuenergia ületootmise stsenaariumis selgus jällegi Orisaaare 110 kV reaktori vajalikkus, sest see aitaks leevendada probleemi ka Aulepa alajaamas, kus tuulepark tõstab pingeid liiga kõrgeks. Üldjoontes pidas võrk olukorrale hästi vastu.

Stsenaariumite analüüsi tulemusena selgus ka asjaolu, et reaktorite positiivse pinget reguleeriva toime tõttu tuleks eelistada otse 330 kV võrku ühendatud reaktoreid trafode 20 kV õlas paiknevatele reaktoritele.

Lõputöö eesmärgid said edukalt täidetud ning hüpotees leidis kinnitust.

SUMMARY

The goal of this bachelor's thesis was to develop a model of the Estonian 330/110 kV power system in PSS/E software for the year 2030 and to analyze this model under conditions of large-scale local renewable energy production.

In the first part of the thesis, an overview of Estonia's electricity consumption and production in 2030 was provided based on Elering's development plan. The process of building the model, the data collection methodology, parameter calculations, and the simplifications and assumptions made were explained.

The model of Estonia's power grid was developed using PSS/E software and takes into account substations and lines to be built or reconstructed by 2030. The model was built in a visual format in PSS/E to ensure ease of use in the future. The resulting model is novel in that it accurately represents not only the 330 kV grid but also the 110 kV network, using the most precise available parameters of the grid components. The model can be used in the future for further analysis of Estonia's power grid and can also be integrated with models of other Baltic countries. The model is entirely based on publicly available sources.

Once the model was completed, extreme-case scenarios were selected for analysis to ensure grid operation under the most critical conditions. These scenarios focused on voltage levels in both the 330 kV and 110 kV networks.

Three scenarios were selected. The first represented a situation with underloaded lines, where generation and consumption at 110 kV substations are equal, simulating a condition where local consumption is fully covered by solar energy. The first scenario received the most detailed analysis, as the decentralized nature of renewable energy leads to smaller-than-usual power flows, and underloaded lines can result in excessively high voltages. The analysis revealed that the 330 kV network remained stable, but high voltages occurred in substations on Saaremaa island, caused by the presence of cable lines in the area. As a solution, the installation of a 50 Mvar reactor at the Orissaare 110 kV substation was proposed, which proved effective as voltages fell within acceptable limits. The same scenario included an analysis of a 30% reactor outage, as the reactors were operating at maximum capacity. The 330 kV grid still remained within acceptable limits, but it was suggested to consider installing a reactor at the 110 kV side of the Veskimetsa substation. As a result of this scenario, problematic areas in the 110 kV network were identified and solutions were tested. It became clear that increasing renewable energy output mainly affects cable-heavy areas of the 110 kV network.

The second scenario tested a situation with no domestic production during peak consumption (2035 MW), where all electricity is imported, simulating a situation with

no solar or wind generation. The analysis showed that the grid held up well and voltages remained stable. This scenario is the most realistic of the three, so the results suggest that the model is accurately constructed and Elering's investments have been well planned.

The third scenario tested renewable energy overproduction, where production at 110 kV substations is 1,5 times higher than consumption. Large wind farms were also included to simulate a situation where excess renewable energy is exported from Estonia. Again, the need for the Orissaare 110 kV reactor emerged, as it also helped mitigate the issue in the Aulepa substation, where the wind farm caused voltage levels to rise too high. Overall, the grid coped well with the situation.

The scenario analyses also revealed that, due to the positive voltage-regulating effect of reactors, it would be preferable to install reactors directly in the 330 kV network rather than on the 20 kV side of transformers.

The objectives of the thesis were successfully achieved, and the hypothesis was confirmed.

