



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOO  
ELEKTROENERGEETIKA JA MEHHATROONIKA INSTITUUT

# **Reaktiivvõimsuse kompenseerimine**

## **Eesti elektrisüsteemis**

Lep 17056 lõpparuanne

**Tallinn 2017**



Uurimistöö täitjad:

Ivo Palu	professor, uurimistöö vastutav täitja, TTÜ elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut
Madis Leinakse	nooremteadur, TTÜ elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut
Ülo Treufeldt	vanemlektor, TTÜ elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut
Mati Meldorf	emeriitprofessor, TTÜ elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut
Tanel Sarnet	nooremteadur, TTÜ elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut
Jelena Šuvalova	vanemlektor, TTÜ elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut
Karl Kull	nooremteadur, TTÜ elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut
Uku Salumäe	insener, TTÜ elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut
Annemai Avingu	insener, TTÜ elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut
Tarmo Trummal	insener, TTÜ elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

# SISUKORD

Sissejuhatus .....	7
1 Reaktiivvõimsus ja pinge .....	9
1.1 Reaktiivvõimsuse kompenseerimine .....	9
1.1.1 Reaktiivvõimsuse tarbimine ja genereerimine .....	9
1.1.2 Reaktiivvõimsuse kompenseerimise eesmärk .....	11
1.1.3 Reaktiivvõimsuse tasakaal .....	14
1.2 Pinge reguleerimine .....	18
1.2.1 Pinge primaarreguleerimine .....	20
1.2.2 Pinge sekundaarreguleerimine .....	22
1.2.3 Pinge tertsiaarreguleerimine .....	23
1.2.4 Pingereguleerimise teostus .....	24
1.3 Reaktiivvõimsuse optimaalne kompenseerimine .....	25
1.3.1 Reaktiivvõimsuse kompenseerimise probleemid .....	25
1.3.2 Reaktiivvõimsuse kompenseerimisega seotud kulud .....	28
1.3.3 Kompenseerimisseadmete valik ja paigutus .....	30
1.4 Teiste riikide lähenemisviisid ja kogemused erinevate reaktiivvõimsuse kompenseerimismeetodite kasutamisel .....	33
1.4.1 Suurbritannia .....	34
1.4.2 Venemaa .....	36
1.4.3 Iirimaa .....	37
1.4.4 Taani .....	38
1.4.5 Sloveenia .....	40
1.4.6 Kokkuvõte .....	41
1.5 Kirjandus .....	42
2 Lülitusliigpinged õhuliinides .....	47
2.1 Lülitusliigpingete tekkimine õhuliini lülitamistoimingutel .....	47
2.1.1 Liini sisselülitamine .....	47
2.1.2 Automaatne taaslülitamine (ATL) .....	50
2.1.3 Koormamata liini väljalülitamine .....	53
2.2 Lülitusliigpingete tekkimine reaktoritega kompenseeritud ülikõrgepingeliinidel .....	55
2.2.1 Ülevaade .....	55
2.2.2 Kompenseerimisaste liini mahtuvuste kompenseerimisel reaktoritega .....	56
2.2.3 Resonantsiohtlikud kompenseerimisastmed talitlusel .....	58

2.2.4	Liigpinged reaktoritega kompenseeritud ülikõrgepingeliini asümmeetrilisel lülitamisel .....	60
2.3	Võimsuslülitite rikketõenäosused.....	62
2.4	Võimsuslülitite hooldusvälbad .....	65
2.5	Ülikõrgepinge õhuliinide lülitusliigpingete uurimine PSCAD mudelite abil .....	67
2.5.1	Üldist .....	67
2.5.2	Mudeli koostamine .....	68
2.5.3	Erinevate stsenaariumite tulemused .....	75
2.5.4	Järeldused simulatsioonidest .....	81
2.6	Kokkuvõte .....	83
2.7	Kasutatud kirjandus .....	85
3	Mitmekorruseliste liinide reaktiivenergia bilanss ja erinevate pingestaste elektriline sidestatus .....	87
3.1	Mitmeahelaliste ülekandeliinide mudeldamine .....	87
3.1.1	Reaktiivvõimsuste bilanss liinidel.....	90
3.1.2	Mitmejuhilise ülekandeliini parameetrid .....	93
3.2	Tartu-Sindi 330 kV ja 110 kV mitmeahelalise liini mudel .....	95
3.2.1	Liinimudeli koostamine.....	95
3.2.2	II-aseskeemi lihtsustusest tulenevad vead.....	97
3.2.3	Vastastikuse sidestuse mõju reaktiivvõimsuse bilansile .....	101
3.2.4	Indutseeritud pinged pingestamata ahelal .....	101
3.2.5	Erinevate liinikonfiguratsioonide mõju reaktiivenergia bilansile .....	103
3.3	Mitmekorruseliste liinide hooldus ja ohutus .....	105
3.4	Kokkuvõte .....	108
3.5	Kirjandus .....	109
4	Pinge ja reaktiivvõimsuse reguleerimise seadmed.....	111
4.1	Traditsioonilised seadmed .....	111
4.1.1	Trafo astmelüliti .....	111
4.1.2	Reaktor .....	113
4.1.3	Reguleeritav põikreaktor .....	114
4.1.4	Kondensaatorpatarei.....	116
4.1.5	Sünkroonkompensaator .....	119
4.2	Alalisvooluülekanded .....	121
4.2.1	Alalisvooluülekannete konfiguratsioonid .....	121
4.2.2	Voolumuunduriga ülekanded .....	122
4.2.3	Pingemuunduriga ülekanded .....	125

4.3	Jõuelektronikaseadmed.....	130
4.3.1	SVC.....	131
4.3.2	STATCOM.....	132
4.3.3	UPFC.....	135
4.3.4	Elektrituulikud.....	136
4.4	Kompenseerimisseadmete investeeringute hindamine.....	138
4.4.1	Investeeringu hindamise lähteandmed.....	138
4.4.2	Investeeringu arvutus.....	139
4.4.3	Investeeringute tundlikkus.....	140
4.4.4	Kompensatsiooniseadmete hinnaprognos.....	142
4.4.5	Stsenaariumite investeeringute tasuvus arvestades kaoenergiat.....	142
4.4.6	Võimalikud uuringusuunad tulevikus.....	143
4.5	Reaktiivvõimsuse kompenseerimine Eesti elektrisüsteemis.....	143
4.6	Kirjandus.....	145
5	Mineviku mudelite analüüs.....	146
5.1	Metoodika ja põhimõtted.....	146
5.1.1	Pingepiirid.....	147
5.1.2	Naabervõrkude ekvivalendid.....	148
5.1.3	Võrgukadude arvestamine.....	148
5.2	Stsenaarium 1: Minimaalne tarbimine.....	149
5.3	Stsenaarium 2: Minimaalne tootmine.....	155
5.4	Stsenaarium 5: Sindi AIT hooldus.....	160
5.5	Kokkuvõte.....	165
6	Oleviku mudelite analüüs.....	167
6.1	Baasmudelite analüüs ja metoodika.....	167
6.2	Stsenaarium 1.....	169
6.3	Stsenaarium 4.....	172
6.4	Stsenaarium 5.....	174
6.5	Kokkuvõte.....	177
7	Perspektiivmudelite analüüs.....	179
7.1	Baasmudelite analüüs ja metoodika.....	179
7.2	Stsenaarium 1: Hiiumaa tuuleelektrijaam ja 2021 investeeringud.....	180
7.3	Stsenaarium 2: Narva elektrijaamade kogutootmine 0 MW ja 2021 investeeringud....	185
7.4	Stsenaarium 3: Eesti elektrivõrgu saartalitlus.....	189

7.5 Kokkuvõte .....	192
Kokkuvõte .....	193
Lisa 1 Siirdeprotsesside modelleerimise tulemused.....	196
Lisa 1.1 Stsenaariumi 1 kohased pingekõverad .....	196
Lisa 1.2 Stsenaariumi 2 kohased pingekõverad .....	198
Lisa 1.3 Stsenaariumi 3 kohased pingekõverad .....	200
Lisa 1.4 Stsenaariumi 4 kohased pingekõverad .....	202
Lisa 1.5 Stsenaariumi 5 kohased pingekõverad .....	204
Lisa 1.6 Stsenaariumi 6 kohased pingekõverad .....	206
Lisa 2 Mudelite loetelu.....	208

## Sissejuhatus

Elektrisüsteemide talitluse juhtimisel ja töökindluse tagamisel on oluliseks osaks aktiiv- ja reaktiivvõimsuse tasakaalu hoidmine. See tähendab tootmise ja tarbimise tasakaalu mistahes ajamomendilt. Rohkem leiab tavapärasemalt käsitlust aktiivvõimsus, mis on ehk esmapilgul rohkem hoomatavam, kuid ilma reaktiivvõimsuse tasakaaluta ei saa elektrivõrgus toimuda ka aktiivvõimsuse ülekannet. Sellest tulenevalt on oluline tunda reaktiivvõimsuse reguleerimise eripärasid ja selleks kasutatavaid seadmeid.

Elektrisüsteemide arengutega muutub järjest enam olulisemaks elektrivõrgu juhtimine rakendades kõige optimaalsemalt ja efektiivsemalt olemasolevaid ressursse. Samuti on oluline analüüsida reaktiivvõimsuse kompenseerimise võimalusi ja sobilikkus konkreetsetes elektrivõrkudes. Tänapäeval on tulenevalt konverterseadmete järjest suurenevast lisandumisest võrkudesse võimalik kasutada ka nende tehnilist võimekust. Selle tarvis on eelduseks vastava kompensatsioonimehhanismi olemasolu ja reeglistik. Oluline on reaktiivvõimsuse kompenseerimise tarvilikkust ja kasutatavaid lahendusi määratleda globaalselt arvestades nii seadmete võimekuse kui ka maksumust.

Reaktiivvõimsuse optimaalse kompenseerimise ülesande juures võib lisaks tavapärasele reaktiivvõimsuse vajadusele olla veel täiendavaid lisategureid, mis mõjutavad otseselt planeeritavate kompenseerimisseadmete tüüpe ja suurusi. Oluline on hinnata dünaamilise reaktiivvõimsuse toe vajalikkust. Juhtumil, kus süsteemis on probleeme stabiilsuse ja elektri kvaliteedi näitajad ületavad lubatud piirnorme, siis tasub kindlasti täiendavalt uurida erinevate kompenseerimisseadmete kasutusvõimalusi ka selles raamistikus.

Eesti elektrisüsteem on pidevas arengus ja ees on ootamas küllaltki olulised muutused seoses desünkroniseerimise, suurte sünkroongeneraatorite võrgust eemaldumise, konverterseadmete osakaalu suurenemisega süsteemis ja uute ülekandeliinide ehitusega. Kõik see nõuab lisaks muudele väljakutsetele ka reaktiivvõimsuse temaatika põhjalikku käsitlust ja analüüsi.

Käesolev aruanne on Eesti elektrisüsteemi reaktiivvõimsuse reguleerimisega seotud temaatika põhjalik teaduslikul lähenemisel põhinev käsitlus, milles esitatud tulemused baseeruvad TTÜ elektroenergeetika ja mehhatroonika instituudi ja Elering AS vahelisel teadustööl. Uurimistöö eesmärgiks oli analüüsida Eesti elektrisüsteemi reaktiivvõimsuse tasakaalu ja määrata majandus-tehniliselt optimaalsed asukohad ning võimalused reaktiivvõimsuse kompenseerimiseks. Samuti oli uurimistöös olulisel kohal Eesti elektrisüsteemis kasutatavate

uute kahekorruseliste liinide reaktiivvõimsuse kompenseerimise olemus ja seda tüüpi ülekandeliinide modelleerimismudelite koostamine.

Teadustöö tulemused on selles aruandes jaotatud üheksasse peatükki, hõlmates sissejuhatust, kokkuvõtet ja uurimistöö põhiosal baseeruvat seitset peatükki. Aruandel on kaks lisa, milledest esimene esitab punktis 2.5 teostatud analüüsi täpsemaid tulemusi ja teine esitab loetelu uurimistöös kasutatud PSS/E tarkvara mudelitest. Reaktiivvõimsuse olemust ja selle reguleerimisvõimaluste tausta, seoseid pingega, ja teiste ülekandevõrguoperaatorite lähenemisi reaktiivvõimsuse kompenseerimisele käsitleb aruande esimene peatükk. Aruande teine peatükk käsitleb õhuliinide lülitamistega kaasnevaid protsesse ja mõjusid erinevatele võrguseadmetele ja võrguga ühendatud osapooltele. Kolmandas peatükis vaadeldakse ja hinnatakse kahekorruseliste liinide reaktiivvõimsuse olemust ja tasakaalu ning kaasnevaid protsesse. Selle peatüki raames on välja töötatud vastavate liinide mudelid ja analüüsitud seda tüüpi ülekandeliinide mõjusid. Samuti on analüüsitud ja välja toodud vastavate liinide modelleerimise põhimõtted võrguettevõtja poolt kasutatavates võrguarvutustarkvarades. Neljas peatükk käsitleb võimalikke reaktiivvõimsuse kompenseerimise seadmeid ja nende tehnilis-majanduslikku üldistatud hinnangut kasutamiseks Eesti elektrisüsteemis. Aruande peatükid viis kuni seitse käsitlevad reaktiivvõimsuse kompenseerimisvõimaluste analüüsi Elering AS poolt esitatud stsenaariumitest lähtuvalt. Analüüsi tulemusena on peatükkides esitatud vajalikud reaktiivvõimsuse kompenseerimise mahud ja asukohad. Aruande kokkuvõttes tuuakse välja uurimistöö põhilised tulemused ja esitatakse soovitusel edaspidiseks.

Uurimistöö tulemusi saab otseselt rakendada Eesti elektrisüsteemi planeerimise ja operatiivjuhtimise protsessis ning neid on võimalik kasutada võimalike investeerimisotsuste tegemisel.



# 1 Reaktiivvõimsus ja pinge

Elektrienergia ülekandmiseks ja tarbimiseks on vajalik elektri- ja magnetvälja olemasolu. Nende väljade ülesehitamiseks vajavad elektriseadmed reaktiivvõimsust – nii mahtuvuslikku (elektrivälja loomiseks) kui induktiivset (magnetvälja loomiseks).

## 1.1 Reaktiivvõimsuse kompenseerimine

Nii nagu aktiivvõimsuse korral peab ka reaktiivvõimsuse tarbimises ja genereerimises igal ajahetkel valitsema tasakaal. Samas on võimalik, et see tasakaal võib elektrisüsteemis teatud ulatuses säilida iseeneslikult. Näiteks pingelangemisel väheneb nii reaktiivvõimsuse tarbimine kui genereerimine ja tasakaal võib säilida. Kui aga kasutusel on suures ulatuses kondensaatorpatareid, mille reaktiivvõimsuse genereerimine sõltub pingest, võib tekkida reaktiivvõimsuse vajak, ning tulemuseks võib olla elektrisüsteemi pingemittestabiilsus – kollaps.

### 1.1.1 Reaktiivvõimsuse tarbimine ja genereerimine

Reaktiivvõimsust vajavad sellised seadmed nagu asünkroonmootorid, ja -generaatorid, trafod, muundurid, induktsioonahjud, keevitusagregaadid jm. Reaktiivvõimsuse tarbijateks on ka väikehüdroelektrijaamad, elektrituulikute jt asünkroongeneraatorid. Suurteks reaktiivvõimsuse tarbijateks on ka enamik elektrivõrgu elemente nagu elektriliinid ja alajaamade trafod. Reaktiivvõimsust genereerivad ennekõike generaatorid ja teised sünkroonmasinad aga ka kondensaatorpatareid. Kaasajal suureneb järjest enam jõuelektronikapõhiste seadmete osatähtsus, mis võivad vastavalt vajadusele reaktiivvõimsust nii genereerida kui tarbida ja seda kiiresti reguleerida.

Kokkuleppeliselt loetakse induktiivsele elemendile minevat reaktiivvõimsust  $Q_L$  positiivseks ja mahtuvusliku elemendi reaktiivvõimsust  $Q_C$  negatiivseks. Öeldakse, et elektriseade toodab reaktiivvõimsust, kui  $Q = Q_C - Q_L > 0$  ja tarbib seda vastupidisel juhul. Seega üleergutatud sünkroonmasinad ja kondensaatorid toodavad ehk genereerivad reaktiivvõimsust ja alaergutatud sünkroonmasinad ja induktiivsed elemendid tarbivad reaktiivvõimsust.

Levinud on iseloomustada elektriseadme poolt tarbitavat reaktiivvõimsust võimsusteguriga  $\cos \varphi$

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (1.1)$$

kus  $S$  on näivvõimsus. Sageli on otstarbekam kasutada suurust  $\tan \varphi = Q/P$ .

Elektriliinid nii genereerivad kui tarbivad reaktiivvõimsust. Alakoormatud liinidel tekib genereerimise ülekaal ning nende pinged võivad tõusta üle lubatud piiri. Suhteliselt suure mahtuvuse tõttu genereerivad reaktiivvõimsust eriti kaabelliinid, mistõttu pikad (merealused) kaabelliinid toimivad alalisvoolul. Elektriliini mahtuvuses genereeritav reaktiivvõimsus on võrdeline liini kilomeetri mahtuvusjuhtivusega  $b$ , pikkusega  $l$  (või liini mahtuvusega  $C$ ) ja pingega ruuduga  $U^2$ :

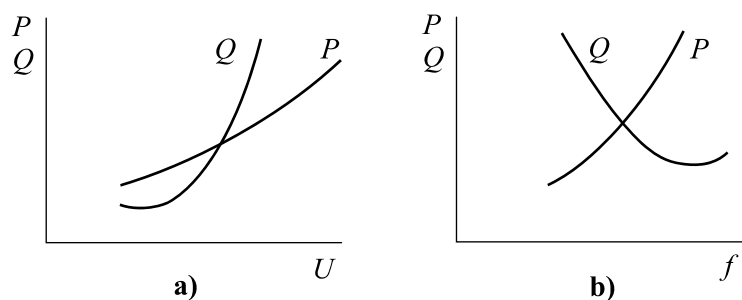
$$Q_C = b \cdot l \cdot U^2 = 2\pi \cdot f \cdot C \cdot U^2 = 2\pi \cdot f \cdot c \cdot l \cdot U^2 \quad (1.2)$$

Ruutsõltuvus pingest näitab liini mahtuvuses genereeritava reaktiivvõimsuse olulist osa ülikõrgepingeliinidega võrgus.

Normaaltalitluses on lühisrootoriga kolmefaasilistel asünkroonmootoritel  $\tan \varphi = 1 \dots 0,5$ ; kollektormootoritel  $1,3 \dots 1,0$ . Sünkroonmasinad võivad reaktiivvõimsust nii toota kui ka tarbida, sõltuvalt ergutuse astmest. Seejuures sünkroonmootorite ergutusahelate parameetrid piiravad reaktiivvõimsuse tootmist (tarbimist) kuni väärtuseni  $\tan \varphi = 0,75 \dots 0,5$  ( $\cos \varphi = 0,85 \dots 0,9$ ). Muud elektritarvitid tarbivad reaktiivvõimsust sõltuvalt nende konstruktsioonist. Kogu elektrivõrkudest toidetava koormuse jaoks on keskmiselt  $\tan \varphi = 0,5 \dots 1,0$  ( $\cos \varphi = 0,9 \dots 0,7$ ).

Talitluse reguleerimis- ja plaanimisülesannete lahendamisel on vaja teada koormuse staatilisi karakteristikuid – sõltuvust sagedusest ja pingest (joonis 1.1). Fikseeritud olukorras iseloomustab pinged ja sageduse mõju aktiiv- ja reaktiivkoormuse pinged- ja sagedustundlikkus.

$$\frac{\partial P}{\partial U}, \frac{\partial Q}{\partial U}, \frac{\partial P}{\partial f}, \frac{\partial Q}{\partial f}$$



Joonis 1.1. Koormuse staatilised karakteristikud pinged- (a) ja sageduse (b) korral.

Lähtudes reaktiivvõimsuse kompenseerimise vajadusest kasutatakse elektrisüsteemis lisaks loomulikult olemasolevatele reaktiivvõimsuse allikatele (elektrijaamade generaatorid ja elektriliinide mahtuvus) reaktiivvõimsuse täiendavaks genereerimiseks ehk reaktiivvõimsuse kompenseerimiseks seadmeid, mille hulka kuuluvad sünkroonkompensaatorid, kondensaatorpatareid ja mitmesugused staatilised kompensaatorid. Ka põik- ehk šuntreaktorid, mida kasutatakse üleliigse reaktiivvõimsuse kompenseerimiseks, kuuluvad kompenseerimis-seadmete hulka.

Kuna võrgu elementide impedantsid on domineerivalt reaktiivse iseloomuga, siis aktiivvõimsuse ülekandeks on vajalik väljastava ja vastuvõtupunktide pingektorite faasinurkade erinevus, reaktiivvõimsuse ülekandeks aga nende pingektorite moodulite erinevus. Samas peavad pinged olema piisavalt suured koormuste jaoks kuid piisavalt madalad, vältimaks seadmete riknemist. Seetõttu tuleb reguleerida ja pingeid piirata võrgu kõigis olulistest sõlmedes.

### 1.1.2 Reaktiivvõimsuse kompenseerimise eesmärk

Reaktiivvõimsuse kompenseerimise all mõeldakse reaktiivvõimsuse ülekande optimeerimist ja sellega seotud meetmeid elektrivõrgus, sealhulgas täiendavate reaktiivvõimsuse allikate ja nende juhtimisega seotud küsimusi. Reaktiivvõimsuse kompenseerimise mõte ja saavutatav tehniline ning majanduslik efekt põhineb peamiselt järgneval:

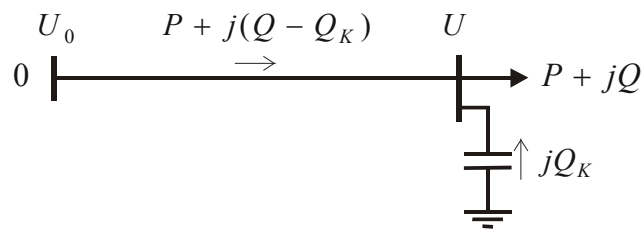
- võrgu läbilaskevõime suurenemine
- võrgus võimsuse ja energiakadude vähendamine
- parem pingekvaliteet
- suurem elektrisüsteemi talitluskindlus.

Võrgu plaanisel on juhtide ristlõike ja trafode nimivõimsuse valikul oluliseks parameetrik maksimaalne oodatav talitlusvool  $I$  või näivvõimsus  $S$ . Need parameetrid sõltuvad antud aktiivvoolu  $I_p$  või aktiivvõimsuse  $P$  puhul oluliselt reaktiivvõimsuse kompenseerimise astmest. Olgu vaadeldud lihtsat võrku (joonis 1.2), mis koosneb toiteallikast ja tarbijat koormusega  $\underline{S} = P + jQ$  toitvast liinist. Tarbija juurde on paigaldatud reaktiivvõimsuse kompenseerimiseks kondensaator võimsusega  $Q_K$ . Liini vool on siis

$$I = \sqrt{I_p^2 + (I_q - I_K)^2} \quad (1.3)$$

kus  $I_q$  on koormuse reaktiivvool ja  $I_K$  kompensaatori vool. Seega kui enne kompenseerimist oli võimsusteguri  $\cos\varphi_1$  puhul on lubatav aktiivvõimsus  $P_1$ , siis kompenseerimisel võimsustegurini  $\cos\varphi_2$  oleks lubatav aktiivvõimsus

$$P_2 = P_1 \frac{\cos\varphi_2}{\cos\varphi_1} \quad (1.4)$$



Joonis 1.2. Reaktiivvõimsuse kompenseerimine.