KASUTATUD KIRJANDUS

- [1] Elering AS, „Eesti elektrivarustuskindluse aruanne,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://www.elering.ee/sites/default/files/2024-12/Elering_VKA_2024.pdf. [Kasutatud 12 Märts 2025].
- [2] Elering AS, „Elektriülekandevõrgu arengukava,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://elering.ee/sites/default/files/2025-01/Eesti%20elektri%C3%BClekandev%C3%B5rgu%20arengukava%202025-2034.pdf>. [Kasutatud 12 Märts 2025].
- [3] Eesti Rahvusringhääling, „Eesti-Soome elektriühendus EstLink 2 lülitus taas rikke tõttu välja,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.err.ee/1609560319/eesti-soome-elektrihendus-estlink-2-lulitus-taas-rikke-tottu-valja>. [Kasutatud 19 Märts 2025].
- [4] Elering ASi, „Elektri põhivõrgu kaart,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://elering.ee/elektri-pohivorgu-kaart>. [Kasutatud 19 Märts 2025].
- [5] Elering AS, „Põhivõrguettevõtja elektripaigaldiste tehnilised põhimõtted ja lahendused,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://elering.ee/sites/default/files/attachments/Pohivorgu_elektripaigaldise_um_berehitamise_tehnilised_pohimotted.pdf. [Kasutatud 19 Märts 2025].
- [6] Euroopa parlament, „EU ban on the sale of new petrol and diesel cars from 2035 explained,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.europarl.europa.eu/topics/en/article/20221019STO44572/eu-ban-on-sale-of-new-petrol-and-diesel-cars-from-2035-explained>. [Kasutatud 20 Märts 2025].
- [7] Siemens, „PSS®E - high-performance transmission planning and analysis software,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/grid-software/planning/pss-software/pss-e.html>. [Kasutatud 7 Jaanuar 2025].
- [8] Elering AS, „e-Gridmap,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://vla.elering.ee/>. [Kasutatud 10 Veebruar 2025].
- [9] Prysmian Group, „Power cables - ACSR,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://solarshop.bayware.lv/userfiles/files/draka_catalogue_eng.pdf?utm_source=chatgpt.com. [Kasutatud 12 Veebruar 2025].

- [10] Google, „Google maps,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://www.google.com/maps/@59.4148365,24.665621,6255m/data=!3m1!1e3?entry=ttu&g_ep=EgoyMDI1MDMxOC4wIKXMDS0ASAFQAw%3D%3D. [Kasutatud 1 Veebruar 2025].
- [11] Riigihangete register, „Harku AJ reaktorite keskpinge lülitusseadmete vahetus - tehnilised nõuded,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://riigihanked.riik.ee/rhr-web/#/procurement/5997380/documents/source-document?group=B&documentOldId=16485879>. [Kasutatud 22 Veebruar 2025].
- [12] Riigihangete register, „Mustvee 330kV JP ja reaktor - tehnilised nõuded,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://riigihanked.riik.ee/rhr-web/#/procurement/4510668/documents?group=B>. [Kasutatud 23 Veebruar 2025].
- [13] Riigihangete register, „Veskimetsa 110 kV alajaama releekaitse ja automaatika renoveerimine - skeemid, plaanid,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://riigihanked.riik.ee/rhr-web/#/procurement/5169300/documents?group=B>. [Kasutatud 25 Veebruar 2025].
- [14] Tallinna Tehnikaülikool, „Õppeaine "Elektrivõrgud" mastide näidised,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://moodle.taltech.ee/pluginfile.php/803982/mod_resource/content/1/Rusin%20-%20Mastid.pdf. [Kasutatud 6 Veebruar 2025].
- [15] NKT, „AHXCHBMK-W 64/110(123)kV 1x1600/35 Product Information,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://nkt.widen.net/content/hsypyi8bob/pdf/AHXCHBMK-W-64_110123kV-1x1600_35-130118003.pdf?u=gj0n1y. [Kasutatud 13 Veebruar 2025].
- [16] E. Tiigimägi, Elektrivõrgud, Tallinn: Tallinna Tehnikaülikool, 1997.
- [17] Siemens Industry, PSS/E 33.10 Program Application Guide Volume 1, New York: Siemens Industry, 2017.
- [18] Maa-amet, „Maa-ameti fotoladu,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://fotoladu.maaamet.ee/?basemap=hybriidk&zlevel=10,24.67127,59.42460&foto=8822204&overlay=avaleht>. [Kasutatud 20 Veebruar 2025].
- [19] Siemens Energy, „Siemens Energy wins contract for first grid stabilization project in Baltic states,” [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.siemens-energy.com/us/en/home/press-releases/siemens-energy-wins-contract-first-grid-stabilization-project-baltic->

states.html#:~:text=Each%20of%20the%20three%20plants,April%202023%20and%20May%202024. [Kasutatud 18 Veebruar 2025].

[20] Elering AS [Sisematerjal], „Tarbimise ja tootmise andmed alajaamade kaupa“.

[21] Euroopa Komisjon, „Euroopa Komisjoni määrus nr 2016/631 tootmisüksuste võrku ühendamise nõuete kohta,“ [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://elering.ee/sites/default/files/public/Teenused/CELEX_32016R0631_ET_TXT.pdf. [Kasutatud 09 Mai 2025].

LISA 1: MUDELI PARAMEETRID

Tabel L1.1 Eesti 330 ja 110 kV liinide parameetrid PSS/E mudeli jaoks

Liini algus	Liini lõpp	Liini nimipinge (kV)	R(Ω)	X (Ω)	B (μ F)
BALTI	VIRU	330	1,024	7,022	0,268
BALTI	VIRU	330	1,024	7,022	0,268
BALTI	ARUKYLA	330	5,924	59,432	2,601
BALTI	PT_H	330	0,993	9,958	0,436
PYSSI	RAKVERE	330	1,608	16,135	0,706
PYSSI	PT_H	330	0,928	9,306	0,407
VIRU	MUSTVEE	330	2,391	23,985	1,050
MUSTVEE	PAIDE	330	2,600	26,086	1,142
MUSTVEE	UNIKULA	330	2,060	20,669	0,905
RAKVERE	KIISA	330	3,059	30,690	1,343
ARUKYLA	KIISA	330	1,134	11,380	0,498
ARUKYLA	HARKU	330	1,310	13,148	0,575
KIISA	HARKU	330	0,530	5,318	0,233
KIISA	PAIDE	330	1,985	19,918	0,872
HARKU	LIHULA	330	3,278	32,884	1,439
LIHULA	SINDI	330	1,644	16,495	0,722
SINDI	SOPI	330	0,813	8,158	0,357
SINDI	K-NOMME	330	1,331	13,357	0,585
SOPI	PAIDE	330	1,882	18,881	0,826
K-NOMME	TARTU	330	3,283	32,936	1,441
K-NOMME	LATI_SLACK	330	0,391	3,925	0,172
TARTU	UNIKULA	330	0,917	9,555	0,401
TARTU	LATI_SLACK	330	2,389	23,970	1,049
TARTU	PT_H	330	3,743	37,555	1,643
TSIRGULIINA	UNIKULA	330	2,436	24,439	1,070
TSIRGULIINA	LATI_SLACK	330	0,326	3,267	0,143
VEERENNI	YLEMISTE	110	0,062	0,284	0,736
VEERENNI	JARVE	110	0,087	0,397	1,027
JYRI	ARUKYLA	110	1,735	3,950	0,164
JYRI	JARVE	110	2,324	5,293	0,100
BALTI	E_OT_H	110	2,093	6,137	0,134
BALTI	E_OT_H2	110	2,751	6,264	0,131
ALLIKA	SIRGALA_H	110	0,561	1,278	0,027
ALLIKA	SILLAMAE	110	0,039	0,178	0,460
ALLIKA	SILLAMAE	110	0,042	0,191	0,493
ALLIKA	PYSSI	110	5,797	17,001	0,372
SIRGALA	SIRGALA_H	110	1,485	3,382	0,071
SIRGALA	SIRGALA_H2	110	1,130	3,313	0,072
EESTI_OT	E_OT_H	110	1,444	4,234	0,093
EESTI_OT	E_OT_H2	110	1,898	4,321	0,091