Reaktiivvõimsuse kompenseerimine vähendab võrgus nii aktiiv- kui reaktiivvõimsuse kadusid. Joonisele 1.2 vastaval lihtsal juhtumil oleksid kaod

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q - Q_K)^2}{U^2} R \quad \text{ja} \quad \Delta Q = \frac{P^2 + (Q - Q_K)^2}{U^2} X \quad (1.5)$$

Võimsuskad on vähimad siis, kui liinis edastatav reaktiivvõimsus  $Q_L = Q - Q_K = 0$ . Kuna reaktiivtakistused  $X$  on ülekandevõrkudes võrreldes aktiivtakistustega  $R$  suhteliselt suured, on suur ka reaktiivvõimsuskadu. See on üks põhjusi, miks reaktiivvõimsust ei tasu tavaliselt edastada tarbijaile isegi ühelt pingestmelt teisele, kuna trafodel on suured reaktiivtakistused ja vastavalt sellele suured reaktiivvõimsuskad.

Pingekadu võrgu elemendis, näiteks liinis, ja pingeliini lõpus võib leida valemitega

$$\Delta U = \sqrt{3} [I_p R + (I_q - I_K) X] = \frac{PR + (Q - Q_K) X}{U} \quad (1.6)$$

$$U = U_0 - \Delta U = U_0 - \frac{PR + (Q - Q_K) X}{U} \quad (1.7)$$

Seega sõltub pingekadu reaktiivvõimsuse kompenseerimisest ja vastavaid seadmeid saab kasutada ka pingereguleerimiseks.

Elektrisüsteemi talitluskindlus sõltub oluliselt võrgu elementide koormatavusest ja võimest vastu seista ettenägematutele häiringutele. Reaktiivvõimsuse kompenseerimise arvelt võrgus saab jätta elektrijaamade generaatorid talitlema reaktiivvõimsuse reserviga, mida võib kasutada häiringuolukordades. Tõsi, kui kompenseerimine toimub oluliselt kondensaatorpatareidega, mille võimsus on sõltuv pingest ruudust, siis tekib oht, et pingest langemisel kompenseeriv võimsus järsult väheneb ja pingest võrgus langeb veelgi. Tulemuseks võib olla pingest mittestabiilsus – elektrisüsteemi talitluse kollaps.

Reaktiivvõimsuste kompenseerimine on üheks efektiivsemaks elektrienergia säästu meetmeks, kuna võimaldab vähendada elektrivõrgus ülekantavat reaktiivvõimsust ja koos sellega aktiivvõimsuskadusid. Näiteks,  $\tan \varphi$  väärtus on diapsoonis 0,7...0,9 tähendab see, et elektrijaamade generaatorid ja süsteemi muud reaktiivvõimsuse allikad toodavad reaktiivvõimsuse koguse, mis moodustab 70...90% toodetavast aktiivvõimsusest. Sellise reaktiivvõimsuse koguse ülekandmisest tulenevat võimsus- ja elektrienergiakadude suurenemist võib illustreerida järgmise näitega. Kaod ainult aktiivvõimsuse  $P$  ülekandmisest pingel  $1,05 U_N$  ( $U_N$  – nimipinge):

$$\Delta P_1 = \frac{P^2}{1,05^2 U_N^2} R_{ekv} = 0,91 \frac{P^2}{U_N^2} R_{ekv} \quad (1.8)$$

kus  $R_{ekv}$  on võrgu ekvivalentne takistus. Täiendava reaktiivvõimsuse ülekandmisel  $\tan \varphi = 0,8$  puhul ja sellele vastaval pingest vähenemisel umbes  $0,95 U_N$ -ni on võimsuskadod

$$\Delta P_2 = \frac{P^2 (1 + \tan^2 \varphi)}{0,95^2 U_N^2} R_{ekv} = 1,82 \frac{P^2}{U_N^2} R_{ekv} = 2 \Delta P_1 \quad (1.9)$$

Nagu näha, on koormuskadudest pool põhjustatud reaktiivvõimsuse ülekandmisest.

Reaktiivvahetusvõimsused võib kompenseerimisseadmete valiku ülesandes võtta üldjuhul võrdseks nulliga, lähtudes üldtuntud seisukohast, et reaktiivvõimsuse edastamine ühendatud elektrisüsteemide vahelistes liinides on üldjuhul ebaökoonoomne. Siiski võib ette tulla ka erandjuhtumeid, kus seda on tarvis arvestada, nt reaalses süsteemis on pidevalt reaktiivvõimsuse ülekandmine, lähialajaamadesse ei ole võimalik lisada reaktiivvõimsuse kompenseerimist, soov on uurida reaktiivvõimsuse ülekandmise mõjusid, jm.

Reaktiivvõimsuste reguleerimise tähtsus elektrisüsteemis on kasvanud järgmistel põhjustel:

- Seoses kütuste hindade tõusuga on suurenenud elektrisüsteemide efektiivse käidu tähtsus (ülekantavate reaktiivvõimsuse koguste vähendamine vähendab aktiivvõimsuskadusid).

- Reaktiivvõimsuste reguleerimine võimaldab tõsta olemasolevate ahelate ülekandevõimet, tagades piisava stabiilsuse varu.
- Reaktiivvõimsuste reguleerimine võimaldab rajada pikki võimsaid ülekandeid (nt kaugetest hüdrojaamadest).
- On kasvanud nõuded elektrivarustuse kvaliteedile seoses uute elektrooniliste tarvititega.
- Alalisvooluülekannete areng nõuab reaktiivvõimsuse reguleerimist konverterseadmete vahelduvvoolu poolel.
- Kiirelt on arenenud uued reguleeritavad staatilised reaktiivvõimsuse kompensatorid, mis tõrjuvad välja kallimaid sünkroonkompensatoreid.

Reaktiivvõimsuste reguleerimine on tihedalt seotud ka harmoonikute ja nende resonantsi probleemidega.

### 1.1.3 Reaktiivvõimsuse tasakaal

Reaktiivvõimsuse allikateks elektrisüsteemis on elektrijaamade generaatorid võimsusega  $Q_G$ , elektriliinide mahtuvused võimsusega  $Q_C$  ja mitmesugused kompenseerimisseadmed võimsusega  $Q_K$ . Reaktiivvõimsuse tarbimisele, mis põhivõrgu puhul on jaotusvõrku ja suurtarbijatele antava reaktiivvõimsus  $Q_{JV}$ , lisanduvad kompenseerimiseks kasutatavad põikreaktorid  $Q_R$  ja reaktiivvõimsuskao põhivõrgus  $\Delta Q_{PV}$ . Arvestada tuleb ka vahetusvõimsust naaberelektrisüsteemidega  $Q_V$ . Reaktiivvõimsuse bilansi võrrand saab kujul

$$Q_G + Q_K + Q_C = Q_{JV} + Q_R + Q_V + \Delta Q_{PV} \quad (1.10)$$

Reaktiivvõimsuskao elektrivõrgus on võrdlemisi suured, moodustades suure osa võrku antavast võimsusest.

Elektrijaama sünkroongeneraator on nii aktiiv- kui ka reaktiivvõimsuse allikaks, mille näivvõimsus ning aktiiv- ja reaktiivvõimsus on seotud kujul

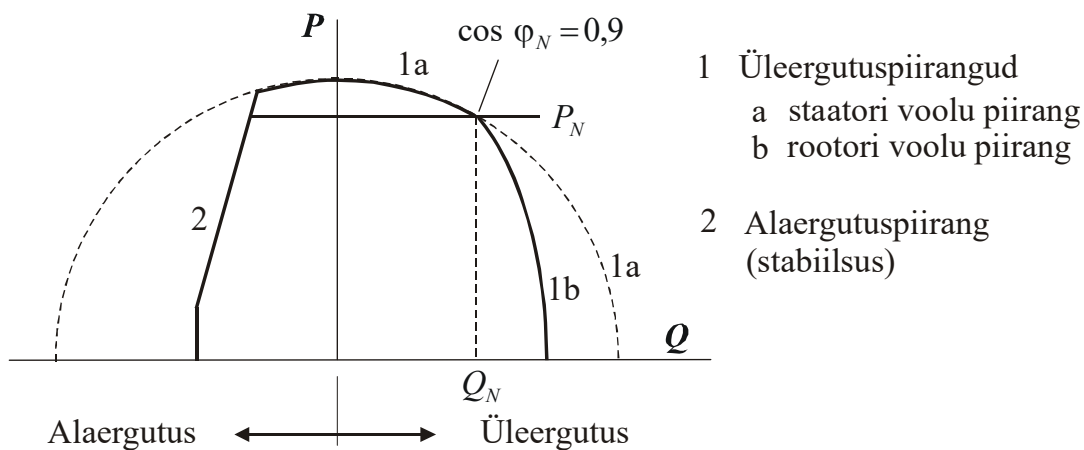
$$\underline{S}_G = P_G + jQ_G = S_G \cos\varphi + j S_G \sin\varphi \quad (1.11)$$

Aktiivvõimsust reguleeritakse generaatorit käitava turbiini reguleerimise teel, reaktiivvõimsust aga generaatori ergutusvoolu muutes. Generaatori aktiivvõimsust reguleeritakse ainult nimivõimsuse piires ( $P_G \leq P_N$ ), mis on praktiliselt määratud turbiiniga. Reaktiivvõimsuse reguleerimise võimalused on suuremad. Kui generaator on üleergutatud (elektromotoorjõud ületab klemmipinget,  $E > U$ ), annab generaator võrku reaktiivvõimsust, alaergutatult ( $E < U$ )

aga vastupidi – tarbib reaktiivvõimsust. Põhimõtteliselt reaktiivvõimsust piiravad järgmised tingimused:

- generaatori staatori vool ei tohi ületada suurimat lubatud väärtust
- ergutusvool (rootori vool) ei tohi ületada suurimat lubatud väärtust
- tagatud peab olema generaatori stabiilne talitus.

Turbgeneraatori piiranguid on kujutatud PQ-diagrammil joonisel 1.3. Diagrammist nähtub, et generaatori talitlusel nimivõimsusest väiksema aktiivkoormusega ( $P < P_N$ ) võib generaatorit vajaduse korral koormata vastavalt suurema reaktiivvõimsusega ( $Q > Q_N$ ). Seejuures peab aga olema täidetud ergutusvoolu piirang. Loetelu viimane (süsteemi stabiilsuse) tingimus piirab reaktiivvõimsust, mida alaergutatud generaator võib võrgust tarbida. Hüdrogeneraatoritel on alaergutusega talitlemise piirkond suurem ja seda piirab vaid staatori vool (1a, joonisel 1.3).



Joonis 1.3. Generaatori PQ-diagramm.

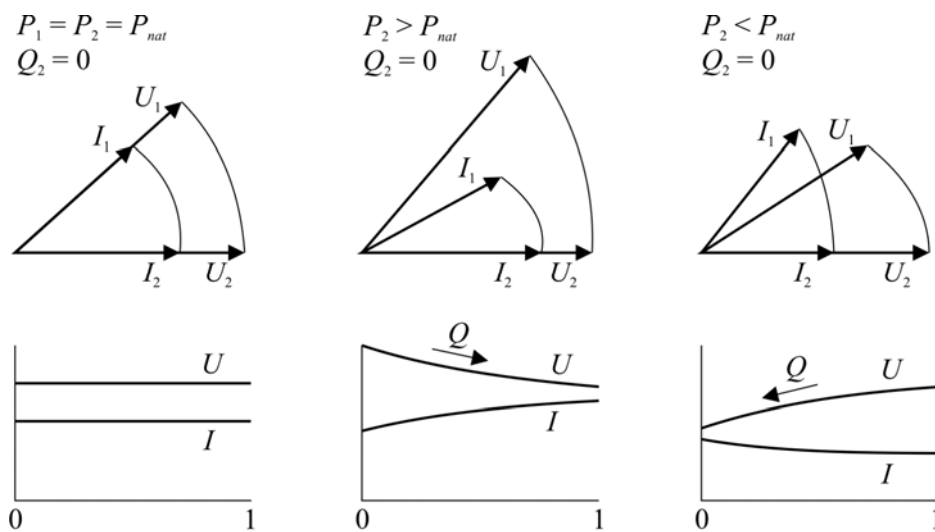
Elektriliini reaktiivvõimsuse bilansi (reaktiivvõimsuskao ja reaktiivvõimsuse genereerimise tasakaal) hindamisel on kasulik teada, et kaod ja genereerimine on praktiliselt võrdsed, kui liinis edastatakse naturaalkoormusega võrdset koormust ( $S \approx P_{nat}$ ). Naturaalkoormus on hinnatav liini pingega, ja liini pikkusühiku mahtuvusjuhtivuse  $b$  ning reaktiivtakistuse  $x$  suhte järgi valemiga

$$P_{nat} = U^2 \sqrt{\frac{b}{x}} \quad (1.12)$$

Naturaalkoormuse väärtuseks on 110 kV õhuliinil 30...35 MW, 220 kV õhuliinil 130...140 MW ja 330 kV liinil 330...380 MW. 110 kV kaabelliinil võib lugeda naturaalkoormuseks 400 MW.

Kui liinis edastatav võimsus ületab naturaalsuht (  $S > P_{nat}$  ), on liin ülejäänud võrgu suhtes reaktiivvõimsuse tarbijaks. Kui liini koormus on naturaalsuhtest väiksem (  $S < P_{nat}$  ), jääb reaktiivvõimsust üle ja liin genereerib võrku reaktiivvõimsust, millega kaasneb ka pingeniivo tõus. Eesti alakoormatud 330 kV võrgu jaoks on see eriti suvel tõsiseks probleemiks. Sama probleem võib tekkida ka ulatuslikes kaablivõrkudes, kuna kaabelliinide reaktiivvõimsuse genereerimine võib olla õhuliinide suhtes 20...40 korda suurem.

Pinge ja reaktiivvõimsuse juhtimisel on ülekanaliini koormamine naturaalkoormusega sega optimaalne. Sellist olukorda esineb siiski harva. Nii võib liini koormus öösel olla vaid väike osa naturaalkoormusest, aga maksimaalkoormus võib olla sellest märgatavalt suurem. Joonisel 1.4 on ülekanaliini pinge ja voolu diagramme naturaalkoormuse ning sellest suurema ning väiksema koormuse korral. Eeldatakse, et liini lõpus tarbitakse vaid aktiivvõimsust  $P_2$  ja reaktiivkoormus  $Q_2 = 0$ . Koormusel  $P > P_{nat}$  ületab reaktiivvõimsuse kadu liinis genereeritava võimsuse. Seda saab kompenseerida liini algusest antava täiendava reaktiivvõimsusega, mis põhjustab positiivse pingekao. Koormusel  $P < P_{nat}$  on olukord vastupidine.



Joonis 1.4. Talitusdiagrammid erinevatel koormustel.

Eesti energiamajandusele on praegu iseloomulik märksa väiksem elektri tarbimine võrkude edastusvõimega võrreldes. Oluliselt vähenenud koormuste tõttu on energiasüsteemil koormusmiinimumide ajal raskusi pinge hoidmisega lubatavates piirides nii ülekande- ja jaotusvõrkudes, kui ka tarbijate juures. On juhuseid, kus pinge madalpinge tarbija juures on ulatunud laupäeval-pühapäeval 430...450 V-ni. Seetõttu tuleb Eesti energiasüsteemis pöörata suurt tähelepanu ka reaktiivvõimsuse ülekompenseerimise vältimisele, mõnedel juhtudel tuleks aga koguni stimuleerida reaktiivvõimsuste tarbimist teatud võrgu punktides, kui see osutub



otstarbekamaks kui reaktorite ülesseadmine süsteemis. Stimuleerimaks tarbijaettevõtteid üles seadma reaktiivvõimsuse kompenseerimisseadmeid, tuleb rakendada adekvaatset reaktiivvõimsuse ja -energia tariifisüsteemi.

Elektrivõrgu summaarne induktiivse reaktiivvõimsuse kadu  $\Delta Q_{PV}$  on määratud reaktiivkadudega liinide induktiivtakistustes  $\Delta Q_L$  ja trafodes  $\Delta Q_T$ :

$$\Delta Q_{PV} = \Delta Q_L + \Delta Q_T \quad (1.13)$$

Kuna liinide mahtuvuses genereeritav reaktiivvõimsus on võrdeline pingega ruuduga, on tema osatähtsus kõrgema nimipingega võrkudes suhteliselt suurem. Võrgus nimipingega 110 kV on keskmiselt  $\Delta Q_L \approx Q_C$ . Teoreetiliselt vastab see olukorrale, kus liinides edastatakse naturaalsel võimsusele lähedast koormust (110 kV õhuliinide puhul  $P_{nat} \approx 30$  MW). Suured reaktiivvõimsuskadod elektrivõrgus on põhjustatud peaaesjalikult trafodest. Normaalselt koormatud võrkudes hinnatakse vahel reaktiivvõimsuskadu alajaama trafode summaarse nimivõimsuse  $S_N$  järgi väga ligikaudse valemiga

$$\Delta Q_T \approx 0,1 S_N \quad (1.14)$$

ning  $m$  järjestikuse transformatsiooniga võrgus saadakse siis summaarsed reaktiivvõimsuskadod trafodes

$$\Delta Q_T \approx 0,1 m S_N \quad (1.15)$$

Sellest selgub ka, miks on otstarbekas püüda elektrivõrkudes ajalooliselt väljakujunenud suurt nimipingete hulka vähendada ja miks pole märkimisväärse reaktiivvõimsuse edastamine ühe nimipingega võrgust (läbi trafode) teise tavaliselt reaktiivvõimsuse suhteliselt suurte kadude tõttu otstarbekas. Laialdaselt tuleb seetõttu kasutada reaktiivvõimsuse kohalikku genereerimist ehk reaktiivvõimsuse kompenseerimist.

Eelnenust tuleneb vajadus elektrivõrkude arengu ja talitluse plaanimisel jälgida reaktiivvõimsuste bilansi maksimaal- ja minimaalkoormusel. Talitluskindluse ja pingekvaliteedi tagamiseks tuleb reaktiivvõimsuste bilansi arvestada ka suhteliselt lühiajaliste remondi- ja avarijärgsete talitluste tingimustes.

Kuna reaktiivvõimsuse oluline edastamine ühelt pingestmelt teisele pole otstarbekas, tuleb vaadelda reaktiivvõimsuse bilansi mitte ainult elektrisüsteemis tervikuna vaid ka võrgupiirkondade või pingestmete kaupa eraldi.

Kui aktiivvõimsuse tasakaal on suuresti seotud süsteemi sagedusega, siis reaktiivvõimsuse tasakaal on seotud põhiliselt pingega. Pinge reguleerimiseks on lisaks pinge reguleerimisseadmetele vaja reaktiivvõimsuse reservi. Reaktiivvõimsuse tasakaal süsteemis on küll tegelikult alati täidetud, kuid selleks, et see tasakaal ei realiseeruks tarbijate arvelt läbi lubamatult madala pingeniivo ja koormuse staatiliste karakteristikute, peab olema kindlustatud piisav reaktiivvõimsuse genereerimise reserv.

Reaktiivvõimsuse tasakaalu kindlustamine elektri normaalse kvaliteedi juures seisneb seega tasakaaluvõrrandi kõigi liikmete hindamises ja optimeerimises, vähemalt maksimaal- ja minimaalkoormuse tingimustel. Plaanimisel tuleb:

- prognoosida reaktiivvõimsuse tarbimist  $Q_{JV}$
- hinnata süsteemidevahelisi reaktiivvõimsusvoogusid  $Q_V$
- arvestades liinides genereeritavat reaktiivvõimsust  $Q_C$  ja võrgu reaktiivvõimsuskadusid  $\Delta Q_{PV}$ , hinnates vajalikke investeeringuid, energiakadude maksumust, käidu ning töökindlusega seotud kulusid ning arvestades veel mitmesuguseid kitsendusi, leida reaktiivvõimsuse genereerimise optimaalne vahekord elektrijaamade ja kompenseerimisseadmete vahel ning kompenseerimisseadmete optimaalne paigutus võrgus.

Tegemist on keeruka ülesandega, mille korrektne lahendamine pole praktikas reaalne. Suurel määral tuleb paratamatult kasutada intuiitviseid meetodeid ja arvestada olemasolevaid kogemusi ning üldplaanis on oluline leida tasakaal ja piisav reaktiivvõimsuse varu erinevatel stsenaariumitel.

Kui eeldada liinide talitluspinge lähedaseks või võrdseks nimipingega, võib lugeda plaanimisülesande puhul liinides genereeritava reaktiivvõimsuse praktiliselt konstantseks ehk sõltumatuks liinis edastatavast võimsusest. Inseneride otsustada jääb, lähtudes majanduslikest kaalutlustest, kus ja kui suurel määral rakendada fikseeritud suurusega, ümberlülitatavaid või pidevalt ja kiiresti reguleeritavaid kondensaatoreid (või reaktoreid) ning kui palju toota reaktiivvõimsust sünkroongeneraatoritega. Reaktiivvõimsuse kompenseerimine on seda efektiivsem, mida suurem on võrgu koormatus ja kaoenergia hind.

## **1.2 Pinge reguleerimine**

Pinge elektrivõrgus on lokaalse iseloomuga, erinevalt sagedusest, mis püsitalitluses on kogu elektrisüsteemis sama. Pinge tase võrgu sõlmedes sõltub kohalikust reaktiivvõimsuse

genereerimise ja tarbimise vahekorras. Reaktiivvõimsuse genereerimine elektrijaamades ja ülekandmine suuremale kaugusele ei ole kadude tõttu majanduslikult otstarbekas. Ka nõuaks see pinge kõrget taset elektrijaama lähedal. Seevastu generaatorite ergutuse ja ühtlasi reaktiivvõimsuse kiiretoimeline reguleerimine on olulise tähtsusega elektrisüsteemi stabiilsuse säilitamise seisukohalt.

Pinge jaotusvõrgus peaks tarbijate optimaalse töö tagamiseks olema võimalikult lähedane nimipingele (täpsemalt, lepingulisele toitepingele). Põhivõrgus, elektri ülekandel, tähendab kõrgem pinge madalamat voolu ja seega ka väiksemaid kadusid. Muidugi ei tohi pinge tase ületada seadmekohaseid piirväärtusi. Kõrgem pinge tase soodustab ka elektrisüsteemi stabiilsuse säilitamist, kuigi siin on olulisem pingeregulaatorite toimekiirus.

Pinge reguleerimise põhilisteks vahenditeks on generaatorid, sünkroon- ja staatilised kompensaatorid, kondensaatorpatareid, reaktorid, trafode astmelülid. Reguleerimissüsteemid haaravad üksikuid generaatoreid, elektrijaamu, regioone ja elektrivõrgu sõlmi. Reguleerimissüsteemid on hierarhilised, haarates primaarset, sekundaarset ja tertsaarset taset. Lisandub veel prognoositase. Esimesed kaks taset toimivad reaajas ja on enamasti automaatsed. Kolmas tase võib olla ka manuaalne. Prognoositasemel otsest reguleerimist ei toimu ja eesmärgiks on arvutuste ja analüüside läbiviimine määratlemaks erinevate reguleerimisastmete sätteid ja põhimõtteid erinevate stsenaariumite korral.

Reaktiivvõimsuse ja pinge reguleerimise efektiivsus saavutatakse genereerivate seadmete ja regulaatorite koordineerimise teel. Vajalik on hierarhiline reguleerimissüsteem, mis haarab kohalikku, regionaalset ja tsentraalset taset. Tulemuseks on pinge koordineeritud reguleerimissüsteem (*coordinated voltage regulation, CVR*), mis seisneb primaarreguleerimise (*primary voltage regulation, PVR*) kõrval veel sekundaarses (*secondary voltage regulation, SVR*) ja tertsaarses (*tertiary voltage regulation, TVR*) reguleerimises. Mainitud kolm pinge reguleerimise taset on põhimõtteliselt sõltumatud nii ajas, kui ruumis. See on muuhulgas vajalik selleks, et süsteem ei kujuneks liialt keerukaks, mis võib põhjustada reguleerimise mittestabiilsust.

Pinge reguleerimise eesmärgid on:

- Pinge kvaliteet. Pinge tase peab vastama plaanitud graafikule, kokkulepetele elektritarnijatega ja tehniliste piirangutega.
- Elektrisüsteemi töökindlus
  - genereerimise või ülekande rike ei tohi ohustada võrku

- pinge väärtused peavad olema tehniliselt lubatud piirides (ülepinged, omatarbe toitepinge miinimum)
- pinge reguleerimise kohustus peab olema jaotatud seadmete vahel ülekoormuste vältimiseks
- pinge reguleerimine peab tõstma talitluse stabiilsust.
- Talitluse ökonoomsus. Elektri tootmise kulutused tuleb minimeerida arvestades kadusid (staatiline ülesanne) ja töökindlust (dünaamiline ülesanne).