SIRGALA_H	E_OT_H2	110	2,048	4,664	0,098
E_OT_H	SIRGALA_H2	110	1,558	4,570	0,100
SAUGA	AUDRU	110	1,096	4,544	0,213
SAUGA	P-JAAGUPI_H	110	0,736	3,051	0,143
AHTME	ORU_H	110	1,459	4,279	0,094
AHTME	PARGI	110	1,034	2,354	0,049
AHTME	PARGI	110	1,041	2,370	0,050
AHTME	ILLUKA	110	3,042	6,926	0,145
AHTME	PYSSI	110	5,411	12,321	0,258
SIRGALA_H2	ORU_H	110	1,282	3,761	0,082
ORU_H	ORU	110	0,009	0,025	0,001
ILLUKA	ALUTAGUSE	110	1,941	4,420	0,093
ALUTAGUSE	EST_POHJA	110	1,180	2,687	0,056
ALUTAGUSE	EST_POHJA	110	1,179	2,685	0,056
ALUTAGUSE	KIIKLA	110	3,542	8,066	0,169
ALUTAGUSE	ALAJOE_H	110	4,120	12,083	0,264
KIIKLA	PYSSI	110	3,082	7,018	0,147
ALAJOE_H	ALAJOE	110	2,442	7,160	0,157
ALAJOE_H	MUSTVEE	110	4,301	12,614	0,276
MUSTVEE	SAARE	110	4,126	12,100	0,202
MUSTVEE	KANTKYLA	110	4,236	9,645	0,343
VOLDI_H	VOLDI	110	2,000	4,550	0,098
VOLDI_H	SAARE	110	3,460	10,160	0,437
VOLDI_H	TARTU	110	1,530	4,499	0,194
PYSSI	NIIDU	110	7,175	16,338	0,679
PYSSI	LVT	110	2,101	4,784	0,100
PYSSI	LVT	110	2,115	4,816	0,101
PYSSI	UHTNA_H	110	5,138	11,699	0,251
PYSSI	ASERI	110	3,109	7,080	0,152
NIIDU	ROELA_H	110	0,561	1,278	0,027
ROELA_H	ROELA	110	0,222	0,505	0,011
ROELA_H	V-MAARJA	110	5,365	12,215	0,256
V-MAARJA	RAKVERE	110	5,132	11,686	0,245
LVT	POHJA	110	0,264	0,602	0,013
LVT	POHJA	110	0,266	0,605	0,013
UHTNA_H	UHTNA	110	0,799	1,819	0,039
UHTNA_H	R-POHJA_H	110	2,519	5,735	0,123
R-POHJA_H	R-POHJA	110	0,859	1,956	0,042
R-POHJA_H	RAKVERE	110	1,534	3,492	0,075
R-POHJA	RAKVERE	110	1,731	5,077	0,111
ASERI	V-NIGULA	110	1,420	3,233	0,068
V-NIGULA	KUNDA	110	3,812	8,681	0,182
KUNDA	LIIVA	110	0,053	0,242	0,626
KUNDA	HALJALA_H	110	2,916	6,641	0,142
HALJALA_H	HALJALA	110	0,723	1,646	0,035
HALJALA_H	RAKVERE	110	1,108	2,523	0,054

RAKVERE	TAPA	110	4,963	11,301	0,242
RAKVERE	KADRINA	110	2,888	6,575	0,138
TAPA	JANEDA	110	3,148	7,168	0,150
JANEDA	ARUKYLA	110	8,829	20,104	0,431
KADRINA	VIITNA	110	2,660	6,057	0,127
VIITNA	VOSU	110	4,475	10,189	0,214
VOSU	LOKSA	110	3,598	8,192	0,172
LOKSA	KOLGA	110	2,763	6,293	0,132
KOLGA	KUUSALU	110	2,627	5,983	0,125
KUUSALU	JAGALA_H	110	3,203	7,293	0,153
JAGALA_H	JAGALA	110	0,225	0,512	0,011
JAGALA_H	KALLAVERE	110	1,749	3,983	0,083
KALLAVERE	VIIMSI	110	2,007	4,571	0,096
KALLAVERE	RUMA_H	110	0,875	1,994	0,042
KALLAVERE	ARUKYLA	110	4,512	10,275	0,215
KALLAVERE	ARUKYLA	110	4,510	10,270	0,215
VIIMSI	RUMA_H	110	1,108	2,523	0,053
VIIMSI	IRU	110	0,185	0,845	2,187
RUMA_H	RUMA	110	0,029	0,133	0,345
IRU	IDA	110	1,780	4,053	0,085
IRU	LASNAMAE	110	1,678	3,821	0,080
IRU	JARVE	110	4,396	10,009	0,210
IRU	JARVEKYLA	110	3,110	7,081	0,148
ARUKYLA	RAASIKU_H1	110	1,825	5,353	0,117
ARUKYLA	RAASIKU_H2	110	1,790	5,250	0,115
ARUKYLA	LOO_H1	110	1,684	4,939	0,108
ARUKYLA	LOO_H2	110	1,684	4,939	0,108
KEHRA	RAASIKU_H1	110	0,892	2,617	0,057
KEHRA	RAASIKU_H2	110	0,892	2,617	0,057
RAASIKU	RAASIKU_H1	110	0,153	0,449	0,010
RAASIKU	RAASIKU_H2	110	0,153	0,449	0,010
LOO_H1	LOO	110	0,013	0,039	0,001
LOO_H1	LASNAMAE	110	0,731	2,144	0,047
LOO_H2	LOO	110	0,013	0,039	0,001
LOO_H2	LASNAMAE	110	0,731	2,144	0,047
KIISA	JARVE	110	3,460	10,146	0,222
KIISA	TOPI	110	1,747	5,125	0,112
KIISA	TOPI_H	110	2,310	5,261	0,110
KIISA	KEILA	110	3,403	7,748	0,162
KIISA	KEILA	110	3,403	7,748	0,162
KIISA	RUMMU	110	6,979	15,892	0,333
KIISA	KOHILA	110	2,889	6,578	0,138
IDA	RANNA	110	0,637	1,623	0,945
IDA	RANNA	110	0,637	1,623	0,945
IDA	LASNAMAE	110	1,303	2,966	0,062
RANNA	VOLTA	110	0,072	0,330	0,854

RANNA	ELEKTRIJAAMA	110	0,026	0,117	0,303
LASNAMAE	YLEMISTE	110	0,068	0,311	0,805
VOLTA	PALJASSAARE	110	0,240	0,633	0,464
VOLTA	VESKIMETSA	110	0,132	0,602	1,557
VOLTA	ELEKTRIJAAMA	110	0,048	0,217	0,562
PALJASSAARE	KOPLI	110	0,223	0,554	0,258
KOPLI	VESKIMETSA	110	0,097	0,441	1,140
VESKIMETSA	KADAKA	110	0,053	0,243	0,628
VESKIMETSA	ENDLA	110	0,101	0,459	1,188
VESKIMETSA	MUSTAMAE	110	0,067	0,304	0,788
VESKIMETSA	HARKU	110	0,729	1,865	1,119
VESKIMETSA	HARKU	110	0,729	1,865	1,119
VESKIMETSA	HARKU	110	0,913	2,284	1,136
KADAKA	KIVIMAE	110	0,064	0,291	0,753
KADAKA	KIVIMAE	110	0,064	0,291	0,753
KADAKA	HARKU	110	0,869	2,081	0,611
YLEMISTE	JARVE	110	0,587	1,471	0,747
JARVE	ENDLA	110	0,081	0,369	0,954
JARVE	MUSTAMAE	110	0,078	0,356	0,921
JARVE	JARVEKYLA	110	1,294	2,947	0,062
ENDLA	TONISMAE	110	0,031	0,142	0,367
TONISMAE	ELEKTRIJAAMA	110	0,049	0,221	0,573
TOPI	TOPI_H	110	0,028	0,063	0,001
TOPI_H	HARKU	110	1,193	2,717	0,057
HARKU	TABASALU	110	0,115	0,523	1,353
HARKU	TABASALU	110	0,947	2,157	0,045
HARKU	KEILA	110	0,743	3,082	0,128
HARKU	KEILA	110	0,743	3,081	0,128
KEILA	PALDISKI	110	4,145	9,439	0,198
KEILA	PALDISKI	110	4,152	9,453	0,198
KEILA	RIISIPERE	110	1,957	8,113	0,337
RIISIPERE	RISTI	110	1,435	5,951	0,247
RISTI	KULLAMAA	110	0,964	3,996	0,166
KULLAMAA	LIHULA	110	2,512	10,417	0,433
MARTNA	HAAPSALU	110	3,513	7,998	0,168
MARTNA	LIHULA	110	4,888	14,336	0,314
HAAPSALU	TAEBLA	110	2,266	5,161	0,108
TAEBLA	AULEPA	110	3,220	7,332	0,154
AULEPA	NOVA	110	3,168	7,213	0,151
NOVA	RUMMU	110	6,488	14,773	0,310
LIHULA	VIRTUSU	110	3,162	9,272	0,203
LIHULA	VIRTUSU	110	4,143	9,435	0,198
LIHULA	ROUSTE	110	3,708	8,443	0,177
LIHULA	VIGALA	110	5,714	13,012	0,273
LIHULA	LOPE	110	1,430	5,929	0,247
VIRTUSU	VOIKYLA	110	0,195	0,890	2,302