Pinge reguleerimine on niisiis dünaamilise optimeerimise probleem väga erinevas ajaskaalas, alates sadadest millisekunditest talitluse järskude muutuste korral kuni mõne tunnini generaatorite käivitamise või väljalülitamise otsustamisel. Pinge reguleerimine eeldab hoolikat plaanimist nii ööpäevases, nädalases kui kuulises ulatuses. Vaja on leida seadmete parim koosseis ja moodustada pingegraafikud.

FACTS-seadmete (põhiliselt *SVC* ja *STATCOM*) rakendamine on viimastel aastatel suurenenud, kuigi need on kallid. Need seadmed on aga hädavajalikud talitluse dünaamika juhtimisel, suurendades nii nurga- kui pingestabiilsust.

Mõned pinge koordineeritud reguleerimise (*coordinated voltage regulation, CVR*) süsteemid on erinevates maades käigus. Pinge hierarhiline reguleerimine on muutunud atraktiivseks eriti elektrisüsteemi restruktureerimise ja elektrituru dereguleerimise tõttu, mis asetavad suuremad nõudmised elektri edastamisele. Põhjusteks on

- elektri tootmise ja tarbimise vahekauguse suurenemine
- uute ülekandesüsteemide rajamise siirdamine
- süsteemi keerukuse kasvamine
- võimsamate genereerimisseadmete rajamine.

Vastavalt sellele tõuseb ka pinge koordineeritud automaatreguleerimise vajadus. Ohuks on ka seniste pingeregulaatorite omavaheline mittestabiilsus.

### 1.2.1 Pinge primaarreguleerimine

Pinge primaarreguleerimine seisneb

- generaatorite pinge hoidmine seadeväärtuse lähedal ergutuse reguleerimise teel
- muude seadmete reaktiivvõimsuse reguleerimine (*dispatching*)
- kondensaatorpatareide ja reaktorite mehaanilised lülitused
- staatiliste reaktiivvõimsuste kompensaatorite reguleerimine.

Võimalik on nii automaat- kui käsitsi reguleerimine. Käsitsi reguleerimine seisneb selles, et

- jälgitakse genereerivate seadmete prognoositud reaktiivvõimsust
- plaanitakse (koostatakse graafik) elektriyaamade pinged
- lülitatakse kondensaatorpatareisid ja reaktoreid
- muudetakse trafode astmelülite (*LTC*) ja *FACTS*-seadmete sätteid

Primaarreguleerimine toimub enamasti automaatselt tuginedes lokaalsetele mõõtmistele. Ajaskaala algab 100 ms ja ulatub mõne sekundini. Primaartasemel toimivad:

- pingeregulaatoritega (*AVR*) varustatud generaatorid ja sünkroonkompensaatorid
- staatilised reaktiivvõimsuse kompensaatorid
- mehaaniliselt lülitatavad kondensaatorpatareid ja reaktorid
- trafode automaatsed astmelülitid
- automaatsed võrgutopoloogia lülitused.

Primaarregulaatorid on lisaks pingele kvaliteedile suunatud süsteemi staatilise stabiilsuse ja ülekandevõime tõstmisele.

Primaarreguleerimine reguleerib pinget statistiga

$$U = U_S - X_Q I_Q \quad (1.16)$$

kus  $U$  – generaatori pingele

$U_S$  – *AVR* sättepinge

$X_Q$  – statism

$I_Q$  – generaatori reaktiivvool.

Generaatori pingele ja vool on siin mõõdetuna kõrgepingepoolel. Väiksem statism sunnib generaatorit toimima jõulisemalt ja hoiab pinget vähem muutuvana. Ühtlasi peavad teised generaatorid reageerima häiringutele vähem. Statism võib olla näiteks 10% reaktiivvõimsuse nimiväärtuse suhtes. See tähendab, et pingele langemisel 10% võrra generaatori reaktiivvõimsus tõuseb nullist nimisuuruseni. Statismi sobitamise erinevate generaatorite (elektriyaamade) vahel võib mõningates elektrivõrkudes saavutada pingele püsümise vajalikes piirides ka täiendavat (sekundaar)reguleerimist rakendamata.

Pingele primaarreguleerimine toimib detsentraliseeritult, sest sadade ja tuhandete regulaatorite toimimise kooskõlastamine on lootusetult keerukas.

### 1.2.2 Pinge sekundaarreguleerimine

Pinge sekundaarreguleerimine (*SVR*) on pinge kvaliteedi tõstmise kõrval vajalik töökindluse ja talitluse paindlikkuse (*flexibility of operation*) tõstmiseks. Sekundaarreguleerimine lähtub süsteemi jaotamisest teoreetiliselt sõltumatuteks regioonideks (*voltage control area*), mille pinget võib muuta üksteisest sõltumatult. Sekundaarreguleerimine seisneb teatud reaktiivvõimsust genereerivate seadmete automaatses juhtimises selleks, et reguleerida pinget teatud kontrollsõlmedes (*pilot node, primary control reference point*), mis mõjutab kogu regiooni pinge taset. Erinevalt sageduse ja aktiivvõimsuse reguleerimisest, on pinge reguleerimine lokaalse iseloomuga. Reaktiivvõimsuse juhtimise toimingud, nagu generaatorite ergutuse muutmine, kondensaatorpatareide lülitused jm, avaldavad mõju vaid teatud ulatuses. See võimaldab ühendsüsteemis määrata mitmeid pingereguleerimise piirkondi. Sekundaarreguleerimine peab vähendama ka primaarregulaatorite ebasoovitavat vastastikust toimet. Tugevalt ühendatud piirkondade korral võivad reguleerimistoimingud siiski osutada vastastikku ebasoodsateks.

Sekundaarreguleerimine sätib primaarreguleerimist kontrollsõlmedes. Vajaduse korral lülitab sisse või välja reaktiivvõimsuse allikaid, blokeerib trafode astmelüliteid ja lülitab välja koormusi. Sekundaarreguleerimine peaks toimima ka peale üksikuid talitluse häiringuid. Automaatreguleerimise korral ei tohi sekundaarregulaatorite reageerimisaeg olla alla minuti ning tertsiaarregulaatorite olemasolul ületada mõnda minutit.

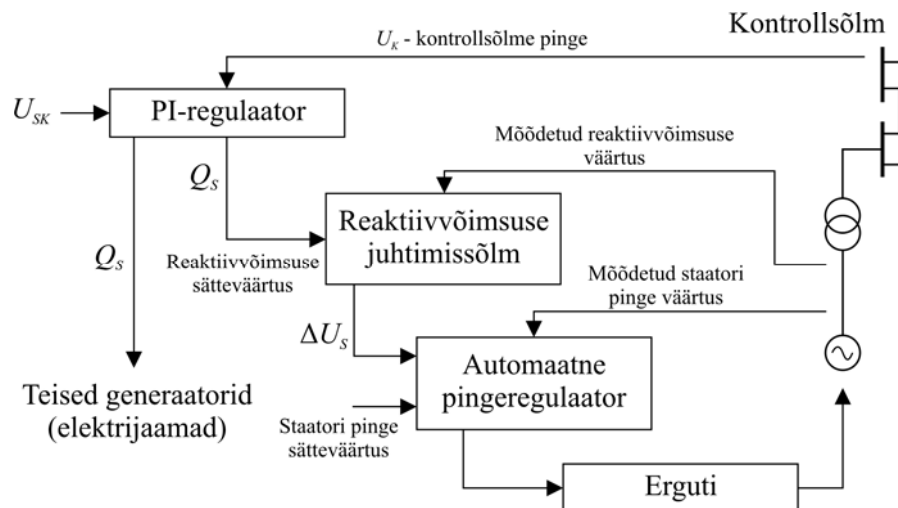
Pinge sekundaarregulaatori toimeskeem on joonisel 1.5. Kontrollsõlme pinge  $U_K$  ja sättepinge  $U_{SK}$  alusel leitakse proportsionaal-integraalse (PI) kriteeriumi järgi reaktiivvõimsuse sätteväärtus  $Q_S$ , mis edastatakse reguleerimispiirkonda kuuluvatele pinge primaarregulaatoritele

$$Q_S = \alpha \int_0^t \frac{U_{SK} - U_K}{U_N} + \beta \frac{U_{SK} - U_K}{U_N} \quad (1.17)$$

kus  $\alpha$  ja  $\beta$  – tegurid

$U_N$  – nimipinge.

Primaarregulaatoris tuletatakse generaatori pinge sätteväärtuse  $U_S$  vajalik juurdekasv  $\Delta U_S$ , mis on ergutuse regulaatori sisendsuuruseks. Reaktiivvõimsuse sätteväärtused, mis arvutatakse sekundaarregulaatori poolt, edastatakse piirkonna kõigile primaarregulaatoritele. Kohalikud pinge sätteväärtuse muutmisel arvestatakse generaatorite reaktiivvõimsuse piirangutega.



Joonis 1.5. Pinge sekundaarregulaatori toimeskeem.

Reaktiivvõimsuse suure tarbe korral võib automaatselt juhtida ka kõrgepingevõrku lülitatud kondensaatorpatareisid. Seda on otstarbekas teha pinge tsentraalse, sekundaarreguleerimisega seonduvalt. Lokaalne juhtimine võib viia kondensaatorpatareide ebaefektiivsele kasutusele ning põhjustada vastuolulist talitlemist.

Pinge sekundaarreguleerimisel võib tekkida probleeme, mis on seotud elektrivõrgu struktuuri muutustega, seadmete vananemisega, reguleerimisparameetrite konstantsusega jm. Ka ei võimalda reguleerimissüsteem piisavalt operatiivset jälgimist ja juhtimist. Pinge sekundaarreguleerimist saab parandada, kui sisse seada seadmete koordineeritud toimimine (*coordinated secondary voltage regulation, CSV*R). Koordineerimisele allutatakse kontrollõlmede sättepinged. Eesmärgiks on vältida ebasoovitavaid reaktiivvõimsusvoogusid, stabiliseerida pingeid võrgus ja kindlustada vajalik reaktiivvõimsuse reserv. Koordineerimine parandab ka pingereguleerimise dünaamikat ning kindlustab pingestabiilsust.

### 1.2.3 Pinge tertsaarreguleerimine

Pinge reguleerimise kõrgemal tasemel, tertsaarreguleerimisel (*TVR*), optimeeritakse pinget riiklikus ulatuses talitluse ökonoomsuse tõstmise eesmärgil. Muudetakse kontrollõlmede pingsätteid. Seni toimub tertsaarreguleerimine enamasti käsitsi, operatiivpersonaliga. Automatiseerimise korral on reageerimisaeg (*time response*) 5...15 minutit.

Tertsaarreguleerimine (*TVR*) on suunatud talitluse ökonoomsuse ja töökindluse tõstmisele kõrgemal organisatsioonilisel tasemel (elektriettevõtte, elektripuul, riik). Tegemist on suhteliselt aeglase reguleerimisega. *TVR* toimib sekundaarreguleerimise sätete muutmise kaudu ja tugineb

reaalajamõõtmistele. Erandkorras võib tertsiaarreguleerimine olla otseselt seotud primaarreguleerimisega (sekundaarreguleerimine puudub). Tertsiaarreguleerimise toimeaja määrab käsitsi reguleerimise korral dispetšeri reageerimiskiirus, automaatreguleerimise korral aeg, mis on vajalik uute pingesätete arvutamiseks. Tertsiaarreguleerimise reageerimisaeg ei tohi olla alla 5 minuti selleks, et anda võimalus sekundaarreguleerimisele õigesti toimida. teisalt ei tohi reageerimisaeg olla liiga suur, et mitte lasta süsteemi talitlusel siirduda ebatöökindlasse piirkonda.

Tertsiaalreguleerimine tugineb estimateerimistulemuste alusel optimeeritud talitlusel. Muudetakse sekundaarreguleerimise ja trafode astmelülite sätteid, lülitatakse põik-kondensaatoreid jm.

Pinge plaanamise (*voltage forecast study*) eesmärgiks on välja uurida optimaalsed pinge reguleerimise ja reaktiivvõimsuse genereerimise võimalused. Plaanimine toimub erineva ennetusajaga – päev, nädal, kuu. Plaanimise tulemusteks on regulaatorite optimaalsed sätteid, aga ka näiteks mitteautomaatselt muudetavad trafode ülekandetegurid. Talitluse töökindluse tagab reguleerimisvaru kõikide prognoositavate stsenaariumite jaoks. Pingegraafikud koostatakse, arvestades nii talitluse ökonoomsust kui töökindlust. Need nõuded on sageli vastuolulised. Vajalik on reaktiivvõimsuse reserv, mis toimib võimalike "normaalsete" häiringute korral. Pinge plaanimine arvestab olukorda tunduvalt pikema aja peale ette võrreldes pinge reguleerimisega, mis sisuliselt on sidusjuhtimine.

#### **1.2.4 Pingereguleerimise teostus**

Pingereguleerimise praktiline teostus elektrisüsteemides võib olla küllaltki erinev. Kasutusel on erinevad seadmed ning automatiseerimise aste. Küllaltki sageli toimub reguleerimine veel SCADA põhimõttel, kus operatiivpersonal muudab telemõõtmiste põhjal regulaatorite sättesuursi või otseselt pinge väärtusi. Elektri tootmise, ülekande ja jaotamise restruktureerimine muudab küll pingereguleerimise korraldust (standardid, poliitika, juhendid), kuid mõjutab vähe reguleerimise tehnilisi põhimõtteid.

Pinge reguleerimine on tihedalt seotud elektrisüsteemi stabiilsusega. Viimasel ajal rakendatakse stabiilsuse kontrollimiseks faasimõõtmistel põhinevaid laimõõtesüsteeme (*WAMS*), mis hoiatavad operatiivpersonali võimalikest ohtudest. Arendamisel on laikontrollisüsteemid (*WACS*), mis teevad stabiilsuse säilitamiseks vajalikud toimingud (sättesuuruste muutmine, reaktiivvõimsuse allikate lülitused, koormuste avariiline väljalülitamine jm) automaatselt.



### **1.3 Reaktiivvõimsuse optimaalne kompenseerimine**

Reaktiivvõimsuse kompenseerimine on seotud kuludega. Teisalt annab reaktiivvõimsuse tasakaalu loomine majanduslikku efekti. Põhjalikuma analüüsi huvides võib osutada otstarbekaks reaktiivkoormuste prognoosid koostada mitme stsenaariumi jaoks, eeldades erinevat kompenseerimise määra tarbijate juures ja jaotusvõrkudes. Üldiselt on reaktiivvõimsuste tasakaalu kujutamiseks palju erinevaid vorme ja võimalusi. On väga oluline projekteerida ja käitada elektrisüsteeme mitte ainult suurima efektiivsusega vaid ka suurima talitlus- ja töökindlusega.

#### **1.3.1 Reaktiivvõimsuse kompenseerimise probleemid**

Reaktiivvõimsuse kompenseerimisseadmete valiku ja paigutuse ülesande lahendamiseks on vaja hinnata ülekandevõrgust tarbitavaid reaktiivkoormusi mitte ainult käesoleval ajal vaid teatava perspektiiviga, nn arvutusaastaks, mis vastab valitud plaanimisperiodile. Kuna reaktiivvõimsuse kompenseerimisseadmete plaanimisperiodi pikkus võiks olla märksa väiksem võrgu kui terviku planeerimisperiodist, siis on vajalik reaktiivvõimsuste prognoosimine ennetusajaga ca 4...6 aastat.

Reaktiivkoormuste lühiajaliseks prognoosimiseks talitluse juhtimise otstarbel on põhimõtteliselt kasutatavad aktiivkoormuste prognoosimisega analoogilised meetodid – mitmesugused lühiperioodi statistikal põhinevad koormusmudelid ja filtrid. Samas reaktiivkoormuste perspektiivprognoosimiseks otsesed, aktiivkoormuste prognoosimismeetoditele sarnanevad meetodid praktiliselt puuduvad. Seda eelkõige järgmistel põhjustel:

- reaktiivenergia tarbimine klientide poolt sõltub suurel määral nende poolt rakendatavate kompenseerimismeetmete määrast ja kompenseerimisseadmete reguleerimisrežiimist, mis omakorda on suuresti sõltuvad reaktiivenergia tariifidest
- põhivõrgu sõlmede reaktiivkoormused sõltuvad suurel määral jaotusvõrgus rakendatavatest kompenseerimismeetmetest
- praktiliselt puudub piisav statistika tarbijate reaktiivenergia tarbimise kohta
- reaktiivenergia tarbimise seos makromajanduslike näitajatega üldiselt kas puudub või on suhteliselt nõrk
- üldiselt puuduvad andmed elektritarvitite reaktiivenergia tarbimise erinäitajate kohta.

Seetõttu on üldtunnustatud lähenemiseks reaktiivkoormuste pika perioodi prognoosimine aktiivkoormuste prognooside alusel, sidudes reaktiivkoormuse prognoosi  $Q_n$   $n$ -ndaks aastaks aktiivkoormuse prognoosiga  $\tan \varphi$  kaudu:

$$Q_n = P_n \cdot \tan \varphi \quad (1.18)$$

Probleemiks on reaktiiv- ja aktiivkoormuse suhte  $\tan \varphi$  määramine arvutusaastaks. Põhimõtteliselt tuleks perspektiivis eeldada reaktiivvõimsuse kompenseerimise taseme tõusu nii jaotusvõrgus kui tarbijate poolt ja vastavalt sellele ka etteantava  $\tan \varphi$  vähenemist. Samas tuleb arvestada, et  $\tan \varphi$  väärtuste märgatavam muudatus toimub olulise viitega – eelnema peab reaktiivvõimsuse ja -energia tariifide muutus.

Otstarbekas on  $\tan \varphi$  prognoosimine tarbijagruppide kaupa. Näiteks jaotakse tarbijad kodu-, tööstus- ja kommertstarbijaiks. Võimalikud on muud variandid.

Erinevalt elektrivõrgu arengu plaanimise ülesandest, kus põhilist huvi pakuvad tippkoormuse prognoosid, on reaktiivvõimsuste kompenseerimise ülesande lahendamisel olulise tähtsusega ka minimaalkoormusrežiim ja seega ka minimaalkoormuste prognoosid.

Vajadusel prognoosida reaktiivenergia tarbimist arvutusaastal võib seda teha, lähtudes reaktiivvõimsuse tippkoormuse kasutusaja  $T_{Qm}$  käesoleva aja väärtusest. Kui puudub piisav informatsioon viimase määramiseks, võib kasutada valemit

$$T_{Qm} = \sqrt{8760 T_m} \quad (1.19)$$

kus  $T_m$  – aktiivvõimsuse tippkoormuse kasutusaeg.

Täpsema tulemuse saamiseks tuleks leida tarbimised eraldi erinevatele tarbijagruppidele ja tulemused liita. Piisavate andmete puudumisel võib kasutada teatmekirjanduses erinevate tarbijagruppide jaoks toodud tippkoormuse kasutusaegade (või koormustegurite) väärtusi.

Elektrivõrgu arengu plaanisel lahendatakse esmalt võrgu tugevdamise (liinid, trafod jm) küsimused arvestamata reaktiivvõimsuse kompenseerimise vajadust. Seejärel, hakatakse lahendada reaktiivvõimsuse kompenseerimise ülesannet, eeldades, et ei esine aktiivvõimsuse kitsenduste olulisi rikkumisi. Praktikas ongi reaktiivvõimsuse kompenseerimine elektrivõrgus reaalselt aeg-ajalt päevakorda kerkiv ja lahendamist vajav ülesanne, kusjuures lähtutakse olemasolevast võrgust.

Reaktiivvõimsuse allikate optimaalse valiku eesmärgiks on leida miinimumkuludega laienemise plaan, mis kindlustab tõhusa talitluse nii normaal- kui häiringute olukorras.

Võimalik on kahenivooline hierarhiline lähenemine, mille kohaselt on ülesanne koosneb kahest osast:

- investeringute alaülesanne – otsustatakse uute reaktiivvõimsuse allikate paiknemine ja suurused, kusjuures plaanimisperiodiks on mõni kuu kuni mõni aasta
- talitluse plaanimise alaülesanne – otsustatakse, kuidas neid allikaid kasutada talitluse optimeerimiseks.
- Talitluse plaanimise alaülesanne jaotatakse omakorda kaheks:
- Süsteemi talitluse planeerimine – käsitleb olemasolevate reaktiivvõimsuse allikate paremat kasutamist. Plaanimisperiod – mõni päev kuni aasta.
- Reaktiivvõimsuste operatiivjuhtimine ja reguleerimine – määratleb seadmete tegeliku talitluse. Juhtimiseks vajaliku analüüsi ennetusaeg on mõnest sekundist mõne tunnini.

Ka reaktiivvõimsuse allikate plaanimisülesannet võib vaadelda koosnevana kahest alaülesandest:

- reaktiivvõimsuse allikate tüübi valik
- reaktiivvõimsuse allikate paigutuse ja suuruse valik.

Plaanimisülesannete lahendamisel on neli teatud määral vastuolulist kriteeriumi: töökindluse, kvaliteedi, majanduslik ja loodushoiu kriteerium. Siia võib lisanduda veel teisigi, nagu näiteks sotsiaalsed kriteeriumid, rahavoogude defitsiidi minimeerimine, ohutuse nõuded jm. Üldtunnustatud on majanduslik kriteerium, mille kaudu võib arvesse võtta ka muid nõudmisi, eelkõige töökindluse tingimusi. Elektrivõrguettevõtete arengu planeerimise praktikas on kasutusel lihtsam vähimkulu kriteerium:

$$C = C_K + C_T + C_V \rightarrow \min$$

kus

$C$  – summaarsed kulud kompenseerimiseks

$C_K$  – summaarsed investeerimiskulud vaadeldaval planeerimisperiodil

$C_T$  – kompenseerimisest tulenevad summaarsed käidukulud

$C_V$  – varustuskindlusega seotud kulud kompenseerimise tulemusel.

Majandusliku kriteeriumi kõrval tuleb arvestada kitsenduste ja piirangutega, st võrk ja talitus peavad vastama tehnilistele nõuetele. Kitsendusi tuleb silmas pidada:

- pinge kvaliteediga seotud kitsendused
- stabiilsuse piirangud

- töökindlusealased kitsendused
- keskkonna ja maakasutusega seotud kitsendused
- muud kitsendused.

Kuna reaktiivvõimsuse kompenseerimine on lahutamatu seotud pingele kvaliteediga, on pingele piirangute arvestamine siin üks olulisemaid nõudeid. Piirangute kontroll toimub võrgu võrreldavate variantide püsiseisundite arvutuste alusel iseloomulikes püsitalitlustes (maksimaal- ja minimaal koormuse režiimid, remont- ja avariijärgsed režiimid).

Reaktiivvõimsuse kompenseerimise üheks teguriks on tariifisüsteem. Tariifisüsteemi põhieesmärgiks luua tingimused, mis maksimeerivad kogu ühiskonna poolt elektri tarbimisest saadavat netotulu. Maksimeerimise põhireeglina on, et hind peaks olema võrdne marginaalkuluga, mis on kulu täiendava elektritarbimise katmiseks süsteemi tootmisvõimsuse ja edastusvõimsuse juures. Tariifid peavad looma tasakaalu reaktiivenergia tootmise ja tarbimise vahel, kindlustama hinna, mis ühelt poolt kataks süsteemipoolsed reaktiivenergia tootmise ja edastusega seotud kulud ning teiselt poolt ergutaks tarbijaid reaktiivvõimsust kompenseerima, aidates samal ajal kaasa pingele kvaliteedi säilitamisele ning tõstmisele.

Tariif peaks üldjuhul sisaldama nii reaktiivvõimsuse kui -energia komponenti. Puhas võimsustasu ei anna kliendile signaali tootmiskulude muutumisest, ei stimuleeri teda võimsustegurit reguleerima, samuti ei signaliseeri ülekompenseerimise negatiivsest mõjust pingele kvaliteedile. Puhas energiatasu aga ei informeeeri klienti kitsaskohtadest tootmisvõimsuse ja edastusvõime osas. Lisaks neile kahele peaks reaktiivenergia tariif sisaldama veel ülekompenseerimistasu. Nimelt ilmneb kompenseerimise efekt eelkõige elektrisüsteemi suurtel koormustel. Miinimumkoormustel võib aga ülekompenseerimine nõuda süsteemilt lisakulutusi pingele kvaliteedi tagamiseks.