VIRTUSU	ROUSTE	110	0,211	0,963	2,491
VOIKYLA	ORISSAARE	110	2,601	6,254	1,935
ORISSAARE	LEISI	110	4,244	9,663	0,203
ORISSAARE	MUHU	110	1,829	4,165	0,087
ORISSAARE	VAJALA	110	6,555	14,926	0,313
SIKASSAARE	VAJALA	110	4,191	9,543	0,200
SIKASSAARE	VALJALA_H	110	2,550	5,807	0,122
LEISI	VALJALA_H	110	4,296	9,782	0,205
LEISI	EMMASTE	110	1,720	5,315	2,146
MUHU	TUSTI	110	1,104	3,239	0,071
ROUSTE	TUSTI	110	0,224	1,025	2,652
VAJALA	VALJALA_H	110	1,487	3,386	0,071
VIGALA	VALGU	110	3,965	9,029	0,189
VALGU	JARVA	110	2,809	6,396	0,134
JARVA	KEHTNA	110	2,735	6,228	0,131
KEHTNA	RAPLA	110	2,413	7,075	0,155
RAPLA	KOHILA	110	3,930	8,948	0,188
RAPLA	PAIDE	110	8,907	20,282	0,425
LOPE	AUDRU	110	1,791	7,427	0,309
P-JAAGUPI_H	P-JAAGUPI	110	3,472	7,906	0,166
P-JAAGUPI_H	SINDI	110	0,365	1,513	0,063
SINDI	MKOMBI	110	2,555	5,818	0,122
SINDI	PAIKUSE_H	110	0,646	2,679	0,111
SINDI	KABLI_H	110	1,049	4,350	0,181
MKOMBI	PAPINIIDU	110	1,004	2,287	0,048
PAPINIIDU	VANDRA	110	8,225	18,729	0,401
PAPINIIDU	PAIKUSE_H	110	1,359	3,094	0,065
VANDRA	TYRI_H	110	4,714	13,825	0,302
TYRI_H	TYRI	110	0,007	0,021	0,000
TYRI_H	PAIDE	110	1,417	4,155	0,091
TYRI	TYRI_H2	110	0,007	0,021	0,000
PAIKUSE_H	PAIKUSE	110	0,003	0,011	0,000
KABLI_H	KABLI	110	0,015	0,062	0,003
KABLI_H	K-NOMME	110	2,197	9,108	0,379
PAIDE	TYRI_H2	110	1,417	4,155	0,091
PAIDE	R-ALLIKU	110	4,433	10,094	0,212
PAIDE	KOIGI	110	3,153	7,178	0,150
TYRI_H2	S-JAANI	110	5,777	16,943	0,371
S-JAANI	VILJANDI	110	3,673	8,363	0,179
VILJANDI	OIU_H	110	1,812	7,514	0,312
VILJANDI	REINU_H	110	0,054	0,226	0,009
R-ALLIKU	ARAVETE	110	2,801	6,378	0,134
KOIGI	IMAVERE	110	2,154	4,904	0,103
IMAVERE	POLTSAMAA	110	3,815	8,686	0,182
POLTSAMAA	PODRA	110	2,709	7,945	0,174
PODRA	JOGEVA	110	1,905	5,587	0,122

JOGEVA	KANTKYLA	110	2,078	6,095	0,133
OIU_H	OIU	110	0,055	0,230	0,010
OIU_H	PUHJA_JP	110	1,591	6,599	0,274
PUHJA_JP	PUHJA	110	0,589	1,341	0,028
PUHJA_JP	PUHJA	110	0,587	1,337	0,028
PUHJA_JP	TARTU	110	1,755	7,278	0,303
K-NOMME	SAARDE	110	0,683	2,830	0,118
SAARDE	KIINI_H	110	1,584	6,567	0,273
KIINI_H	KIINI	110	0,006	0,023	0,001
KIINI_H	REINU_H	110	0,783	3,245	0,135
REINU_H	REINU	110	0,825	1,879	0,039
TARTU	EMAJOE	110	0,106	0,485	1,255
TARTU	TOOSTUSE	110	0,145	0,663	1,716
TARTU	ELVA	110	3,520	10,324	0,226
TARTU	MAARITSA	110	5,141	11,706	0,245
EMAJOE	YLEJOE	110	0,046	0,211	0,545
YLEJOE	ANNE	110	0,083	0,381	0,985
ANNE	KUUSTE	110	1,541	4,518	0,099
ANNE	TOOSTUSE	110	0,128	0,585	1,512
ANNE	ALATSKIVI	110	6,805	15,495	0,325
ANNE	UNIKULA	110	2,105	6,174	0,135
KUUSTE	POLVA	110	5,667	12,903	0,271
POLVA	RUUSA	110	2,957	6,734	0,141
POLVA	VORU	110	6,028	13,726	0,288
VORU	SOO	110	0,876	1,995	0,042
VORU	ROUGE	110	3,955	9,005	0,189
VORU	SOMERPALU	110	2,457	5,594	0,117
VORU	KANEPI	110	4,520	10,293	0,216
ROUGE	RUUSMAE	110	2,899	6,602	0,138
SOMERPALU	LINDA	110	3,948	8,991	0,188
LINDA	TSIRGULIINA	110	4,286	9,759	0,205
ELVA	RONGU	110	2,494	7,314	0,160
ELVA	OTEPAA	110	3,788	8,625	0,181
RONGU	TORVA	110	3,986	11,689	0,256
TORVA	NUIA_H	110	4,707	10,717	0,225
TORVA	TSIRGULIINA	110	4,052	11,884	0,260
NUIA_H	NUIA	110	0,152	0,347	0,007
NUIA_H	ABJA	110	2,524	5,748	0,121
VALGA	TSIRGULIINA	110	1,568	4,597	0,101
VALGA	TSIRGULIINA	110	1,767	5,183	0,113
KANEPI	MAARI	110	3,767	8,577	0,180
TSIRGULIINA	MONISTE	110	7,924	18,044	0,378