### 1.3.2 Reaktiivvõimsuse kompenseerimisega seotud kulud

Üheks võimalikuks lähenemiseks on ühtlustatud või keskmiste aastakulude (annuiteetide) meetodi rakendus, mille puhul leitakse variantide ühtlustatud (üle hindamisperioodi  $n$  keskendatud) aastased kulud  $C_a$ , korrutades kogukulude nüüdisväärtuse  $C$  aastamakseteguriga ehk kapitali taastumisteguriga (*capital recovery factor*)  $\alpha$ . Viimane jaotab summaarsed kulud ühtlaselt üle planeerimisperioodi:

$$C_a = \alpha C = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} C \quad (1.20)$$

Seejuures eeldatakse ühtlast diskontomäära (intressimäära)  $i$  üle hindamisperioodi. Variantide võrdlemisel tuleb parimaks lugeda vähimate aastakuludega variant.

Aastased jooksevkulud ehk tegevuskulud  $C_j$  koosnevad käidu- ja hooldekuludest  $C_H$  ning energiakadude maksumusest  $C_W$

$$C_j = C_H + C_W \quad (1.21)$$

Tavaliselt jäetakse, eriti kondensaatorpatareide puhul, energiakaod kompenseerimisseadmes nende suhtelise väiksuse tõttu arvestamata. Käidu- ja hooldekulud võidakse võtta mingi sihtosana kapitalikuludest,  $C_H = c_H C_K$ .

Kompenseerimisseadme paigaldamisest saadav kasu (energiakadude maksumuse vähenemise arvelt) ei tohi olla väiksem sellega seotud kuludest. Olgu seejuures juhitud tähelepanu, et kompenseerimisseadme paigaldamisest saadavale kasule lisandub töökindluse suurenemise ja pingekvaliteedi paranemise efekt.

Veidi teistsuguse tõlgenduse saab reaktiivvõimsuse kompenseerimisega seotud kulude selgitamisele, määramisele ja efektiivsuse hindamisele, kasutades marginaalkulumeetodit. Seda on sobiv ja ilmikas kasutada näiteks põhivõrgust jaotusvõrku antava võimsuse  $\tan \varphi$  probleemi käsitlemisel. Marginaalkulude all mõeldakse siin reaktiivvõimsuse tootmisest ja ülekandest tingitud kadude suhtelise maksumuse muutust tarbijaile (või jaotusvõrku) antava reaktiivvõimsuse muutumisel. Kuna aktiivvõimsuskadud on võrdelised edastatava reaktiivvõimsuse ruuduga, suurenevad  $\tan \varphi$  suurenemisega ka marginaalkulud. Marginaalkulude uurimise eesmärgiks on optimaalse kompenseerimismäära leidmine ülekande- ja jaotusvõrgus.

Reaktiivvõimsuse tootmiskulud generaatoris avalduvad täiendavate aktiivvõimsuskadude kaudu, mis sõltuvad generaatorite täiendavast reaktiivkoormusest. Võimsuskadusid aga määratakse reaktiivvõimsuse kompenseerimise plaanidel tavaliselt võrgu mudelile vastava püsitalitluse arvutamise teel.

Ülekandevõrgu kondensaatorid on vajalikud peamiselt võrgu pingehoidmiseks vajalikes piirides, kasutades selleks reaktiivvõimsuse tootmise ja tarbimise reguleerimist. Eriti oluline on see häiringute puhul, mil võrgu elementide koormus võib olla oluliselt kasvanud, ja reaktiivvõimsuskadud on teatavasti koormuse ruutfunktsioon. Kondensaatorpatareide hooldekulud moodustavad investeeringutest ca 1...2%.

Kondensaatorpatarei ülesseadmise seotud investeeringud koosnevad kondensaatorpatarei maksumusest, lahtri lülitite, mõteseadmete, latistuse ja tugikonstruktsioonide maksumusest ning maa ja muudest maksumusest. Kuna kondensaatorpatarei võimsusest mittesõltuv osa investeeringutes on küllalt suur, tulevad kulutused väiksemate patareide puhul suhteliselt suured, mistõttu tasub üles panna esmajärjekorras suuremaid kondensaatorpatareisid suurematesse alajaamadesse.

Jaotusvõrgus alajaamadesse ülesseatavate kompensaatorite peaülesanne on reaktiivvõimsuse tariifist tulenevate kulude vähendamine. Kaugemate kompensaatorite eesmärgiks on võimsus- ja pingekadude vähendamine ja pingelukorra parendamine. Jaotusvõrgu kondensaatorpatareid varustatakse sõltuvalt lülitamistihedusest võimsus- või lahkülitiga. Võimsuslülitit kasutatakse suuremate kondensaatorpatareide puhul kui lülitamised toimuvad iga päev. Sesonse lülitamise puhul kasutatakse kaugematel kompensaatoritel tavaliselt lahküliteid. Sagedasema lülitamisvajaduse ja väiksemate koormuste puhul saab kasutada ka koormuslahküliteid.

Põhilised kompenseerimisseadmed – kõrgepingekondensaatorid – koosnevad rööbiti ja jadamisi ühendatud mahtuvuselementidest. Elemendid on varustatud sularitega ja kogu patareil on tühjendustakisti. Siiski on aktiivvõimsuskadod kondensaatorites tühised ja neid pole mõtet arvestada.

### **1.3.3 Kompenseerimisseadmete valik ja paigutus**

Kompenseerimisseadmete optimaalse paigutuse ülesanne peaks võimaldama määrata nende summaarse võimsuse ja ka jagunemise võimalike paigalduskohtade vahel kogu elektrisüsteemis.

Eesti oludes peaks reaktiivvõimsuse kompenseerimise plaanimisel kujutama ette ülesande jagunemist vähemalt kolmeks hierarhianivooks: ühendsüsteemi, põhivõrgu ja jaotusvõrgu nivooks. Vastavalt sellele tuleb ka reaktiivvõimsuse kompenseerimise huvisid püüda mõistlikult lahutada ja samas koordineerida. Suurel määral eraldi toimub ka vastavate võrgunivoode juhtimine, arenguplaanide ja projektide koostamine, sealhulgas reaktiivvõimsuse kompenseerimisega seotud küsimuste lahendamine. Samal ajal peavad reaktiivvõimsuste bilansid ühendsüsteemi kuuluvete süsteemide vahel ning põhi ja jaotusvõrgu piiril olema arukalt koordineeritud. Kui vaadelda lähemalt põhivõrgu nivood, võib tekkida vajadus rääkida omakorda eraldi süsteemivõrgu (330 kV) ja ülekandevõrgu (110 kV) nivoodest.

Üldtuntud on seisukoht, et reaktiivvõimsuse edastamine ühendatud elektrisüsteemide vahelistes liinides on ebaökoonoomne ja seda tuleks igati püüda vältida või minimeerida.

Reaktiivvõimsuse allikate vajaduse üle otsustamisel ja tüübi valikul tuleb kõigepealt analüüsida süsteemi reaktiivvõimsuste bilansiga seotud töökindluse ja pinge kvaliteedi näitajaid. Probleemide olemasolul tuleb selgitada olukorra parandamise võimalusi olemasolevate vahenditega (generaatorite pingete, trafoastmete, olemasolevate põikkondensaatorite ning reaktorite juhtimine). Kui need osutuvad ebapiisavaks, tuleb otsustada, kas asuda täiendavate reaktiivvõimsuse allikate lisamise ülesande juurde ning valida eelnevalt nende tüüp.

Kui süsteemi talitus seda võimaldab, tuleks üldiselt eelistada põikkondensaatoreid ja -reaktoreid kui kõige odavamaid seadmeid. Kasutatavad on firmade poolt toodetavad standardsed seadmed. Nende erimaksumuse  $M_{var}$  kohta võib lugeda võrdseks süsteemi kõigis sõlmedes.

Staatilised reaktiivvõimsuse kompensaatorid võimaldavad lahendada praktiliselt kõiki stabiilsuse ja pinge reguleerimisega seotud probleeme. Samas on nende hind suhteliselt kõrge. Samuti on nende parameetrid sõltuvad konkreetsest võrgust ja paigalduskohast ning otstarbest ning nad tuleb hankida valmistajafirmadelt eritellimuste alusel. Eesti elektrisüsteemis likvideeriti sünkroonkompensaatorid aastatel 2002...2003. Ülekandevõrkudes kasutatavate kompenseerimisseadmete eelised ja puudused on toodud tabelis 1.1. Esitatud seadmete tehniline kirjeldus on esitatud selle aruande peatükis 4.

Kui ülekandevõrgu arengu plaanisperioodiks võetakse tavaliselt 8...20 aastat ja seda on otstarbekas jagada veel alaetappideks, siis kompenseerimisseadmete puhul võiks piirduda näiteks 4...6 aastase plaanisperioodiga. Pikemaks perioodiks on võrreldes aktiivkoormustega suhteliselt raske ka ette planeerida kompenseerimisseadmete valikuks vajalikke reaktiivkoormusi ja eriti võrgu elementide reaktiivvõimsuse vooge. Reaktiivkoormused sõltuvad lisaks tarbimise kasvule ja struktuuri muutusetele paljudest faktoritest, nagu näiteks reaktiivenergia ja reaktiivvõimsuse tariifist ja tarbijate sellele vastavast reaktsioonist, reaktiivvõimsuse kompenseerimise ulatusest jaotusvõrkudes jm.

Tulenevalt vajadusest piirduda ühendalektrisüsteemi kuuluva ühe põhivõrgu reaktiivvõimsuse kompenseerimisseadmete ülasande lahendamise, on vaja määrata või ette anda mitmesuguseid talitusparameetrite väärtusi ja kitsendusi vaadeldava põhivõrgu piiril. Arvestades planeerimisülesande ligikaudsust, võivad olla sellisteks andmeteks:

- koormussõlmede aktiiv- ja reaktiivkoormused põhivõrgu maksimaal- ja minimaal-koormusrežiimides võrgu mudelile vastaval arvutusaastal (näiteks 5-aastase perspektiiviga)

- süsteemide vahelised vahetusvõimsused (aktiiv- ja reaktiivvõimsused) arvutusaastal võrgu maksimaal- ja miinimumkoormusrežiimides
- elektri jaamade generaatorite koormuse kitsendused, sealhulgas reaktiivvõimsuse reguleerimisreservi (häiringureservi) osas
- võrgu mudelis peavad olema kajastatud võrgus olemasolevad kompenseerimisseadmed või seadmed mille paigaldamine on juba kindlalt otsustatud, vastavalt nende eeldatavale töösolekule arvutusaasta maksimaal- ja minimaalkoormusel.

Tabel 1.1. Ülekandevõrkudes kasutatavate kompenseerimisseadmete eelised ja puudused.

Kompenseerimisseade	Eelised	Puudused
Põikreaktor (trafo keskpingeõlas)	Lihtne põhimõte ja konstruktsioon Töökindel Madal hind	Fikseeritud suurus
Põikreaktor (ülekandevõrgus)	Lihtne põhimõte	Kallim ja tehniliselt keerulisem võrreldes põikreaktoriga ühendustrafo keskpingepoolel. Fikseeritud suurus
Reguleeritav põikreaktor ( <i>Variable Shunt Reactor</i> ) (ülekandevõrgus)	Muudetav reaktiivvõimsuse väljund Lihtne põhimõte	Kallim võrreldes teiste põikreaktorite tüüpidega
Põikkondensaator	Lihtne põhimõte ja konstruktsioon Töökindel Madal hind	Fikseeritud suurus Kommutatsioonilised siirdeprotsessid
Pikikondensaator	Lihtne põhimõte On suhteliselt sõltumatu paigalduskohast	Nõuab liigpingekaitset ja alaharmonikute filtreid Piiratud ülekoormatavus
Sünkroonkompensaator	Ülekoormatavus Täielikult reguleeritav Madal harmoonikute tase Võimeline suurendama süsteemi inertsi	Keerukas ja kallis käit Aeglane reaktsioon juhtimisel Toime sõltub paigalduskohast
Mitmefaasiline küllastusreaktor	Tugev konstruktsioon Suur ülekoormatavus Ei mõjuta lühisvoolude tase Madal harmoonikute tase	Oluliselt fikseeritud suurus Toime sõltub paigalduskohast Keerukas konstruktsioon Vähene paindlikkus Suhteliselt kõrge hind Müra



Türistorjuhtimisega reaktor (TCR)	Täielikult reguleeritav Kiire reaktsioon juhtimisel Ei mõjuta lühisvoolude nivood Kiiresti remonditav peale rikkeid	Genereerib harmoonikuid Toime sõltub paigalduskohast Suhteliselt kõrge hind
Türistorlülitamisega kondensaator (TSC)	Kiiresti remonditav peale rikkeid Puuduvad harmoonikud	Pole võimeline tarbima reaktiivvõimsust piiramaks liigpingeid Keeruline konstruktsioon Keeruline juhtimissüsteem Madal resonantssagedus Toime sõltub paigalduskohast Suhteliselt kõrge hind
Staatiline sünkroonkompensaator (STATCOM)	Täielikult reguleeritav Väga kiire reaktsioon Kiire reaktsioon juhtimisel Kompaktne	Kõrge hind
Pingemuundur (VSC HVDC)	Täielikult reguleeritav Väga kiire reaktsioon Kiire reaktsioon juhtimisel	Kõrge hind

Kompenseerimisseadmete valiku ja paigutuse ülesannet on vaja lahendada eelkõige siis kui selgub, et lähtetalitlused pole mingite kitsenduste või kvaliteedi ja talitluskindluse nõuete ebarahuldava täitmise tõttu lubatavad ning lubatavuse rikkumise iseloom eeldab olukorra parandamise võimalust kompenseerimisseadmete abil. Samas tuleb kompenseerimise otstarbekust analüüsida ka režiimide lubatavuse puhul, sest see võib vajalikuks osutuda puhtmajanduslikel kaalutlustel tänu energiakadude vähenemisele. Sellisel juhul peab kompenseerimisseadmete ülesseadmise otstarbekus olema põhjendatud tasuvusarvutustega. Kompenseerimisseadmete paigalduskohtade valiku protsessi võib kujutada koosnevana järgmistest suurematest etappidest:

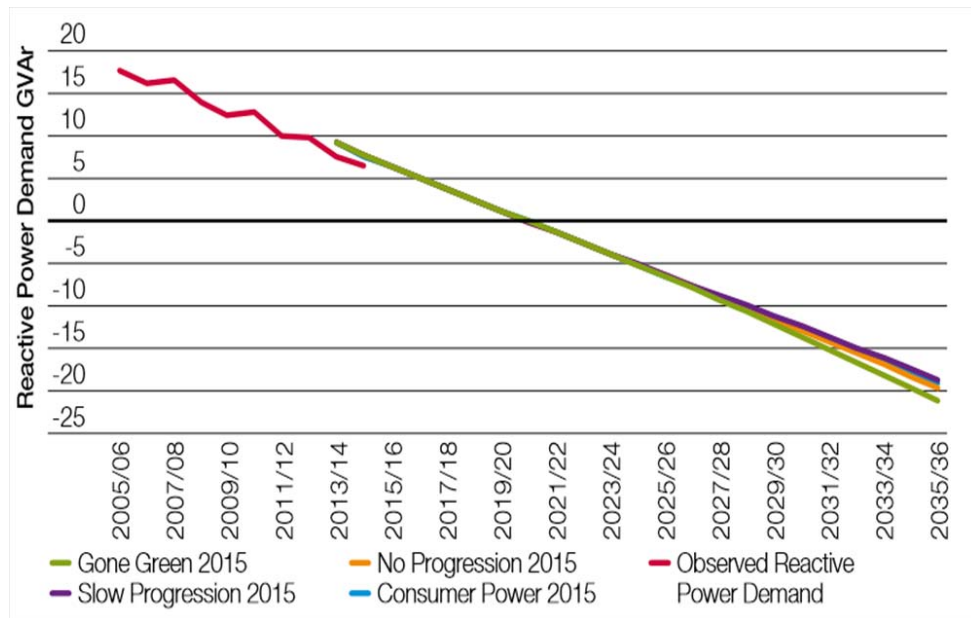
- võimalike kompenseerimissõlmede eelnev väljaselgitamine
- kandidaatsõlmede valik
- kompenseerimissõlmede valik ja kompenseerimisotsuse tegemine.

#### **1.4 Teiste riikide lähenemisviisid ja kogemused erinevate reaktiivvõimsuse kompenseerimismeetodite kasutamisel**

Järgnevalt käsitletakse Suurbritannia, Venemaa, Iirimaa, Taani ja Sloveenia elektrisüsteemide ülekandeoperaatorite kogemusi reaktiivvõimsuse kompenseerimisel.

### 1.4.1 Suurbritannia

Suurbritannias on reaktiivvõimsuse tarbimine vähenenud järsult alates 2005. aastast. Kõikide süsteemihalduri (*National Grid*) poolt välja töötatud prognooside järgi jätkab reaktiivvõimsuse nõudlus tulevikus langustrendi (joonis 1.6) ning reaktiivenergia ülejääkide kompenseerimine on elektrivõrgu arendamise üks suurimaid väljakutseid [1].



Joonis 1.6. Reaktiivvõimsuse nõudluse muutus ja prognoositav muutumine erinevate stsenaariumite järgi Suurbritannias aastatel 2005-2036 [1]

Manchesteris ülikoolis teostatud uuringu kohaselt on reaktiivenergia ülejäägid Suurbritannias tekkinud peamiselt mitmete 132 kV, 66 kV ja 33 kV õhuliinide maakaablitega asendamise tõttu. Põhjuseks kaabelliinide ligikaudu 20 kuni 40 korda suurem reaktiivvõimsuse genereerimine. Reaktiivenergia ülejäägi tekkimisele on aidanud kaasa ka päikesepaneelide ja elektrituulikute abil genereeritud elektrienergia osakaalu suurenemine ning tarbijate iseloomu muutumine. Uuringu tulemusel pakutud potentsiaalsed lahendused, mis aitaksid reaktiivenergia tarbimist suurendada:

- Kahe ühesuguse trafo ühendamise paralleelselt nii, et ühe trafo astet tõstetakse ja teise astet langetatakse. Sellisel trafode ühendamisel tekivad ringvoolud, tänu millele paralleelselt ühendatud trafod summaarselt tarbivad rohkem reaktiivvõimsust kui kaks trafot tarbiks eraldi. Kuigi pakutud lahendus nõuaks uusi juhtimisseadmeid alajaamadesse, leitakse esialgsete tulemuste järgi siiski, et tegemist võib olla kasulikuma meetodiga kui põikreaktorite paigaldamine;

- Pinge langetamine süsteemis (näiteks trafo ümberlülitil abil). Kui pinge on madalam, siis genereerivad seadmed vähem reaktiivvõimsust ja kokkuvõttes ei saa pinge tõusta üle ettenähtud väärtuse. Lahenduse efektiivsus sõltub sellest, millises ulatuses suudetakse praktikas pinget langetada [2].

2016/2017 talve seisuga kasutatakse Suurbritannia elektrivõrgus järgmiseid kompenseerimisseadmeid: mehaaniliselt lülitatav kondensaator (*Mechanically Switched Capacitor - MSC*), mehaaniliselt lülitatav kondensaator summutusahelaga (*Mechanically Switched Capacitor with Damping Network – MSCDN*), põikreaktor (*Shunt Reactor*), staatilised kompensaatorid (*Static Var Compensators - SVC*), staatiline sünkroonkompensaator (*Static Synchronous Compensator – STATCOM*), filtrid (*Filters*) [3].

Allikana [4] esitatud pdf failis „ETYS 2016 Appendix A“ leheküljel 8 on 2016. aasta seisuga kogu Suurbritannia kompenseerimisseadmete võrgustiku kaart ja allikana [3] esitatud Exceli failis „ETYS 2016 Appendix B“ lehtedel B-4-1a kuni B-4-1d on 2016/2017 talve seisuga Suurbritannia võrku ühendatud reaktiivenergia kompenseerimisseadmete andmed: tarbitava või võrku antava reaktiivvõimsuse väärtus, käsitletava kompenseerimisseadme tüübi nimetus ja pinge, mille juures seade on võrku liidetud. Samas Exceli failis lehtedel B-4-2a kuni B-4-2d on 2017. aastast kuni 2026. aastani võrku plaanitavate kompenseerimisseadmete andmed.

Kõikidel Suurbritannia elektrivõrguga ühendatud üle 50 MW võimsusega generaatoritel on kohustus pakkuda süsteemihaldurile reaktiivvõimsuse kompenseerimise teenust. Generaatoritelt võidakse nõuda nii reaktiivenergia tootmist kui ka tarbimist. Kohustuslikus korras teenusepakkujatele makstakse Mvarh eest ning makstavat tasu muudetakse iga kuu vastavalt turu indikaatoritele. Püsitasusid teenusepakkujatele ei maksta [5]. Mvarh hinna arvutamise valemid ja iga kuu Mvarh hind alates 2004. aasta aprillist on allikana [6] esitatud pdf failis „Default Payment Rate“. Kompenseerimisseadmed, mis ei ole kohustatud teenust osutama, võivad liituda vabatahtliku teenusepakkumisega. Sellisel juhul tuleb esitada süsteemihaldurile pakkumine, kus on lisaks tehnilistele näitajatele esitatud ka soovitud tasud teenuse eest: kasutushind (*Utilization Price, £/Mvarh*) ja/või võimekuse hind (*Available Capability Price, £/Mvar/hr*) ja/või sünkroniseeritud võimekuse hind (*Synchronised Capability Price, £/Mvar/hr*). Pakkumisi on võimalik esitada iga kuue kuu järel kindlal perioodil, mida kutsutakse reaktiivenergiaturuks (*Reactive Power Market*). Süsteemihaldur hindab pakkumisi, võttes arvesse nii nõutud tasu ja kompenseerimisseadme võimekust kui ka mitmeid teisi näitajaid. Seejärel võidakse teha ettepanek lepingu sõlmimiseks parima pakkumise esitanud kompenseerimisseadmetele [7]. Vabatahtliku teenusepakkumisega liitumise vastu ei ole aga

viimastel aastatel huvi tuntud. Alates 2011. aasta oktoobrist ei ole süsteemihaldurile ühtegi pakkumist esitatud [8]. Rohkem infot vabatahtliku teenusepakkumise pakkumiste esitamise korra, kompenseerimisseadmetele esitatavate nõuete ja lõplikku süsteemihalduri valikut mõjutavate tegurite kohta on allikana [9] esitatud pdf failis „Guidance Notes“. Pakkumiste statistika alates 1998. aasta aprillist korraldatud turgude kohta leiab allikana [8] esitatud pdf failist „Reactive Market Report“.

#### 1.4.2 Venemaa

Venemaal tehakse arvutusi reaktiivenergia kompenseerimisseadmete tüüpide, parameetrite ning paigaldamiskohtade valimiseks allikana [10] esitatud riiklikku elektrivõrgu juhtimist korraldava ettevõtte (*Federal Grid Company of Unified Energy System - FGC UES*) koostatud standardi alusel. Samas standardis soovitatakse uutel ja rekonstrueeritavatel objektidel kasutada järgmisi reaktiivvõimsuse kompenseerimisseadmete tüüpe:

- Pidevalt ja automaatselt reguleeritavad seadmed jõuelektroonika baasil:
  - Reaktiivvõimsuse kompensaator pingemuunduri baasil (STATCOM);
  - Türistorjuhitav seadmete rühm kujul, kus paralleelselt on lülitatud türistorjuhitavad reaktorid ja staatiline kondensaatorpatarei või reaktor;
  - Automaatkommutatsiooniga vaakumreaktori rühm ja staatiline kondensaatorpatarei.
- Pidevalt ja automaatselt reguleeritavad seadmed:
  - Juhitav põikreaktor südamikuga alalisvooluga magneetimisega;
  - Trafo tüüpi reguleeritav põikreaktor;
  - Seadmed, mis on moodustatud reguleeritava põikreaktori ja staatilise kondensaatorpatarei paralleelse lülitamisega.
- Diskreetsed automaatselt või käsitsi juhitud reaktiivvõimsuse kompenseerimisseadmed:
  - Vaakumreaktori rühm;
  - Põikreaktor;
  - Kondensaatorpatarei.

Näited, kuhu ja milliseid seadmeid on Venemaal paigaldatud:

- Alajaamas „*Северобайкальская*“ Ida-Siberis on kaks 220 kV staatilist kondensaatorpatareid ja mõlemad võimsusega 20 Mvar [11];

- 330 kV liinile Pskovi elektriyaamast on paigaldatud 3-faasiline 110 kV põikreaktor [12];
- Alajaama „Светлая“ võimsusega 263 MVA Siberis on paigaldatud kompenseerimiskompleks, kus on eripärane 220 kV reaktor türistorreguleerimisega [13];
- 220 kV alajaama „Мозоча“ on paigaldatud ja katsetatakse staatilise võimsuse kompensaatorit pingemuunduri baasil täisjuhtimise ventiilidega (STATCOM) [14];
- Looderegiooni 750 kV alajaama „Ленинградская“ paigaldati üks uus põikreaktor ja vahetati kaks. Rekonstrueerimine toimus etappide järgi ilma sisselülitamise skeemi vahetamata [15].

### 1.4.3 Iirimaa

Aastaks 2020 on Iirimaa eesmärk toota vähemalt 16% kogu energiast taastuvenergiaallikatest. Selleks, et eesmärk saavutataks, peab 2020. aastaks taastuvenergiaallikatest toodetud elektrienergia osakaal moodustama kogu toodetavast elektrienergiast 40%. Taastuvenergiaallikatest genereeritud elektrienergia osakaalu suurenemine sunnib tegema võrgus muudatusi, millest tulenevalt on Iirimaa süsteemihaldurid (*EirGrid, SONI*) viimastel aastatel põhilise rõhu reaktiivenergiaga seotud teadustöös suunanud tuulikute seotud reaktiivenergia kompenseerimise küsimuste uurimisele [16]. Tuuleenergia mahtude suurenemisega võib kaasneda reaktiivvõimsuse ülejääk ning on leitud, et tuulikute juurde tuleks lisada autotrafod, mille astmete ümberlülitamisega kompenseerida reaktiivvõimsuse ülejääk [17]. Lisaks plaanitakse olemasolevates 400 kV õhuliinides hakata kasutama pikikompenseerimist (*series compensation*). Vastavad seadmed (*series compensation devices*) on plaanitud järgmistesse kohtadesse: Moneypoint, Oldstreet, Dunstown [18]. Iirimaa põhivõrgu kaart 2016. aasta septembri seisuga on esitatud allikana [19].

Maakaablite kasutamisest tekkiva reaktiivvõimsuse kompenseerimiseks on Iirimaal sobilikud järgmised meetmed/seadmed:

- Põikreaktorid (*Shunt reactors*);
- Põikkondesaatorid (*Shunt capacitors*);
- Dünaamiline reaktiivvõimsuse kompensatsioon (*Dynamic reactive compensation*):
  - Staatilised reaktiivvõimsuse kompensaatorid (SVC):  
türistorreguleerimisega reaktorid (TCR), türistorlülitamisega reaktorid (TSR) või türistorlülitamisega kondensaatorid (TSC);

- Staatilised sünkroonkompensaatorid (STATCOM).
- Alalisvoolukaabel (HVDC) – konverterite tõttu kallis, kuid võimalik on piirata reaktiivvõimsuse ülekannet;
- Kaabli pikkuse kohandamine – minimaalse pikkusega kaablite kasutamine [20].

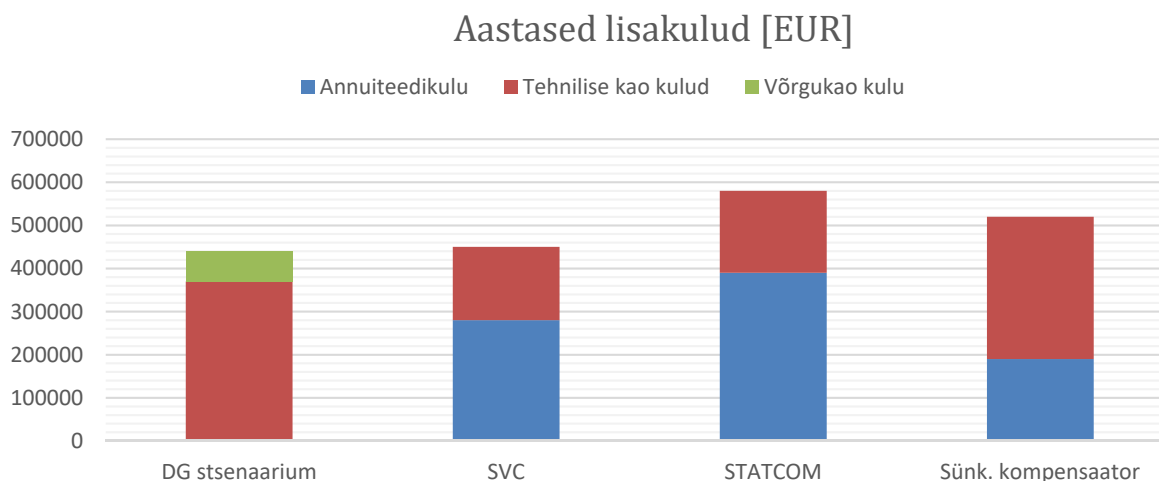
Irimaal on arendamisel uus hankesüsteem, kus teenusepakkujad saaksid sarnaselt Suurbritanniale esitada pakkumisi süsteemihaldurile iga kuue kuu järel. Sellest tulenevalt alustati 2016. aasta 1. oktoobril üleminekuperioodiga, kus teenusepakkujatega sõlmitakse kindlate tariifidega üheaastaseid lepinguid. 1. oktoober 2017 – 30. aprill 2018 jätkatakse üleminekuperioodiga ning eelneval aastal sõlmitud lepinguid pikendatakse uute vähemalt 5,3% kõrgemate tariifidega [21]. Iirimaa süsteemihaldurid on 2017. aasta juulis andnud välja allikana [22] esitatud tariifide dokumendi „DS3 System Services Tariffs“. Dokumendis on üheteistkümne erineva teenuse hinnad, mida eeldatavalt üleminekuperioodi teisel aastal süsteemihaldurid teenusepakkujatele maksma hakkavad. Kõik eeldatavad tariifid on suuremad kui eelmisel perioodil ning töötatud välja koostöös teenusepakkujatega. Reaktiivenergia kompenseerimise eest küsitava tasu hinnaks on antud dokumendis toodud 0,22€/Mvarh.

#### **1.4.4 Taani**

Taani süsteemihalduri (Energinet) andmetel hoitakse reaktiivenergiat Taani 132 kV ja 400 kV võrgus tasakaalus elektriyaamade sünkroongeneraatorite abil toodetava ja tarbitava reaktiivenergia mahu koordineerimise teel. Elektriyaamadele teeb ettekirjutusi ning reaktiivenergia kompenseerimise eest põhivõrgus vastutab Energinet. Kui reaktiivenergia tootmine ja tarbimine lähevad tasakaalust välja, proovitakse tasakaaluolekut esmalt saavutada elektriyaamade automaatika ning süsteemihalduri poolt võrku ühendatud reaktorite ja kondensaatorpatareide abil. Kui ebatasakaal süsteemis on suuremahulisem, tellitakse elektriyaamadelt reaktiivenergia kompenseerimise teenust ehk palutakse elektriyaamadel muuta toodetava või tarbitava reaktiivenergia väärtust [23]. Taani süsteemihalduri välja antud 2016. aasta investeeringute, laienemise ja ehitustööde plaani järgi on probleemseks piirkonnaks Tjele ja suuremas plaanis kogu 400 kV võrk Põhja-Jüütimaal (North Jutland) [24]. Antud piirkonnas on alustatud reaktiivenergia efektiivsemaks kompenseerimiseks vajalike projektidega. Taani põhivõrgu kaart on leitav allikana [24] esitatud pdf faili „Summary of Energinet’s RUS plan 2016“ leheküljelt 4.

Taanis toodetakse kogu elektrienergiast ligikaudu 40% tuulikute abil ning 2020. aastaks soovitakse saavutada olukord, kus tuulikute abil toodetav elektrienergia moodustaks vähemalt

50% kogutootmisest. Suured tuuleenergia tootmise mahud nõuavad muudatusi nii kompenseerimisseadmete valikul kui ka kompenseerimisteenuse osutamise korraldamises. Selles tulenevalt on uuritud erinevaid võimalusi, milliste seadmetega oleks optimaalne korraldada reaktiivenergia kompenseerimine 2030. aastaks Lääne-Taani võrgus (75% Taanis installeeritud tuuleparkide võimsusest on ühendatud Lääne-Taani võrku). Uuringu [25] tulemusel esitati kaks kõige optimaalsemat kompenseerimisseadmete komplekti/paigaldusvõimalust Lääne-Taani võrgu jaoks. Esimene seadmete komplekt on toodud tabelis 1.2 ning on koostatud võttes arvesse asjaolu, et süsteemis võib esineda tõsiseid rikkeid. Antud versiooni töökindlust on testitud kõige ekstreemsemaks rikkeks peetava olukorra ehk Vester Hassingi 400 kV alajaamas toimuva rikke mudeliga. Tabelis 1.3 esitatud versioon on töökindel vaid süsteemi suuremate rikeeta toimimisel ning ei oma sellest tulenevalt suurt praktilist väärtust [25] .



*Joonis 1.7. Jaotusvõrku ühendatud generaatoritega reaktiivenergia tootmise ja põhivõrku ühendatud kompenseerimisseadmetega reaktiivenergia tootmise aastase hinna võrdlus [26]*

Taanis on tuuleelektrijaamade paljususest tulenevalt üle 50% tootmismahitudes installeeritud 60 kV ja madalamatel pingetel. Tänu riigi eripäralt uuriti Taani võrgu näitel jaotusvõrku ühendatud generaatorite abil reaktiivvõimsuse tootmist põhivõrku. Uuringus hinnati jaotusvõrku ühendatud generaatoritega põhivõrku reaktiivenergia tootmise majanduslikku kasulikkust võrreldes reaktiivenergia tootmisega erinevate põhivõrku ühendatud kompenseerimisseadmetega (*Static Synchronous Compensator* (STATCOM), *Static Var Compensator* (SVC), *Synchronous Condenser*). Traditsioonilisi lülitatavaid reaktiivvõimsuse kompenseerimiseks kasutatavaid kondensaatoreid ja põikreaktoreid (*capacitor banks and shunt reactors*) katses ei vaadeldud. Põhjuseks mainitud seadmete suutmatus tagada dünaamilist reaktiivvõimsuse kompenseerimist. Analüüsimiseks valiti olukord, kus generaatorid on ühendatud 10 kV pingele ja reaktiivenergiat on vaja 132 kV pingel. Generaatorite võimsused valiti identsed reaalsetelt võrku ühendatud generaatorite võimsustega. Arvutati välja, milline on maksimaalne reaktiivenergia, mida on 10 kV pingele ühendatud generaatorid summaarselt võimelised tootma ning milliseid kompenseerimisseadmeid ja vastavalt kui palju on vaja, et saavutada sama reaktiivenergia tootmise kogus kompenseerimisseadmete abil 132 kV pingel. Tulemustest lähtuvalt anti hinnang, mis kinnitab jaotusvõrku ühendatud generaatoritega reaktiivenergia tootmise majanduslikku kasulikkust (joonis 1.7) [26].

#### **1.4.5 Slovenia**

Lähtuvalt Sloveenia põhivõrguoperaatori infost on peamiseks reaktiivvõimsuse reguleerimise vahendiks ülekandevõrguga ühendatud sünkroongeneraatorid. Dispetšeritel on kasutada



SCADA rakendus, mille vahendusel on võimalik jälgida sünkroongeneraatorite väljastatavat reaktiivvõimsust ja reaktiivvõimsuse reservi ning pinge tasemeid võrgus (110 kV, 220 kV ja 400 kV). Pinge väljumisel lubatud piiridest kontakteeruvad võrgu dispetšerid elektrijaamadega ja koostöös jaamade dispetšeritega määratakse optimaalne/võimalik generaatorite väljundreaktiivvõimsuse tase, mille abil on võimalik tekkinud pingehälbeid kompenseerida.

Pinge reguleerimiseks 110 kV võrkudes kasutatakse 400/110 kV ja 220/110 kV trafosid. Erandjuhtudel on pinge reguleerimiseks võimalik kasutada ka faasinihutitrafot (*phase shifting transformer* – PST), kuid seda pigem läbi aktiivvõimsusvoogude muutmise tulemusena. Lisaks on pingereguleerimiseks võimalik kasutada suuri tehaseid, milledes on suured kompenseerimisseadmed. Suurematega neist on põhivõrguoperaator sõlminud otselepingud. Samuti kasutab Sloveenia põhivõrguoperaator liinide väljalülitamist. Viimast siiski juhtumitel, kus N-1 seda võimaldab ja süsteemi varustuskindlus on tagatud. Näiteks ühe liini väljalülitamisel on võimalik vähendada reaktiivvõimsust 20 Mvar ja teise väljalülitamise korral 60 Mvar.

Sloveenia põhivõrgu pinge reguleerimist mõjutavad väga palju teised naaberriikide põhivõrgud. Enamjaolt on Sloveenia probleemiks Horvaatia ülekandevõrgu reaktiivvõimsuse mittekompenseerimine. Reaktiivvõimsusega seotud probleemide lahendamiseks on piirkonna võrguettevõtjad alustanud teadus- ja arendusprojekti. Viimase kohta leiab infot projekti kodulehelt [27].

#### **1.4.6 Kokkuvõte**

Ülekandevõrkude reaktiivvõimsuse reguleerimiseks kasutatakse erinevate võrguettevõtete poolt mitmesuguseid lahendusi. Levinumaks lähenemisviisiks on tavapäraste reaktiivvõimsuse kompensaatorite, st reaktorite ja kondensaatorpatareide kasutamine. Samas on kasutusel ka teisi lähenemisviise alates moodsamate kompenseerimisseadmete (STATCOM, jm) kasutamisest kuni ülekandeliinide väljalülitamiseni. Lõplik lahendus, mida kasutatakse sõltub konkreetsest võrgust ja kompenseerimise eesmärkidest. Olulisteks muutujateks on võrgu koormatus, transiitkoridoride olemasolu, läbi konverterite ühendatud tootmisüksuste osakaal ja paiknemine, stabiilsuse kriteeriumid, süsteemi inertsitase, sünkroongeneraatorite olemasolu, jm.

Eesti elektrisüsteemi ülekandevõrgu reaktiivvõimsuse reguleerimiseks kasutatakse sünkroongeneraatoreid, reaktoreid, alalisvooluühendust Estlink 1, tootjate reaktiivvõimsuse reguleerimise võimekust ja ülekandeliinide väljalülitamist. Kõikidel nendel lahendustel on nii

eeliseid kui ka puudusi, kuid kokkuvõtlikult võimaldavad need hoida ülekandevõrgu pingelubatud piirväärtuste raames. Näiteks sünkroongeneraatorite kasutamisel reaktiivvõimsuse reguleerimiseks tuleb arvestada nende stabiilsuse varu piiratusega samas on nende reguleerimiskiirus olenevalt ergutusregulaatori seadistusest üldjuhul suhteliselt kiire. Ülekandeliinide väljalülitamisel tuleb arvestada võrgu töökindluse nõuetega, kuid piisava ülekanderessurssi olemasolul on see kindlasti üheks lähenemisviisiks võrgu reaktiivvõimsuse kompenseerimisel. Sarnast lähenemisviisi kasutab ka nt Sloveenia ülekandevõrguoperaator, kuid seda siiski juhtumil, kus see ilma võrgu töökindlust halvendamata võimalik on.

Teiste riikide reaktiivvõimsuse reguleerimise lähenemisviiside hindamisel tuleb välja, et eraldi ei saa vaadata ainult reaktiivvõimsuse reguleerimist vaid arvestada tuleb ka teiste teguritega, sh võrgu stabiilsuse küsimused ning erinevate seadmete olemasolu ja nende reguleerimisvõimekus. Samuti on väga oluline komponent reaktiivvõimsuse hind kas siis turusituatsioonis või konkreetselt reguleerimiseseadmete soetus- ja käitamismaksumusena. Eelnevalt toodi välja, et reaktiivvõimsuse reguleerimise juures kasutatakse turupõhist lähenemisviisi, kuid see ei ole pigem edukaks osutunud. Siiski on siin olulise tähtsusega reaktiivvõimsuse kompenseerimise hinnad ja nende kujunemine.

Eesti elektrivõrgu reaktiivvõimsuse reguleerimisel on nii tänapäeval kui ka lähitulevikus mõistlik rakendada juba praegu kasutusel olevaid lahendusi. Vastavalt selle aruande tulemustele tuleks kaaluda täiendavate reaktorite lisamist. Teiste lähenemisviiside, sh jõuelektroonikal põhinevad lahendused jm., kasutuselevõtuks on olulise tähtsusega dünaamilise reaktiivvõimsuse toe vajalikkus. Ilma täiendava põhjusega ei ole võimalikud teised lahendused lisaks praegu kasutatavatele majanduslikult põhjendatud. Lisaks tuleb aruande järgmistes peatükkides teostatud analüüsist välja, et liinide sisse ja välja lülitamistega kaasnevad siirdeprotsessid ja lülitite kasutusressurssi muutus ei ole siinkohal määrava tähtsusega kompenseerimise võimaluste otsuste langetamisel. Pikemas perspektiivis, sh desünkroniseerimisega seotud reaktiivvõimsuse kompenseerimisvajaduse ja lahenduste määratlemisel on tarvis teostada põhjalik süsteemi dünaamika analüüs. Selle põhjal on võimalik määratleda võimalikud kitsaskohad ja lahendusviisid.

## **1.5 Kirjandus**

- [1] National Grid, „Electricity Ten Year Statement 2015,“ 30 november 2015. [Võrgumaterjal]. Available: <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry->

information/Future-of-Energy/Electricity-ten-year-statement/ETYS-Archive/.  
[Kasutatud 10 juuli 2017].

- [2] C. G. Kaloudas, L. F. Ochoa, B. Marshall, S. Majithias ja I. Fletcher, „Assessing the Future Trends of Reactive Power Demand of Distribution Networks,“ IEEE Transactions on Power Systems, 2017.
- [3] National Grid, „ETYS 2016 Appendix B,“ 30 november 2016. [Võrgumaterjal]. Available: <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Future-of-Energy/Electricity-ten-year-statement/>. [Kasutatud 14 juuli 2017].
- [4] National Grid, „ETYS 2016 Appendix A,“ 30 november 2016. [Võrgumaterjal]. Available: <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Future-of-Energy/Electricity-ten-year-statement/>. [Kasutatud 14 juuli 2017].
- [5] National Grid, „Obligatory Reactive Power Service,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www2.nationalgrid.com/uk/services/balancing-services/reactive-power-services/obligatory-reactive-power/>. [Kasutatud 10 juuli 2017].
- [6] National Grid, „Default Payment Rate,“ 15 august 2017. [Võrgumaterjal]. Available: <http://www2.nationalgrid.com/uk/services/balancing-services/reactive-power-services/obligatory-reactive-power/>. [Kasutatud 19 august 2017].
- [7] National Grid, „Enhanced Reactive Power Service,“ [Võrgumaterjal]. Available: <http://www2.nationalgrid.com/uk/services/balancing-services/reactive-power-services/enhanced-reactive-power-service/>. [Kasutatud 20 august 2017].
- [8] National Grid, „Reactive Market Report,“ 25 juuli 2017. [Võrgumaterjal]. Available: <http://www2.nationalgrid.com/UK/Services/Balancing-services/Reactive-power-services/Enhanced-Reactive-Power-Services/ERPS-Information/>. [Kasutatud 20 august 2017].
- [9] National Grid, „Guidance Notes,“ 25 juuli 2017. [Võrgumaterjal]. Available: <http://www2.nationalgrid.com/UK/Services/Balancing-services/Reactive-power-services/Enhanced-Reactive-Power-Services/ERPS-Information/>. [Kasutatud 19 august 2017].

- [10] Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы, 20 detsember 2012. [Võrgumaterjal]. Available: [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.180.02.140-2012.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.180.02.140-2012.pdf). [Kasutatud 2017].
- [11] Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы, 7 detsember 2016. [Võrgumaterjal]. Available: [http://www.fsk-ees.ru/press\\_center/company\\_news/?ELEMENT\\_ID=208688&sphrase\\_id=793190](http://www.fsk-ees.ru/press_center/company_news/?ELEMENT_ID=208688&sphrase_id=793190). [Kasutatud 2017].
- [12] Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы, 31 august 2016. [Võrgumaterjal]. Available: [http://www.fsk-ees.ru/press\\_center/company\\_news/?ELEMENT\\_ID=203817&sphrase\\_id=793190](http://www.fsk-ees.ru/press_center/company_news/?ELEMENT_ID=203817&sphrase_id=793190). [Kasutatud 2017].
- [13] Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы, 18 detsember 2014. [Võrgumaterjal]. Available: [http://www.fsk-ees.ru/press\\_center/company\\_news/?ELEMENT\\_ID=163486&sphrase\\_id=793190](http://www.fsk-ees.ru/press_center/company_news/?ELEMENT_ID=163486&sphrase_id=793190). [Kasutatud 2017].
- [14] Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы, 13 august 2014. [Võrgumaterjal]. Available: [http://www.fsk-ees.ru/press\\_center/company\\_news/?ELEMENT\\_ID=148949&sphrase\\_id=793190](http://www.fsk-ees.ru/press_center/company_news/?ELEMENT_ID=148949&sphrase_id=793190). [Kasutatud 2017].
- [15] Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы, 24 juuli 2015. [Võrgumaterjal]. Available: [http://www.fsk-ees.ru/press\\_center/company\\_news/?ELEMENT\\_ID=171290&sphrase\\_id=793190](http://www.fsk-ees.ru/press_center/company_news/?ELEMENT_ID=171290&sphrase_id=793190). [Kasutatud 2017 august 21].
- [16] Eirgrid Group, „Eirgrid Group,“ Eirgrid Group, [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.eirgridgroup.com/how-the-grid-works/ds3-programme/>. [Kasutatud 19 juuli 2017].

- [17] A. Keane, E. Diskin, E. Cuffe, D. Brooks, T. Hearne ja T. Fallon, „Reactive power support from distributed generation — Ireland's demonstration initiative,“ %1 *Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, 2012.
- [18] Eirgrid Group, „Ireland's Grid Development Strategy,“ 19 jaanuar 2017. [Võrgumaterjal]. Available: [https://issuu.com/designtactics/docs/eirgrid\\_-\\_ireland\\_s\\_grid\\_developmen?e=1919908%2F43298204\)%3A](https://issuu.com/designtactics/docs/eirgrid_-_ireland_s_grid_developmen?e=1919908%2F43298204)%3A). [Kasutatud 20 juuli 2017].
- [19] Eirgrid Group, „Transmission System Geographic Map Sept 2016,“ september 2016. [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/EirGrid-Group-Transmission-System-Geographic-Map-Sept-2016.pdf>. [Kasutatud 20 juuli 2017].
- [20] Eirgrid Group, „Investigation into Mitigation Technigues For 400/220 kV Cable Issues,“ 30 jaanuar 2015. [Võrgumaterjal]. Available: <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Investigation-into-Mitigation-Techniques-for-Cable-Issues.pdf>. [Kasutatud 19 juuli 2017].
- [21] Single Electricity Market Committee, „DS3 System Services Future Programme Approach,“ 23 märts 2017. [Võrgumaterjal]. Available: <https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-17-017%20DS3%20System%20Services%20Future%20Approach%20Information%20Paper.pdf>. [Kasutatud 21 august 2017].
- [22] EirGrid, SONI, „DS3 System Services Tariffs,“ 21 juuli 2017. [Võrgumaterjal]. Available: [http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/OPI\\_INV\\_Paper\\_DS3-SS-Rollover-Tariffs-Recommendations-FINAL-21.07.2017.pdf](http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/OPI_INV_Paper_DS3-SS-Rollover-Tariffs-Recommendations-FINAL-21.07.2017.pdf). [Kasutatud 21 august 2017].
- [23] Energinet, „Ancillary services to be delivered in Denmark tender conditions,“ 1 september 2017. [Võrgumaterjal]. Available: <https://en.energinet.dk/Electricity/Rules-and-Regulations>. [Kasutatud 14 september 2017].