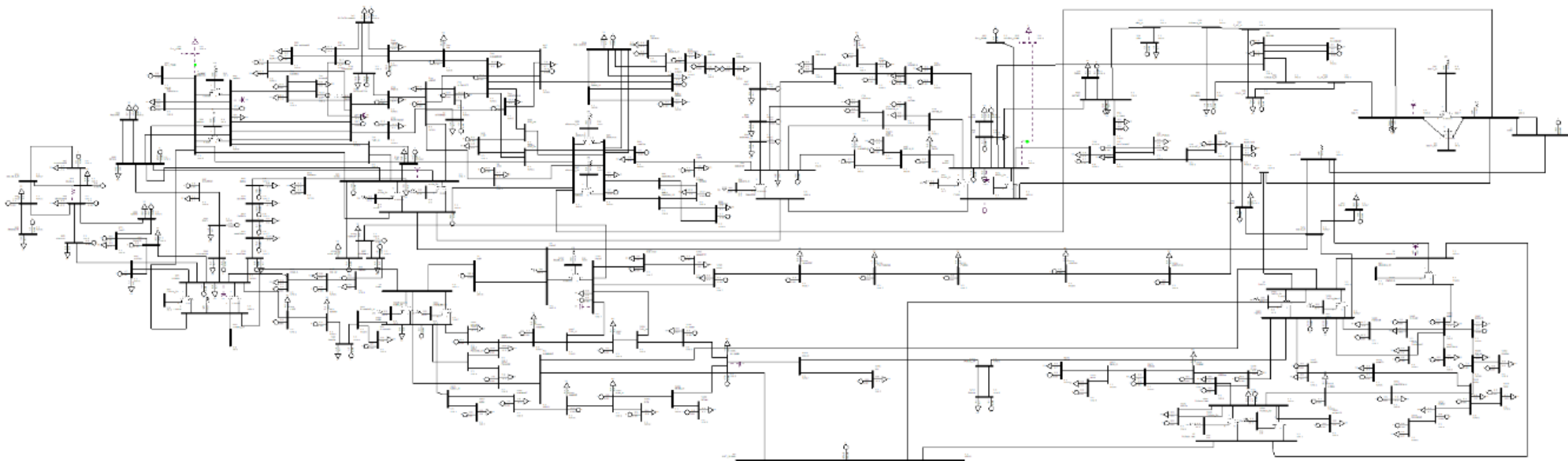
Tabel L1.2 Trafode, reaktorite ja sünkroonkompensaatorite asukohad

Alajaam	Trafode arv	Reaktori tüüp ja arv
Rakvere	1	1 tk 20 kV
Aruküla	2	2 tk 20 kV
Uniküla	1	1 tk 330 kV
Balti	2	1 tk 20 kV + 1 tk 330 kV
Püssi	2	1 tk 20 kV
Harku	2	2 tk 20 kV
Lihula	2	1 tk 330 kV
Sindi	2	2 tk 20 kV
Paide	1	1 tk 330 kV
Tartu	2	2 tk 20 kV
Tsirguliina	2	2 tk 20 kV
Kiisa	2	2 tk 20 kV
Mustvee	-	1 tk 330 kV
Kilingi-Nõmme	-	-
Viru	-	-
Sopi	-	-