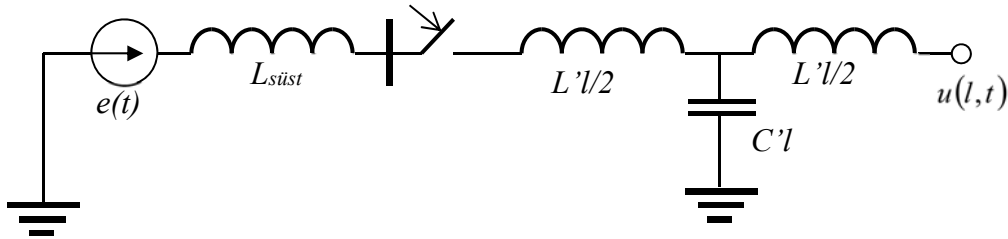
- [24] Energinet, „Summary of Energinet's RUS plan,“ 2016. [Võrgumaterjal]. Available: <https://en.energinet.dk/About-our-reports/Reports>. [Kasutatud 13 september 2017].
- [25] Z. H. Rather, Z. Chen, P. Thøgersen ja P. Lund, „Dynamic Reactive Power Compensation of Large-Scale Wind Integrated Power System,“ p. 11, 5 september 2015.
- [26] H. Barth, D. Hidalgo, A. Pohlemann, H. Knudsen, L. H. Hansen ja M. Braun, „Technical and economical assessment of reactive power provision from distributed generators: Case study area of East Denmark,“ *IEEE PowerTech*, Grenoble, 2013.
- [27] SINCRO.GRID teadus- ja arendusprojekti interneti koduleht. [www.sincrogrid.eu](http://www.sincrogrid.eu). [Kasutatud 25. november 2017].

## 2 Lülitusliigpinged õhuliinides

### 2.1 Lülitusliigpingete tekkimine õhuliini lülitamistoimingutel

#### 2.1.1 Liini sisselülitamine

Liini lülitamisel elektrijaama või alajaama lattidele võib tekkivat siirdeprotsessi kirjeldada joonisel 2.1 kujutatud lihtsustatud aseskeemi abil



Joonis 2.1. Tühijooksul oleva liini sisselülitamist kirjeldav aseskeem [7].

Selgitused:

$e(t)$  – toiteallika elektromotoorjõud (toitepinge):  $e(t) = E_m \sin(\omega t + \varphi)$ ;

$L_{süst}$  – toiteallika (elektrisüsteemi) induktiivsus;

$L'$  – liini kilomeetri induktiivsus;

$l$  – liini pikkus;

$C'$  – liini kilomeetri mahtuvus;

$u(l, t)$  – pinge liini lõpus.

Tühijooksu korral on sellise ahela näol tegu jadaühenduses ekvivalentse induktiivsuse  $L_{ekv}$  ja ekvivalentse mahtuvuse  $C_{ekv}$  vahelise võnkekontuuriga, kus

$$L_{ekv} = L_{süst} + L' \frac{l}{2} \quad \text{ja} \quad C_{ekv} = C' l \quad (2.1)$$

Lisaks toitepinge põhiharmonikule tekivad lülitamise siirdeprotsessi käigus liini mahtuvuste ja induktiivsuste vahel esinevate vabavõnkumiste tõttu kõrgemad harmoonikud. Siirdeprotsessil tekib suurim pinge liini lõpus e mahtuvusel  $C_{ekv}$ .

Tekkiv pinge koosneb põhiliselt pinge sundkomponendist  $u_s$  ja vabavõnkumiste esimesest harmoonikust  $u_{v1}$  [5] ning avaldub valemiga

$$u(l,t) = u_s + u_{v1} = E_m \frac{\omega_1^2}{\omega_1^2 - \omega^2} \left[ \sin(\omega t + \varphi) - \sqrt{\sin^2 \varphi + \left( \frac{\omega}{\omega_1} \cos \varphi \right)^2} e^{-\delta t} \sin(\omega_1 t + \varphi_1) \right] \quad (2.2)$$

kus  $E_m$  – toitepinge (elektromotoorjõu) amplituudväärtus;

$\omega$  – võrgusagedus;

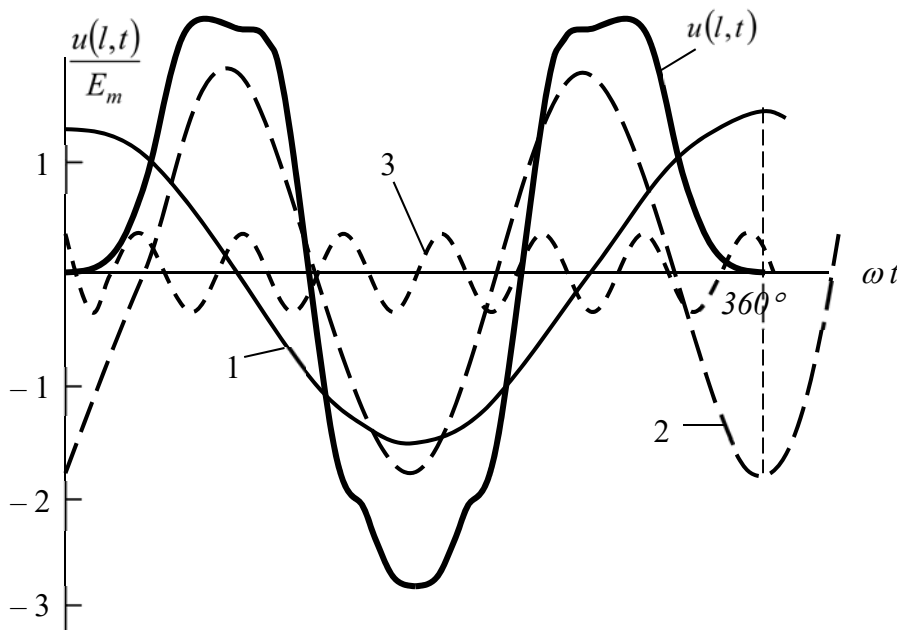
$\omega_1$  – vabavõnkumiste esimese harmooniku sagedus:  $\omega_1 = 1/\sqrt{L_{ekv}C_{ekv}}$ ;

$\varphi$  – pingesse sisselülitamisnurk;

$\varphi_1$  – vabavõnkumiste faasinurk:  $\varphi_1 = \arctg\left(\frac{\omega_1}{\omega} \operatorname{tg} \varphi\right)$ ;

$\delta$  – sumbumistegur:  $\delta = R/2L_{ekv}$ .

Pinge kujunemist liini lõpus iseloomustab joonis 2.2



Joonis 2.2. Liini sisselülitamisel liini lõpus kujunev suhteline pinge: 1 – pingese sündkomponent, 2 – vabavõnkumiste esimene harmoonik, 3 – vabavõnkumiste teine harmoonik. [5].

Avaldisest (2.2) selgub, et suurim pinge liini lõpus  $U_{max}$  on oluliselt määratud sisselülitamisnurgaga  $\varphi$  ja omavõnkesagedusega  $\omega_1$ , kuna nimetatud parameetrid määravad ära pingese vabavõnkumiste amplituudi  $A$  [5]:

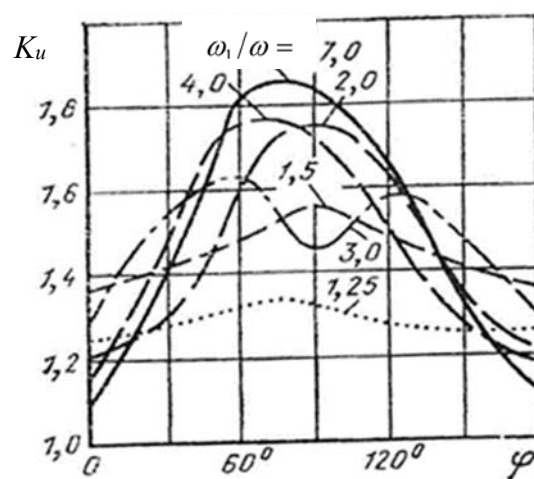
$$A = E_m \frac{\omega_1^2}{\omega_1^2 - \omega^2} \sqrt{\sin^2 \varphi + \left( \frac{\omega}{\omega_1} \cos \varphi \right)^2} \quad (2.3)$$



Reaalsete ülekandeliinide puhul on vabavõnkumiste esimese harmooniku sagedus tavaliselt suurem võrgusagedusest e  $\omega_1/\omega > 1$ . Vastavalt avaldisele (2.3) tekivad vabavõnkumiste suurimad amplituudid siis, kui sisselülitamisnurgad asuvad  $\varphi = 90^\circ$  või  $\varphi = 270^\circ$  lähedal. Kui aga  $\omega_1/\omega < 1$  siis esinevad suurimad pinged sisselülitamisnurkade  $\varphi = 0^\circ$  või  $\varphi = 180^\circ$  lähedal.

Lisaks esimesele harmoonikule esinevad reaalsel liinidel ka vabavõnkumiste kõrgemad harmoonikad [6]. Kuigi kõrgemate harmoonikute amplituudid on esimese harmooniku amplituudist oluliselt väiksemad ja harmoonikute järju kasvades aina vähenevad, võivad nad siiski tekkivat liigpinget mõnevõrra suurendada. Kõrgemate harmoonikute mõju sõltub oluliselt nende sumbumiskiirusest, mille määramine reaalses võrgus on aga võrdlemisi keeruline. Allikas [5] tõdetakse, et keskmiseks sumbumiskiiruseks võiks hinnata kahanemist 45 % võrra ühe võrgusagedusliku täisperioodi jooksul.

Sisselülitamisel tekkivat liigpinget iseloomustatakse pinge löögiteguri  $K_u$  abil, mis näitab pinge suurima hetkväärtuse suhet pinge sundkomponendi amplituudi ja sõltub sisselülitamisnurgast. Joonisel 2.3 on toodud löögitegurid mitmesuguste suhteliste omavõnkesageduste  $\omega_1/\omega$  korral sõltuvalt sisselülitamisnurgast  $\varphi$ .



Joonis 2.3. Pinge löögiteguri  $K_u$  sõltuvus liini sisselülitamisnurgast [5].

Üldiselt vabavõnkumiste esimese harmooniku sageduse lähenemisel toiteallika sagedusele löögitegur väheneb. Erandiks on suhe  $\omega_1/\omega = 3$ , mille puhul nurga  $\varphi = 90^\circ$  juures vabavõnkumiste ja sundkomponendi maksimumid ei lange kokku. Kõrgemate harmoonikute

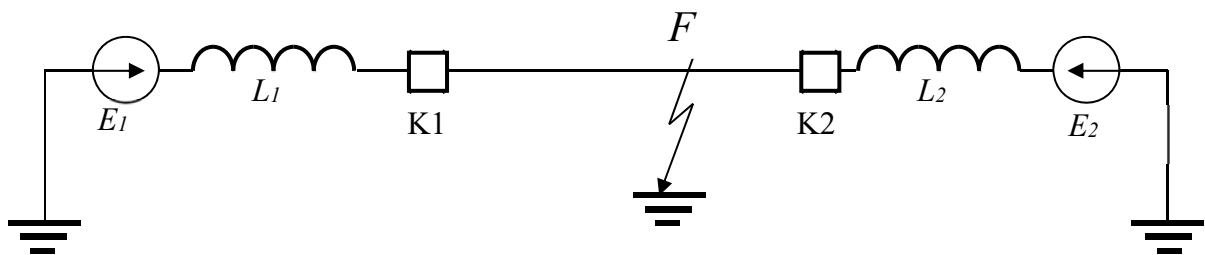
esinemise tõttu on reaalse liini löögitegurid mõnevõrra suuremad, eriti suure võimsusega süsteemide ja pikkade liinide korral [5].

Kompenseerivate põikreaktorite olemasolu suurendab löögitegurit peamiselt maksimumi ümbruses.

### 2.1.2 Automaatne taaslülitamine (ATL)

ATL-i abil on võimalik liini rikke kiire kõrvaldamine põhiliselt kaarlühise korral. ATL võib olla nii edukas kui ka ebaedukas. Eduka ATL-i korral lühisekohas esinev elektrikaar kustub liini lühiajalisel väljalülitamise ajal ja ei sütti uuesti liini uuesti sisselülitamisel. Kaarlühise korral on ATL-i edukus ca 80...90 %.

Kahepoolse toitega liinis ATL-i korral esinevate liigpingete tekkimist aitab selgitada joonisel 2.4 toodud lihtsustatud aseskeem.



Joonis 2.4. Lühis kahepoolse toitega liinil (lihtsustatud aseskeem) [7].

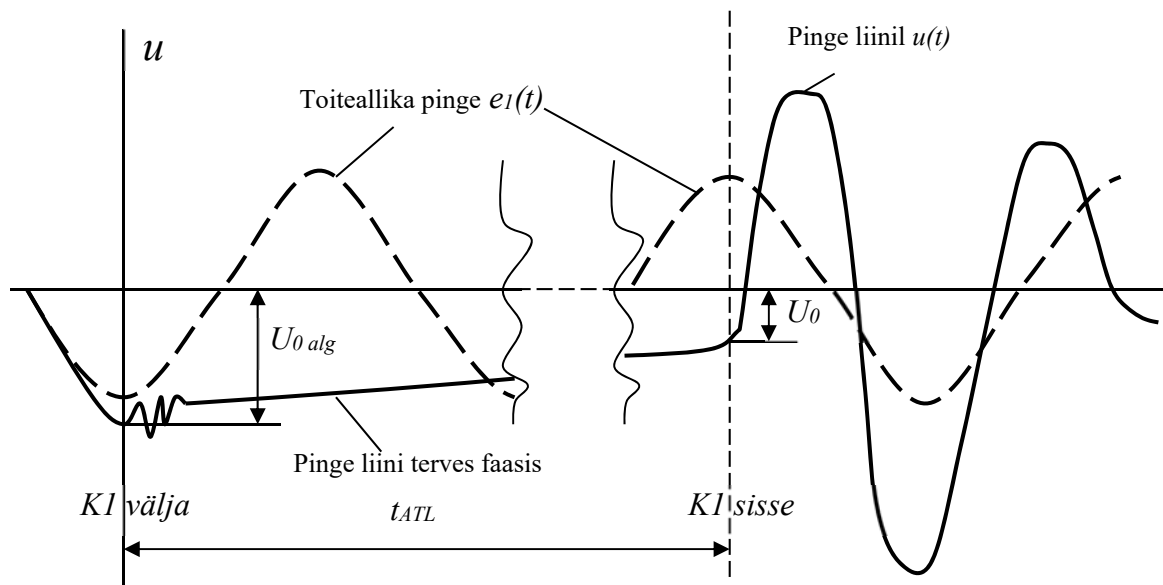
Olgu liinil kohas  $F$  ühefaasiline kaarlühis. Ühefaasilise lühise korral tervete faaside pinge kasvab ja nendes faasides moodustub siirdeprotsessi algpinge  $U_{0alg}$  (ajutine võrgusageduslik liigpinge), mis on seda suurem, mida väiksem on lühisekoha üleminekutakistus ja mida suurem on süsteemi nulljärgnevustakistus. Näiteks võib liigpinge kordsus isoleeritud neutraaliga võrgu tervetes faasides ulatuda kuni 1,7-ni, kuid ülikõrgpingevõrkudes ei ületa tavaliselt väärtust 1,4.

ATL-i tsükkel koosneb pärast kaarlühise tekkimist järgmistest etappidest:

- esmalt lülitub välja lühisekohale lähem lüliti  $K_2$  ja liinil tekib lühiajaline ühepoolse toitega ühefaasilise lühisega talitus;
- seejärel lülitub välja lüliti  $K_1$  ja katkestab vigastamata faasides pärast lüliti  $K_2$  väljalülitamist tekkinud mahtvusliku tühijooksuvoolu selle nullväärtushetkel, mis tähendab, et väljalülitamise hetkel on vigastamata faasides pingel maksimaalne väärtus;
- pärast liini mõlemapoolset väljalülitamist jääb faasidesse jääklaeng:

- lühistunud faasi jääklaeng voolab kaare kaudu kiiresti maha, pinge muutub nulliks ja kaar kustub;
  - vigastamata faaside jääklaeng voolab maha läbi liini oomiliste põikjuhtivuste (isolaatorite lekkevool) suhteliselt aeglaselt ja näiteks kuiva ilma korral on 0,4 s pärast tervete faaside pinge 60...70% esialgsest algpingest  $U_{0alg}$ .
- lüliti K1 taas(sisse)lülitamine;
  - lüliti K1 eduka taaslülituse järel (lühis lakkas olemast) toimub lüliti K2 sisselülitamine ja normaalse talitluse taastamine.

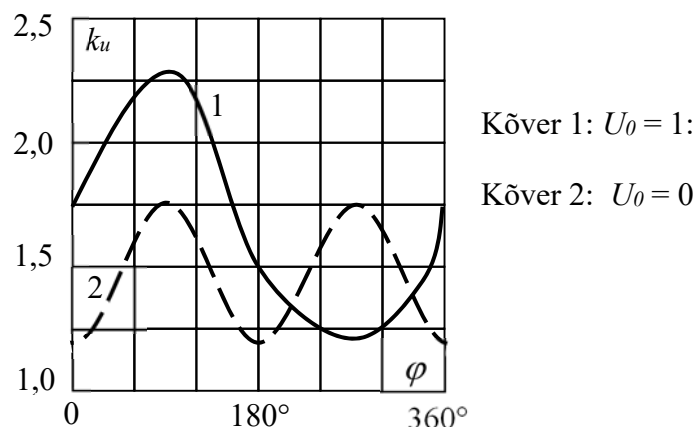
Suurimad liigpinged tekivad tervetes faasides pärast lüliti K1 sisselülitamist, kuna tervete faaside jääkpingele lisanduvad pingeallikate poolt genereeritav sundkomponent ja liini sisselülitamisest põhjustatud vabavõnkumiste kõrgemad harmoonikud. Vabavõnkumiste tõttu hakkab pingekõver pärast sisselülitamist võnkuma sumbuvalt elektromotoorjõu tekitatud pinge sundkomponendi ümber kuni vabade võnkumiste täieliku sumbumiseni. Vastavaid pingegraafikuid on kujutatud joonisel 2.5.



Joonis 2.5. Ühefaasilise lühise korral liini vigastamata faasides tekkiv liigpinge [7].

Vigastamata faasides tekkiva pinge suurus sõltub oluliselt toiteallika pinge faasinurgast lülitamise hetkel. Kui sisselülitamisel on toiteallika pinge nurk  $0...180^\circ$ , siis on toiteallika pinge  $e_1$  ja tervete faaside jääkpinge  $U_0$  vastasmärgiga ja tekkivad liigpinged suuremad kui pinge sisselülitamiskurkade  $180...360^\circ$  korral.

Taas(sisse)lülitamisel tekkiva pinge  $u(t)$  suurima hetkväärtuse  $U_{max}$  ja toiteallika  $e_I(t)$  pinge amplituudväärtuse  $E_m$  suhet iseloomustab pinge löögitegur  $k_u = \frac{U_{max}}{E_m}$ . Pinge löögiteguri sõltuvust sisselülitamisnurgast iseloomustab joonis 2.6. Suurimad liigpinged tekivad siis, kui sisselülitamisnurk on  $90^\circ$  (vt ka joonis 2.5).



Joonis 2.6. Pinge löögiteguri sõltuvused sisselülitamisnurgast  $\varphi$  erinevate jääkpinge suhteliste väärtuste  $U_0$  korral [5].

Kui liinil on **kompenseerivad põikreaktorid**, siis pärast lüliti K1 väljalülitamist hakkab liini mahtuvus (jääklaeng) tühjenema läbi reaktorite induktiivsuse vastavalt tekkiva võnkekontuuri sagedusega  $\omega_1$

$$\omega_1 = \frac{1}{\sqrt{L_R C_L}} \quad (2.4)$$

kus  $L_R$  – reaktorite induktiivsus

$C_L$  – liini mahtuvus

Reaktorite suure induktiivsuse tõttu sumbub võnkeprotsess väga aeglaselt ja ei jõua sumbuda ATL-i tsükli lõpuks. Reaktoritega liinis ATL-i korral esinevaid pingeid kirjeldab joonis 2.7.

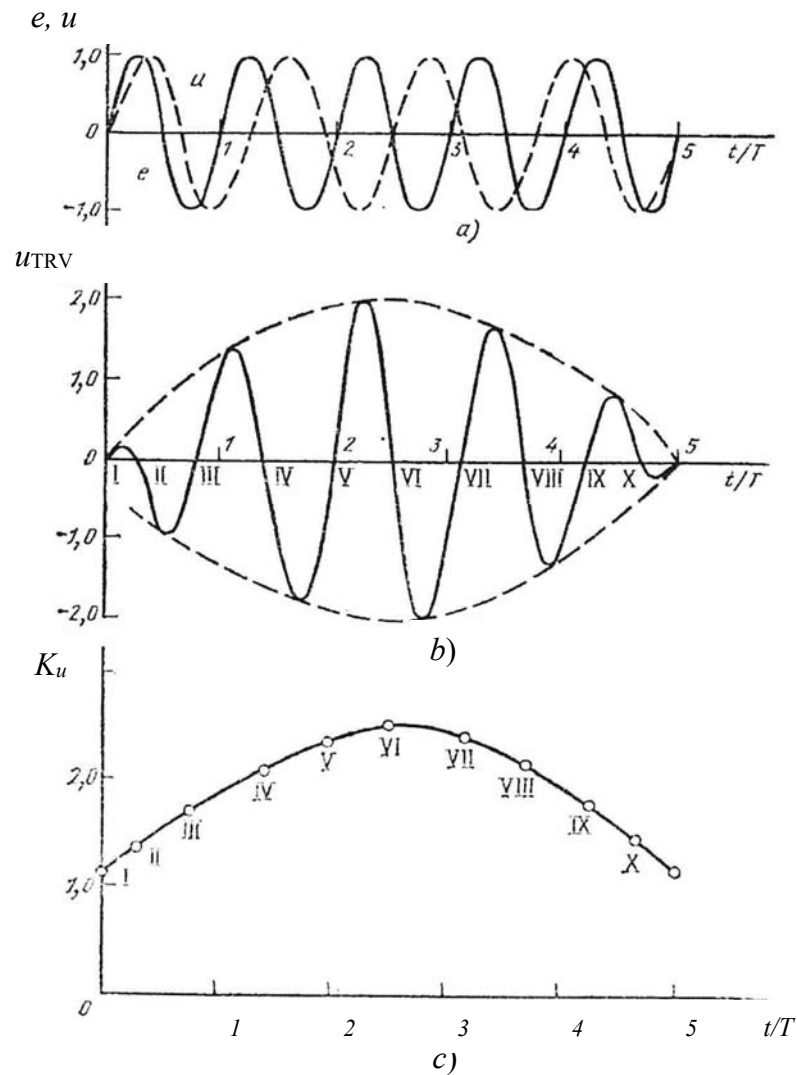
Tavaliselt on sagedus  $\omega_1$  lähedane võrgusagedusele  $\omega$ , mille tulemusel taastuvpinge lüliti kontaktidel  $u_{TRV}$  on tuiklev ja avaldub avaldisega (2.5) [5].

$$u_{TRV} = U_0 \cos \omega_1 t - E_m \cos \omega t \cong 2E_m \sin\left(\frac{\omega - \omega_1}{2} t\right) \sin\left(\frac{\omega + \omega_1}{2} t\right) \quad (2.5)$$

Tuiklemise poolperiood  $T_I/2$  avaldub sageduste  $\omega_1$  ja  $\omega$  ning võrgusagedusele vastava täisperioodi  $T$  kaudu avaldisega

$$T_1/2 = \frac{\omega}{\omega - \omega_1} T \quad (2.6)$$

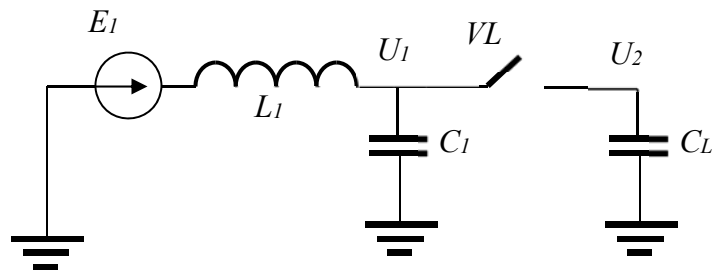
Näiteks, kui  $\omega_1/\omega = 0,8$ , siis  $T_1/2 = 5T = 0,1$  s.