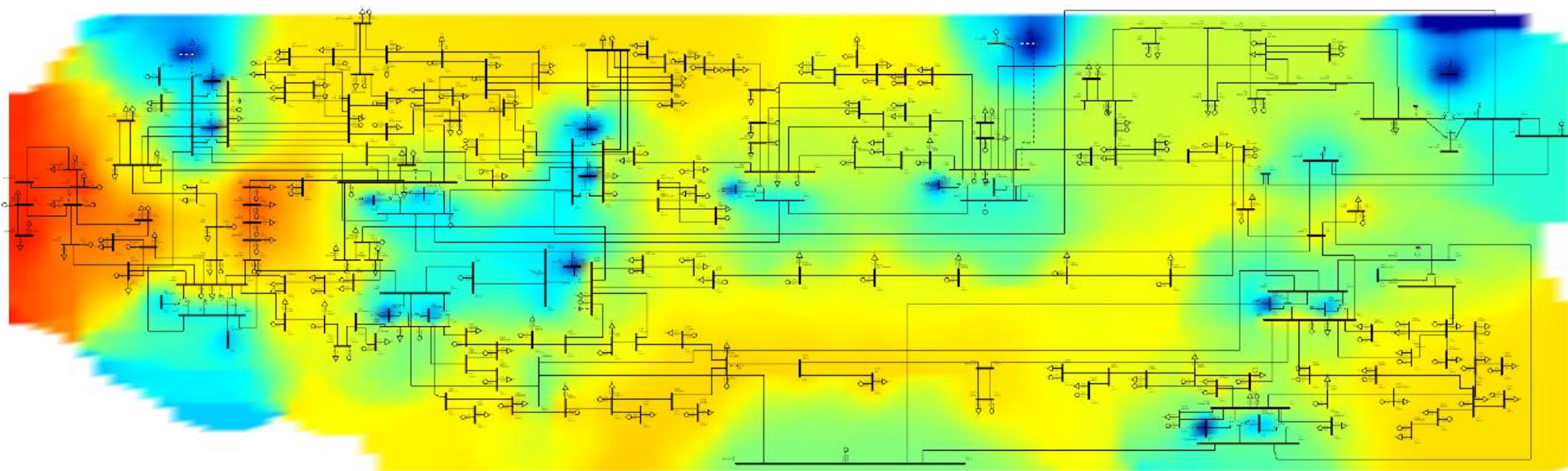
Tabel L1.3 Rekonstrueeritavate liinide loetelu

Investeering	Valmimise aasta
L105C Oiu haru osaline renoveerimine	2026
L117A Eesti EJ OT haru osaline renoveerimine	2026
L117 Balti-Sirgala osaline renoveerimine	2027
L085 õhuliini Kiisa - Topi rekonstrueerimine	2026
L086 õhuliini Topi - Harku rekonstrueerimine	2026
L164 Aruküla - Lasnamäe rekonstrueerimine	2026
L165 Aruküla - Lasnamäe rekonstrueerimine	2026
L194 Raasiku-Kehra õhuliini rekonstrueerimine	2025
L196 Aruküla - Kallavere osaline renoveerimine	2025
L197 Aruküla - Kallavere osaline renoveerimine	2025
L001 Harku- Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin	2026
L002 Harku- Veskimetsa osaline kaabel- ja õhuliin	2026
L011 Harku-Veskimetsa kaabel- ja õhuliin	2026
L012 Harku-Kadaka kaabel- ja õhuliin	2025
L503 Sindi - Harku osaline renoveerimine	2025
L097 Anne-Kuuste rekonstrueerimine	2027
L141 Kuuste-Põlva osaline rekonstrueerimine	2027
L175 Leisi-Sikassaare eraldi mastidele rajamine	2026
L130B Jõgeva-Kantküla juhtme vahetus	2028
L137 Püssi - Aidu osaline renoveerimine	2026
L101 Tapa - Jäneda osaline renoveerimine	2026
L116 Balti-Püssi osaline renoveerimine	2026
L102 Rakvere - Tapa osaline renoveerimine	2032
Sauga 110 kV alajaama sisestusliin Audru-Sauga	2030
Sauga 110 kV alajaama sisestusliin Sindi-Sauga	2030
L030 Sindi - Papiniidu osaline renoveerimine	2026
L037 Lihula - Martna osaline renoveerimine	2027
L087 Harku - Tabasalu õhuliini asendamine kaabelliiniga	2030
L100A Aruküla - Jüri osaline renoveerimine	2030
L044 Valga-Tsirguliina osaline renoveerimine	2028
L145 Tsirguliina-Tõrva osaline renoveerimine	2028
L146 Rõngu - Tõrva osaline renoveerimine	2028

LISA 2: NÄITED SKEEMIST



Joonis L2.1 Eesti 330/110 kV elektrivõrgu skeem visuaalsel kujul



Joonis L2.2 Eesti 330/110 kV elektrivõrgu skeem PSS/E heatmap funktsiooniga, tegu on taastuenergia ületootmise stsenaariumi pingetega, punane värv indikeerib liiga suuri pingeid (üle 1,1 p.u)