Joonis 2.7. Pinged reaktoritega liinis toimuva ühefaasilise lühise ATL-i korral: a) toiteallika elektromotoorjõud  $e$  ja pinge liini alguses  $u$ ; b) transient-taastuvpinge lüliti kontaktidel  $u_{TRV}$ ; c) pinge löögiteguri  $k_u$  muutumine ajas [5].

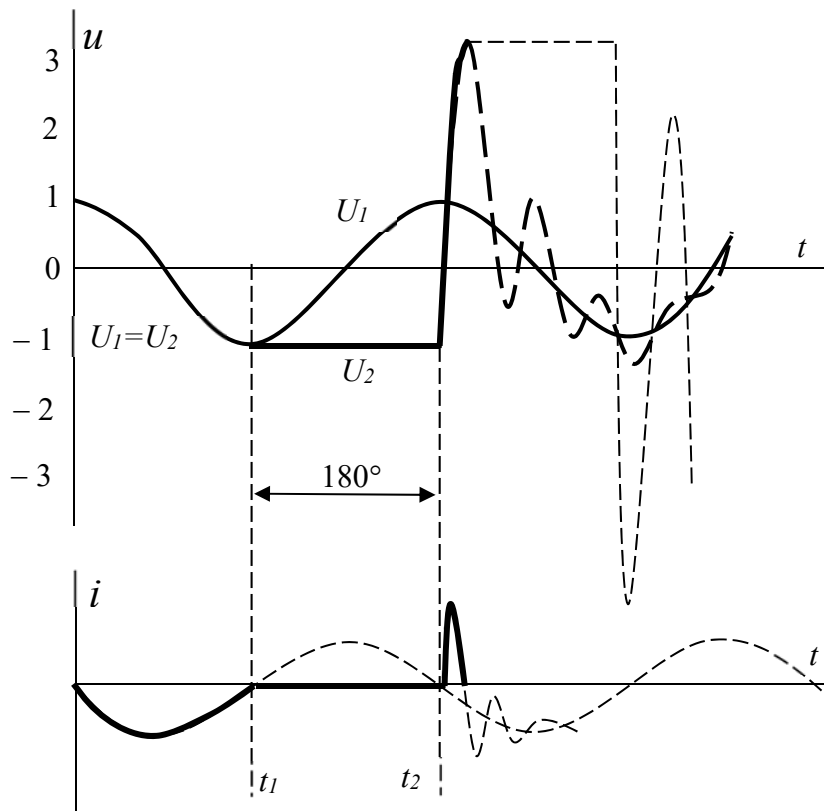
### 2.1.3 Koormamata liini väljalülitamine

Koormamata liinis voolab väike mahtvuslik vool, seega võib koormamata liini vaadelda ligikaudselt kontsentreeritud mahtvusena  $C_L$ . Toiteallikas (toitev süsteem) on valdavalt induktiivne  $L_I$ , kuid sisaldab ka põikmahtuvusi  $C_I$ . Vastav askeem on joonisel 2.8.



Joonis 2.8. Tühjooksul liini väljalülitamine [7].

Enne liini väljalülitamist on pinged lüliti kokku ühendatud kontaktide vahel võrdsed:  $U_1 = U_2$ . Liini väljalülitamisel tekib võimsuslüliti pooluste vahele elektrikaar. Elektrikaar kustub ja liin lülitub välja, kui vool läbib nullväärtust (ajahetk  $t_1$  joonisel 2.9). Mahtvusliku voolu nullväärtuse hetkel on pinge maksimaalne. Seega jääb liin pärast väljalülitamist lühiajaliselt laetuks vastavalt pinge amplituudväärtusele.  $180^\circ$  pärast kaare kustumist muutub pingete  $U_1$  ja  $U_2$  vahe maksimaalseks ja elektrikaar lüliti pooluste vahel võib taassüttida (ajahetk  $t_2$  joonisel 2.9).



Joonis 2.9. Pinged ja voolud tühjooksul oleva liini väljalülitamisel [7].

Süttinud elektrihaar pingestab liini uuesti pingega  $U_1$  (pinge sundkomponendi amplituudväärtusega), mille tõttu pingeline (liinis)  $U_2$  hakkab vastavalt omavõnkesagedusele  $\omega_1$  võnkuma ümber pingeline  $U_1$  kuni vool läbib uuesti nullväärtust ja toimub jälle kaare kustumine.

Omavõnkesagedus avaldub antud juhul avaldisega (2.7) [6]:

$$\omega_1 = \frac{1}{\sqrt{L_1(C_1 + C_L)}} \quad (2.7)$$

Omavõnkesagedus on tavaliselt (mitte ülipikkade liinide korral) tunduvalt suurem võrgusagedusest.

Lisaks liigpingele sõltub kaare taassüttimine ka lüliti lahknevate kontaktide vahelise elektrilise tugevuse kasvukiirusest [6]. Koormamata liini väljalülitamisel esinevate pingete ja voolude kõverad on joonisel 2.9. Põhimõtteliselt sarnane olukord tekib ka mahtuvuste (kondensaatorpatareide) väljalülitamisel.

Kui liin on varustatud reaktoritega, siis pärast lüliti kaare kustumist hakkab liini mahtuvus laengutest tühjenema läbi reaktorite induktiivsuse vastavalt tekkiva võnkekontuuri omavõnkesagedusele. Nende sumbuvate võnkumiste sagedus on tavaliselt väiksem võrgusagedusest. Liini mahtuvuse võnkuv tühjenemine aitab antud juhul kaasa transienttaastuvpinge amplituudi vähenemisele ja aeglustab ühtlasi taastuvpinge tõusukiirust.

## **2.2 Lülitusliigpingete tekkimine reaktoritega kompenseeritud ülikõrgepingeliinidel**

### **2.2.1 Ülevaade**

Pinge taseme reguleerimiseks kasutatakse 330 kV ülikõrgepingeliinidel põikreaktoreid. Põikreaktorid võivad olla ühendatud nii alajaama lattidele kui ka õhuliinidele [2]. Põikreaktorite olemasolu muudab liini lülitustoimingutel tekkivaid siirdeprotsesse ja teatud juhtudel võib koostoimes liini mahtuvustega põhjustada resonantsliigpingeid. Siinjuures on eriti levinud probleemid reaktoritega liini ühefaasilisel automaatsel taaslülitamisel, kus peale lahuskaare kustumist võib lahutatud faasis tekkiv liigpinge tõsiselt ohustada liini seadmeid, liigpingepiirikuid, pingetrafosid, reaktoreid ja lüliteid [3, 4]. Reaktoritega ülikõrgepingeliine on maailmapraktikas tabanud mitmesugused liigpingetega seotud rikked, eriti lülitustoimingute tagajärjel [2]. Eriti ohustatud on reaktoritega ühendatud liinid, mille reaktorite poolt

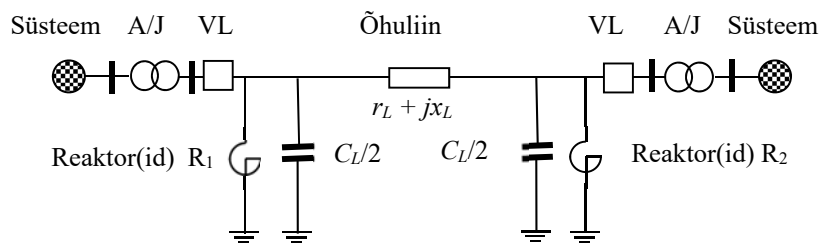
kompanseeritava mahtuvuse kompanseerimisaste läheneb ühele ehk tegu on täielikule kompanseerimisele lähedase olukorraga, mida praktikas sageli kasutatakse.

Peamised ohuallikad lülitustoimingutel on järgmised:

- kiired võimsuslüliti sisse-väljalülitamistsüklid, kui lülitushetkel esineb voolus suhteliselt väike aperioidiline komponent, mille suurus ei ületa paarisadat amprit. Kuid selline väike aperioidiline komponent pikendab kaare põlemisaega. Eriti ohustatud on autokompressioonitüüpi kustutuskambriga elegaaslülitid, kuna väike kaarevool ei suuda kustutuskambris kaare kiireks kustutamiseks vajalikku rõhku piisavalt (kiiresti) tõsta;
- asümmeetriline lülitamine (ühefaasilise ATL-i või lüliti pooluste tõrgete või lülitusviite hajuvuse tagajärjel), kui ohtlikud liigpinged võivad tekkida nii faasi ja maa vahel kui ka lüliti lahknevate kontaktide vahele (liiga suur transient-taastuvpinge), mis võib viia lüliti kontaktide vahel kaare taassüttimiseni ja lüliti riknemiseni. Ohtlik transient-taastuvpinge võib lülitis tekkida ka siis, kui liini faasi ja maa vaheline pinge jääb ohutule tasemele [2].

## 2.2.2 Kompenseerimisaste liini mahtuvuste kompanseerimisel reaktoritega

Kompenseerimisastme selgitamisel on sobiv vaadelda joonisel 2.10 toodud 330 kV õhuliini lihtsustatud  $\Pi$ -kujulist kontsentreeritud parameetritega põhimõttelist aseskeemi koos kompanseerivate reaktoritega.



Joonis 2.10. Reaktoritega kompanseeritud õhuliini põhimõtteline skeem.

Kompenseerivate reaktorite arv  $N$  võib olla ka suurem kui kaks, näiteks  $N/2$  reaktorit liini alguses ja  $N/2$  reaktorit liini lõpus.

Ühe reaktori induktiivtakistus oomides avaldub avaldisega

$$x_R = \frac{U_{\max}^2}{Q_R}, \quad (2.8)$$

kus  $U_{\max}$  – liinil esinev suurim talituspinge efektiivväärtus, kV;



$Q_R$  – põikreaktori võimsus, Mvar.

Ühe reaktori juhtivus avaldub avaldisega

$$b_R = \frac{1}{x_R} \quad (2.9)$$

Kui liiniga on ühendatud näiteks  $N/2$  reaktorit liini alguses ja  $N/2$  reaktorit liini lõpus, siis kujuneb reaktorite summaarseks juhtivuseks

$$b_{R\Sigma} = \frac{N}{x_R} \quad (2.10)$$

Vastavalt sellele avaldub kompenseerimisaste avaldisega

$$K = \frac{b_{R\Sigma}}{b_{1L}}, \quad (2.11)$$

kus  $b_{1L}$  on liini mahtvuslik pärijärgnevusjuhtivus, mis avaldub liini kilomeetri mahtvusliku juhtivuse  $b'_{1L}$  ja liini pikkuse korrutisena ( $b_{1L} = b'_{1L}l$ ) või liini summaarse pärijärgnevusmahtvuse  $C_{1L}$  kaudu valemiga  $b_{1L} = \omega C_{1L}$  ( $\omega = 2\pi f$ , e 50 Hz juures  $\omega \cong 314$ ).

Reaktoritega varustatud liini mahtvus koos reaktorite induktiivsusega põhjustavad siirdetalitlusel, näiteks lülitustoimingutel, vabavõnkumisi, mille sagedust saab leida valemiga

$$f_v = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_{R\Sigma}C_{1L}}} \quad (2.12)$$

kus  $L_{R\Sigma}$  – liiniga ühendatud reaktorite summaarne induktiivsus:  $L_{R\Sigma} = \frac{1}{\omega b_{R\Sigma}}$ ;

$C_{1L}$  – liini summaarne pärijärgnevusmahtvus (liini mahtvus sümmeetrilisel talitlusel).

Kompenseerimisastme ja vabavõnkumiste sageduse vahel valitseb kindel sõltuvus. Kui  $K < 1$ , siis  $f_v < 50$  Hz; kui  $K = 1$ , siis  $f_v = 50$  Hz; kui  $K > 1$ , siis  $f_v > 50$  Hz [5].

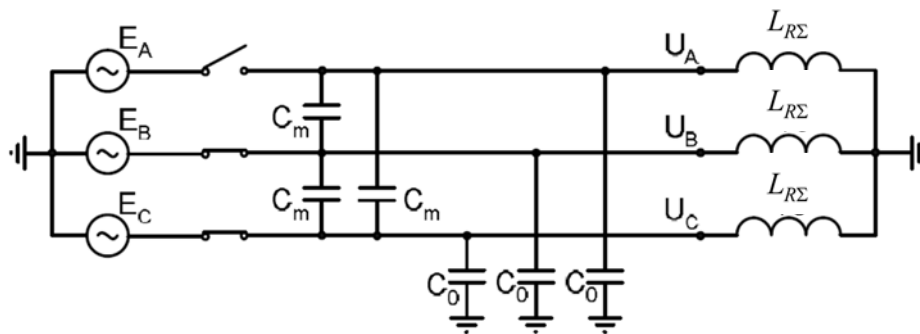
Kui teatud pikkusega liinil on reaktorite koguinduktiivsus selline, et kompensatsioonitase läheneb väärtusele 1, siis on vabavõnkumiste sagedus lähedane võrgusagedusele ja liinis tekib põhisageduslik resonants, mis võib põhjustada isolatsioonile ohtlikke liigpingeid või liini väljalülitamise korral voolu nullväärtuste puudumist, mis ei lase lahetuskaarel kustuda ja võib viia lüliti riknemiseni.

### 2.2.3 Resonantsiohtlikud kompenseerimisastmed talitlusel

Reaalsetes tingimustes sümmeetrilisel normaaltalitlusel liinis resonantsnähtuseid ei esine. Küll aga võivad resonantsid ilmnedä mitmesugustel asümmeetrilistel talitlustel, nagu näiteks olukorras, kus mingil ajavahemikul mitte kõik liini faasid ei ole ühendatud süsteemi toitele. Sellised olukorrad esinevad näiteks ühefaasilisel automaatsel taaslülitamisel või lülitite pooluste mitteüheaegsel toimimisel. Lihtsustatult võib selliseid olukordi käsitleda teatud ajavahemikul liini kvaasistatsionaarsete talitlustena. Selliseid asümmeetrilisi talitlusi võib esineda kahel viisil:

- 1) liini kaks faasi on süsteemiga ühendatud, kuid üks faas ei ole ühendatud
- 2) liini üks faas on ühendatud, kuid kaks faasi ei ole ühendatud

Joonisel 2.11 on toodud esimesele juhtumile vastav lihtsustatud aseskeem.



Joonis 2.11. Reaktoritega liini asümmeetriline lülitamine, kui süsteemiga on ühendatud kaks faasi [2].

Ideaalselt transponeeritud õhuliini korral võib lugeda faaside vahelised mahtuvused  $C_m$  omavahel ning faaside ja maa vahelised mahtuvused  $C_0$  (nulljärgnevusmahtuvused) omavahel võrdseteks. Sellisel juhul avaldub liini pärijärgnevusmahtuvus avaldisega

$$C_1 = C_0 + 3C_m \quad (2.13)$$

Liiniga ühendatud reaktorite ekvivalentsed (summaarsed) induktiivsused  $L_{R\Sigma}$  on aseskeemil ühendatud maandatud tähtlülitusse. Toitev süsteem on asendatud faasikohaste elektromotoorjõududega  $E_A$ ,  $E_B$  ja  $E_C$ .

Sümmeetriliste komponentide meetodi alusel [3] on võimalik leida väljalülitatud faasis resonantsliigpinget põhjustava kompenseerimisastme väärtuse avaldisega (2.14) [2]

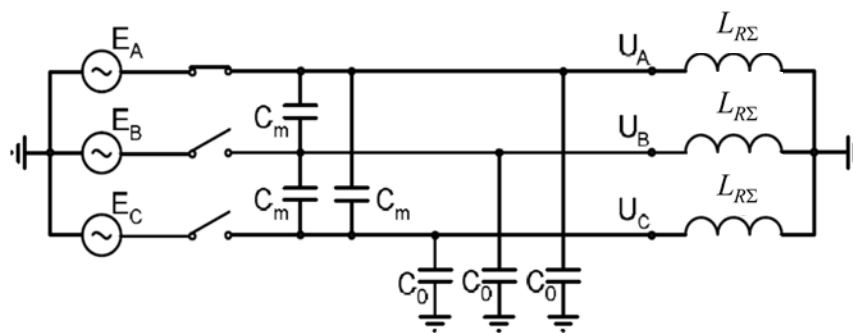
$$K_{res} = \frac{C_0 + 2C_m}{C_0 + 3C_m} \quad (2.14)$$

Teades liini faaside vahelisi ja nulljärgnevusmahtuvusi on lihtne leida resonantsi põhjustavat kompensatsiooniaset ja sellele vastavat põikreaktorite võimsust.

Näiteks, kui liini kilomeetri pärijärgnevusmahtuvus on  $C_l = 0,013 \mu\text{F}$  ja nulljärgnevusmahtuvus  $C_0 = 0,010 \mu\text{F}$ , siis vastavalt avaldisele (2.13) tuleb  $C_m = 0,001 \mu\text{F}$  ja vastavalt avaldisele (2.14) on resonantsiohtlik kompenseerimisaste  $K_{res} = 0,92$ .

Praktiliselt võib ülal kirjeldatud olukord esineda ülikõrgpingeliini ühefaasilise automaatse taaslülituse käigus voolupausi ajal.

Teistsugune on olukord, kui kolmefaasilisel liini on süsteemiga ühendatud vaid üks faas. Sellist olukorda kirjeldab joonisel 2.12 toodud lihtsustatud aseskeem.



Joonis 2.12. Reaktoritega liini asümmeetriline lülitamine, kui süsteemiga on ühendatud üks faas [2].

Joonisel 2.12 näidatud olukord võib esineda, kui liini väljalülitamisel (näiteks plaanilise remondi jaoks) jääb lüliti tõrke tõttu üks faas süsteemiga ühendatuks.

Analoogiliselt avaldisele (2.14) saab ka sellisel juhul leida resonantsiohtlikku kompenseerimisastet lähtudes sümmeetriliste komponentide meetodist.

$$K_{res} = \frac{C_0 + C_m}{C_0 + 3C_m} \quad (2.15)$$

Kasutades ülaltoodud liini mahtuvuste väärtusi, kujuneb antud juhul resonantsiohtlikuks kompenseerimisastmeks  $K_{res} = 0,85$ .

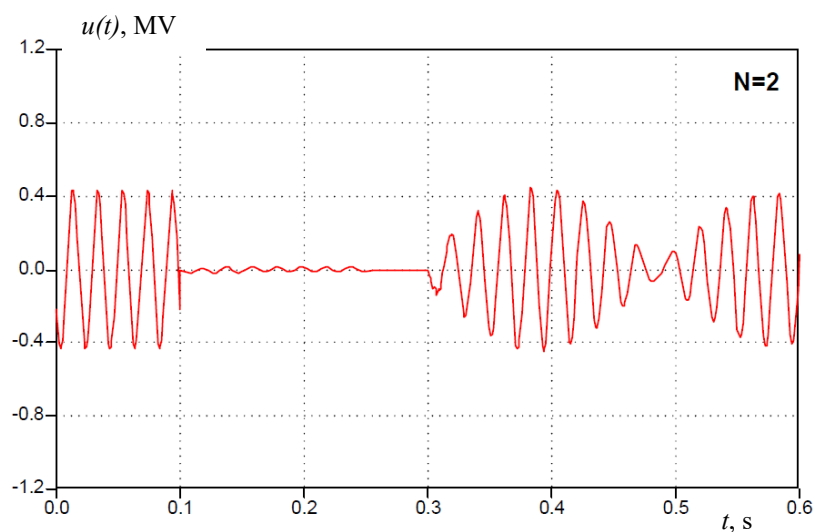
Kokku võttes kujunevad ülaltoodud mahtuvuste korral asümmeetrilised kvaasistatsionaarsed talitlused 330 kV liini jaoks resonantsiohtlikeks kui kahefaasilise toite korral on liini kompenseerimisaste 0,92 ja ühefaasilise toite korral 0,85.

Kui kompenseerimisaste erineb ülaltoodutest enam kui 10%, siis ei ületa kvaasistatsionaarne pinge väljalülitatud faasis võrgu faasipinge väärtust ja on ohutu faasi ja maa vahelisele

isolatsioonile [4]. Seega ei tohiks antud näite korral kompensatsiooniate olla vahemikus  $0,9 \cdot 0,85 = 0,765 \leq K \leq 1,1 \cdot 0,92 = 1,012$ . Vastasel juhul tuleb lülitustoimingute ajaks reaktorite koguvõimsust muuta st praktiliselt üht reaktorit sisse või välja lülitada. Teine võimalus reaktorite koguinduktiivsuse muutmiseks on lülitada näiteks ühefaasilise ATL-i ajaks tähtühenduses põikreaktorite nullpunkti ja maa vahele maandusreaktor.

## 2.2.4 Liigpinged reaktoritega kompenseeritud ülikõrgepingeliini asümmeetrilisel lülitamisel

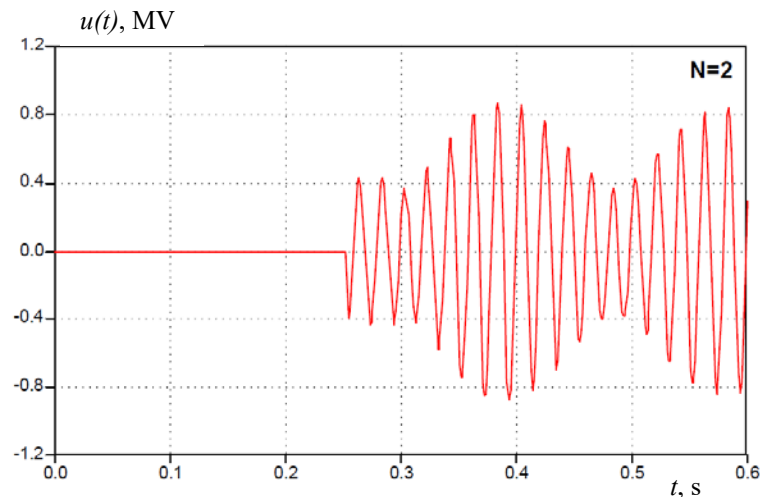
Lülitusliigpingete siirdeprotsess on oluliselt keeruline ja selle uurimiseks kasutatakse modelleerimist vastava arvutitarkvara abil, nagu näiteks PSCAD, EMTP. Kirjandusallikas [5] on esitatud arvutitarkvara EMTP abil saadud tulemused 500 kV nimipingega õhuliini lülitusliigpingete kohta. Allika väitel võivad saadud tulemused olla kasulikud ka üldisemalt õhuliinidele pingevahemikus 330 kV – 1150 kV. Allpool on refereeritud kirjandusallikas [5] esitatud põhilisi tulemusi, mis on saadud edukate ühefaasiliste ATL-ide modelleerimisel. Joonisel 2.13 on taaslülitatava faasi faasipinge siirdeprotsess ühefaasilise eduka ATL-i korral, kui liini on kompenseeritud kahe reaktoriga ( $N = 2$ ).



Joonis 2.13. Ühefaasilise ATL-i tsükli ajal faasi ja maa vahel kujunev pinge kahe reaktoriga liini korral [5].

Jooniselt 2.13 on näha faasipinge tuiklemist pärast faasi taas-sisselülitamist, kuid tuiklev faasipinge ei ületa rikkele eelnenud normaalalituspinget, mille amplituudväärtus 500 kV nimipingega liinil on  $U_{f \max} = \sqrt{2} \cdot 525 / \sqrt{3} = 428$  kV. Seega antud juhul liini faasi ja maa vaheline isolatsioon ei ole ohustatud.

Ohtlikud transient-taastuvpinged tekivad aga lüliti avanenud kontaktide vahele ja nii võib kaar lülitis taassüttida. Lüliti kontaktide vahel kujuneb pinge toiteallika võrgusagedusliku pinge ja väljalülitatud faasi omavõnkesagedusega pinge vahena, mille tippväärtus võib olla suurem kahekordsest faasipinge amplituudväärtusest ( $U_{TRV} > 2U_{fmax} = 856 \text{ kV}$ ). Transient-taastuvpinget lüliti avanenud kontaktide vahel iseloomustab joonis 2.14. Nagu pinge ostsillogrammil näha, ulatub kontaktide vahelise taastuvpinge väärtus ligikaudu 860 kilovoldini ja on lülitile kaare taassüttimise seisukohalt potentsiaalselt ohtlik.



Joonis 2.14. Ühefaasilise ATL-i tsükli ajal lüliti avanevate kontaktide vahel kujunev transient-taastuvpinge kahe reaktoriga liini korral [5].

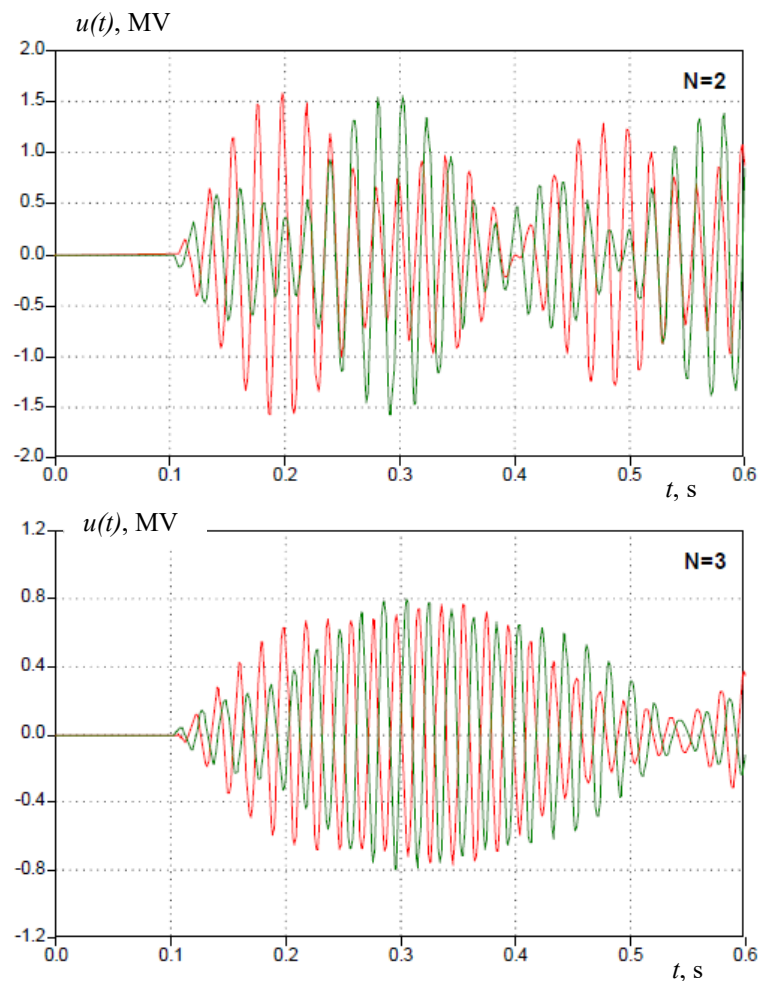
Märkimisväärsed liigpinged võivad liini ühel faasil tekkida ka mudel põhjustel:

- lüliti asümmeetrilisel sisse- või väljalülitamisel ühe või kahe faasi tõrke korral;
- lüliti sisse- või väljalülitamisel lüliti pooluste avanemiskiiruste erinevuse tõttu;
- kaare kustumise hilinemine lüliti ühel või kahel poolusel lühivoolu suure ja aeglaselt sumbuva aperioidilise komponendi tõttu.

Erinevatel algtingimustel võivad sama rikke korral esineda erinevad liigpingekordsused. Lisaks sellele võib ka elektrisüsteemis toimuvate siirdeprotsesside tagajärjel transient-taastuvpinge lülitis suurenda (näiteks, 500 kV võrgus kuni 100 kV võrra [5]).

Joonisel 2.15 on näitena toodud pinged, kui asümmeetrilisel väljalülitamisel lahutuvad kaks poolust kolmest. Jooniselt on näha, et liini väljalülitamisel ühe lüliti pooluse tõrke korral kasvavad transient-taastuvpinged lüliti kontaktide vahel võrdlemisi kiiresti, ulatudes kuni 1600 kilovoldini. Olukord leevendub kolmanda reaktori lisamisel.

Tuleb tähele panna, et asümmeetriline lülitamine on ohtlikum just väljalülitamisel, kuivõrd siis jääb pärast kaare kustumist lahknevate kontaktide vahele kaare jälg, mis soodustab kaare taassüttimist kontaktide vahel. Asümmeetrilisel sisselülitamisel kaarejälge ei esine.



Joonis 2.15. Transient-taastuvpinged lülitati kontaktide vahel asümmeetrilisel väljalülitamisel, kui ühes faasis esineb väljalülitustõrge. Reaktorite arv varieerub ( $N = 2$  ja  $N = 3$ ) [5].

### 2.3 Võimsuslülitite rikketõenäosused

Võimsuslülitite talilust võivad häirida mitmesugused rikked. Eristatakse mehaanilisi, elektrilisi ja isolatsioonirikkeid [8].

Peamised mehaanilised rikked on

- kontaktide avanemis- ja sulgumistõrge;
- kontaktide liigavanemine või-sulgumine;
- kontaktide blokeerumine avatud või suletud asendis.

Peamised elektrilised rikked on

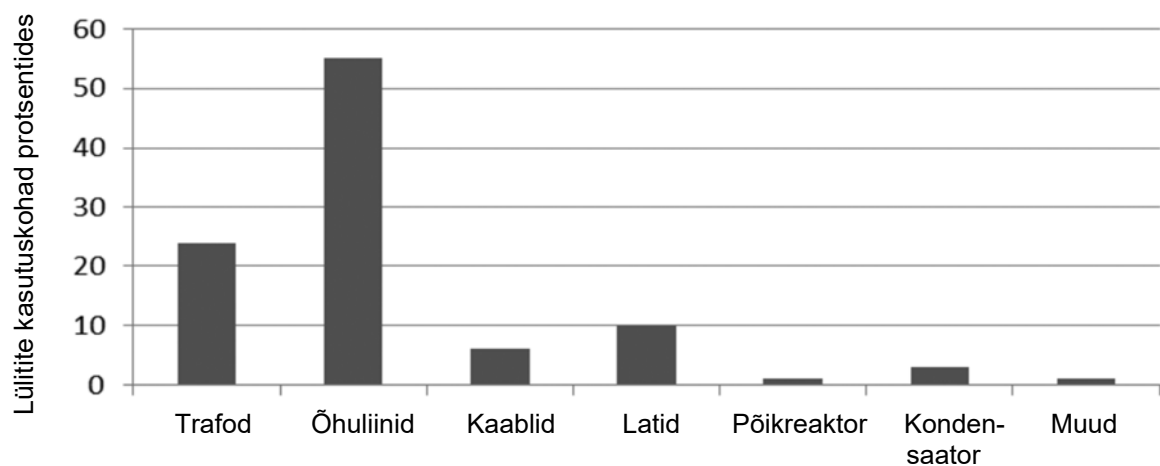
- voolu sisse- või väljalülitamistõrge;
- voolujuhtimistõrge;

Peamised isolatsioonirikked on

- läbilöök maasse või pooluste vahel;
- läbilöök avatud pooluse kontaktide vahel (sisemine või välimine);

Loetletud riketega võivad kaasneda ka asümmeetrilised talitlused.

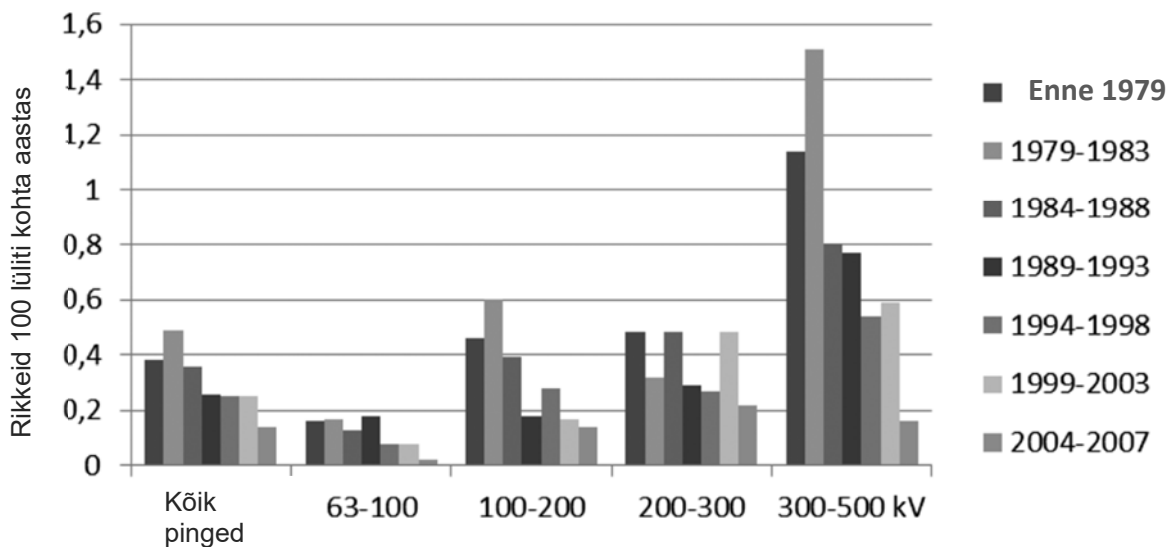
Töökindluse seisukohalt on lülitid ennekõike mehaanilised seadmed. Lülitite töökindlus sõltub oluliselt ka sellest, millisele seadmele lüliti vahetult töötab.



Joonis 2.16. Lülitite kasutuskohad CIGRE andmetel [8].

Kuigi põikreaktorite ja kondensaatorite lüliteid on suhteliselt vähe, moodustavad nende lülitite rikked ca 20 % kõikidest lülitite riketest.

Lülitite rikete arv sõltub ka ehitusaastast ja pingeastmest. Joonisel 2.17 on toodud CIGRE [8] andmed lülitite rikkesageduste kohta sõltuvalt valmistusaastast. Joonisel on rikkesagedus väljendatud rikete arvuna 100 lüliti kohta aastas. Lülitite üldine keskmine rikkesagedus on CIGRE uuringu andmetel [8] 0,3 riket 100 lüliti kohta aastas.



Joonis 2.17. Lülite rikkesagedus CIGRE andmetel sõltuvalt nimipingest ja valmistamise aastast [8]

CIGRE hinnangute kohased [8] rikete põhjuste osakaalud on toodud tabelis 2.1.

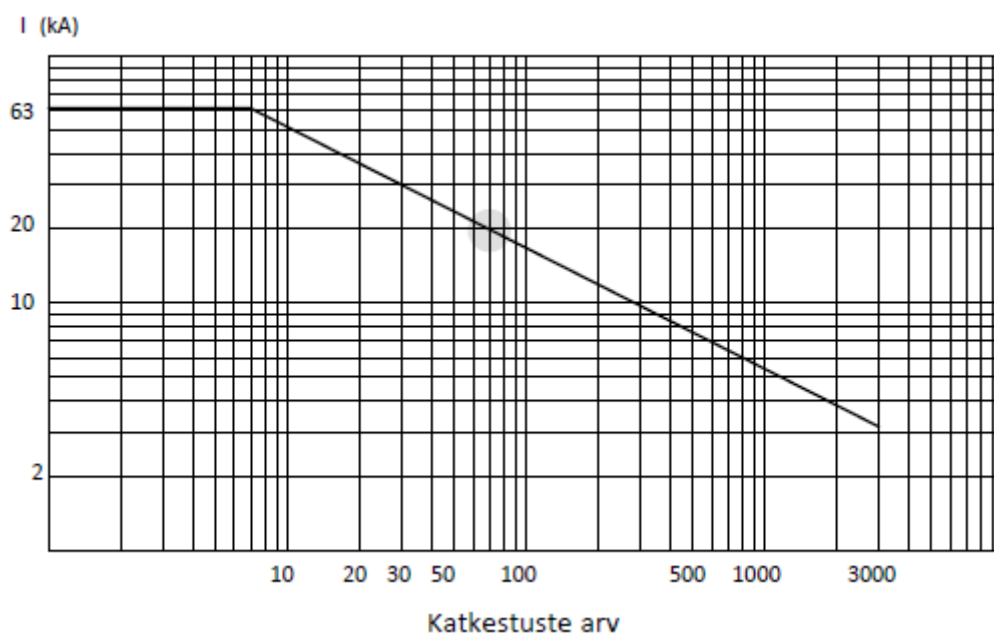
Tabel 2.1. Võimsuslülitite rikete suhteline osakaal [8].

Rikked	Osakaal	Kommentaar
Sulgemiskäsu korral kontaktid ei sulgu	28,2 %	Põhiliselt pingestatud paagiga lülitel
Avanemiskäsu korral kontaktid ei avane	16,4 %	
Kontaktid sulguvad ilma käsuta	0,2 %	
Kontaktid avanevad ilma käsuta	5,4 %	
Voolujuhi viga	1,3 %	
Isolatsioonirike	9,9 %	Lühis maaga – 5 %; Pooluse avatud kontaktide vaheline lühis – 3,7 %; Poolustevaheline lühis – 1,2 %.
Lukustumine avatud või suletud asendis	25,1 %	
Mehaanilise terviklikkuse kadumine	8,1 %	Lüliti komponentide mehaaniline vigastumine
Muud vead	5,2 %	



## 2.4 Võimsuslülitite hooldusvälbad

Võimsuslülitite tihedal lülitamisel on oluline pöörata tähelepanu ja teadvustada nende hooldusvälpasid. Võimsuslülitite hooldusvälbad on tavaliselt toodud kas aastate või lülitustsüklite arvu järgi. Tihti lülitavate võimsuslülitite hooldus on soovituslik ajaliselt ette poole tuua, kuna lubatud mehaanilised ja/või koormuse ja lühise lülitamise korrad on ületatud. Osa tootjate võimsuslülitite hooldusjuhendites on toodud elektrilise kulumise piirid, kui toimub lühisele lülitamine või lühise väljalülitamine. Tavaliselt on toodud need kas graafikuna või võrrandina. Näitena on joonisel 2.18 esitatud võimsuslülitite Areva GL315X vastav graafik, millel on esitatud katkestuse lubatud koguarvu sõltuvus katkestatavast voolust.



Joonis 2.18. Võimsuslülitite Areva GL315X elektrilise kulumise graafik [14].

Joonisel 2.18 esitatud joonisele vastab järgmine võrrand:

$$\sum NI^2 = 28000 \text{ kA}^2 \quad (2.16)$$

kus  $I$  – lülitatava voolu voolutugevus, kA

$N$  – lülituste arv voolutugevuse  $I$  juures

Uurimistöö käigus hinnati Eleringi võrgus kasutatavate võimsuslülitite kasutatavust ja vastavust hooldusvälpadele. Eleringi võrgus kasutatavate SF6 tüüpi võimsuslülitite hoolduse põhimõtted on esitatud tabelis 2.2. Analüüsi käigus leiti iga võimsuslülitite kohta lähtuvalt Eleringi lähteandmetest ühe perioodi lülitamiste koguarv ning keskmine lülitustsüklite (võimsuslülitite sisse- ja välja lülitamine moodustab ühe tsükli) arv aastas. Esmajärjekorras hinnati kõige enam lülitatavate liinide L507 ja L511 võimsuslülitite kasutatavust. Tabelis 2.3

on esitatud nende kahe elektriliini mõlema liiniotsa võimsuslülitite arvatud keskmised lülitustsüklite arvud. Samas tabelis on välja toodud ka muud tihedamini lülitatavad võimsuslülitid, mis võiksid huvi pakkuda.

*Tabel 2.2. Elering ASi võimsuslülitite tehasepoolsed hooldusvälbad.*

Tabelist 2.3 saab järeldada, et lülitustsüklite arv aastas on kõige tihedamini lülitataval võimsuslülitil 73. Sellel lülitil on B-hoole ajaks keskmiselt toimunud ~900 lülitustsüklit ja C-hoole ajaks ~1800. Lähtuvalt joonisel 2.18 esitatud informatsioonist on näha, et antud lülitiga on enne hooldust lubatud lülitada 3000 korda 3 kA suurust voolu. Teiste võimsuslülitite tüüpide puhul ei täitu sammuti lülitustsüklite arv enne planeeritud hooldusvälpa. Eelneva põhjal on soovituslik hooldusvälpasid mitte muuta ning hooldust teostada ette nähtud aastate tagant. Sellise olukorra eelduseks on vajalik, et lülitused toimuksid võimsuslülitite nimivoolust väiksema voolu korral. Hoolduse planeerimisel võimsuslülititele, millega toimub lisaks ka lühisele lülitamine ja lühise väljalülitamine, tuleks lähtuda võimsuslülitite hooldusjuhendis toodud elektrilise kulumise piiridest ehk on vajalik teada,

kui suur on lühisvool ja lülituste arv vastava lühisvooluga. Lühivoolu ja lülituste arvu analüüsimisel selgub, kas on vajalik hooldusvälpa muuta või mitte. Lisaks tuleks hoolduse planeerimisel arvestada ka perioodidega, kus lülitustsüklite arv on suurem keskmisest.

*Tabel 1.3. Uurimistöö raames huvipakkuvate fiidrite võimsuslülitite keskmised lülitustsüklite arvud aastas (2010-2017).*

## **2.5 Ülikõrgepinge õhuliinide lülitusliigpingete uurimine PSCAD mudelite abil**

### **2.5.1 Üldist**

Ülikõrgepingeliinide lülitusliigpingete uurimiseks on PSCAD tarkvara kasutades loodud asjakohased mudelid PSCAD mudelite abil on uuritud ülikõrgepinge õhuliinide lülitusliigpingete tekkimist ja levikut madalamatele pingeastmetele. Koostatud mudelid on selle aruande üheks osaks ja on esitatud aruandest eraldi.

Uurimisobjektiks on võetud mitmekorruseline ülikõrgepinge õhuliin, konkreetselt kahekorruseline õhuliin, mille ahelad paiknevad erinevatel kõrgustel – ülal 330 kV ahel ja

allpool 110 kV ahel. Sellist liini ehituse põhimõtet kasutatakse ka Eesti elektrisüsteemis. Käesolevas töös uuritakse erinevates olukordades 330 kV liini lülitamisel tekkida võivaid lülitusliigpinged ja nende levikut madalamatele pingeastmetele. Samuti uuritakse, kuidas mõjutavad tekkinud liigpinged madalamal pingeastmel olevaid seadmeid ja elektri kvaliteeti. Selleks on analüüsitud liigpingeid kolmel pingeastmel: 330 kV, 110 kV ja 0,4 kV ehk lõpptarbija juures. Liigpingete mõju on hinnatud liigpingete kordsuse alusel, ehk mitu korda ületab liigpinge tippväärtus pinge amplituudväärtust tavaolukorras. Esitatakse ka PSCAD arvutuste tulemusel saadud pingete ostsillogrammid, mis kirjeldavad pingete suurusi ja muutumist mitmesuguste lülitamistoimingute tagajärjel vallanduvatel siirdeprotsessidel.

Peatähelepanu on pööratud mitme pingeastmega mitmekorruseliste liinide lülitamisest tekkivate liigpingete leviku uurimisele elektrivõrgus. Käsitlemist leiavad lülitamised liini eri koormuste korral ja liigpingete tekkimine 330 kV liini automaatse taaslülituse käigus. Vaadeldavateks koormussituatsioonideks on liini suhteliselt madal ning suhteliselt kõrge koormatus. Arvestatud on ka reaktiivvõimsuse kompenseerimisseadmete mõju liigpingete kujunemisele 330 kV liini taaslülitamise käigus.

## **2.5.2 Mudeli koostamine**

### ***2.5.2.1 Lülitusliigpingete modelleerimine***

Liini lülitusliigpinged sõltuvad lülitustoimingu iseloomust. Olulisi erinevusi võib täheldada järgmiste lülitustoimingute korral:

- liini sisselülitamine;
- liini taaslülitamine;
- liini väljalülitamine;
- koormamata trafo väljalülitamine;
- põikreaktorite väljalülitamine.

Kõigi situatsioonide modelleerimine erinevate liini koormatuste korral on mahukas töö. Käesoleva töös on erilist tähelepanu pööratud 330 kV liini lülitusliigpingete mõjule madalamate pingeastmete pingele kvaliteedile, arvestades seadmete pingetaluvust. Ülesande täitmiseks on valitud piisavalt näitlikud juhud hindamiseks liigpingete levikut madalamatele pingeastmetele, ehk piisavalt suurte lülitusliigpingetega juhud. Lülitusliigpingete tekkimises on lisaks lülitusprotsessile oluline osa ka elektrivõrgu parameetritel. Nimelt sõltub liigpingete suurus palju võrgu induktiiv- ja mahtuvustakistusest erinevatel sagedustel, st lülitamistest

tekkivad liigpingete kõrgemad harmoonikud võivad põhjustada võrgu mahtuvuste ja induktiivsuste vahelisi resonantse, aga ka vallandada ferrosesonantse, mille tulemusel võivad liigpinged oluliselt kasvada ja ohustada seadmete isolatsiooni. Ohtlike liigpingete tekkimisel on seega oluline roll elektrivõrgu reaktiivsete elementide parameetritel.

Käesolevas uurimistöös on võetud aluseks 330 kV liini automaatne taaslülitamine, kui üks peamisi ja siirdeprotsessilt raskemaid liigpingete allikaid. Uuringus on modelleeritud võimalikult suuri lülitusliigpingeid, et selgitada välja raskeimad lülitusliigpinge juhtumid. Samuti võimaldavad suuremad lülitusliigpinged paremini jälgida nende levikut elektrivõrgus. Maksimaalsele lähedased lülitusliigpinged võimaldavad ka paremini hinnata nende mõju 110 kV võrgu seadmetele ja lõpptarbijale. Kui raskemal juhul jääb vaadeldavas punktis liigpingete mõju seadmetele talutavaks, siis võib suure tõenäosusega eeldada, et ka muudel juhtudel jääb lülitusliigpingete mõju seadmetele talutavaks. Selgitamiseks välja reaktiivvõimsuse kompenseerimise mõju liigpingete suurusele ja levikule on modelleeritud taaslülitust erinevate reaktorite ja kondensaatortarbijate koosseisuga võrgus. Liigpingete mõju hindamiseks tarbijatele on mudelisse lisatud jaotusvõrk. Jaotusvõrk on modelleeritud hajaasustatud piirkonda toitva radiaalvõrguna. Sellest tulenevalt on lõpptarbijate koormused suhteliselt väikesed ja aktiivtakistusliku iseloomuga. Lülitusliigpingete mõju on hinnatud (liig)pinge tippväärtuse ja normaalolukorras pinge amplituudväärtuse suhtega. Normaalolukorra pingeks on võetud seadme suurim lubatav kestevpinge.

#### ***2.5.2.2 Mudeli kirjeldus***





Mudel on koostatud lähtudes soovist modelleerida mitmekorruselise õhuliini 330 kV ahela lülitusliigpingete levikut 110 kV ja 0,4 kV (lõpptarbija) pingeastmetele. Mudeli peamised osad on seega mitmekorruseline õhuliini, 110 kV võrk ja jaotusvõrk kuni 0,4 kV pingeastmeni. Mudeli koostamisel on lähtutud reaalsest elektrivõrgust, st võrgu skeem ja komponentide parameetrid on valitud realistliku skeemi ja skeemielementide tegelike väärtuste alusel. Jaotusvõrgu modelleerimisel on lähtutud maavõrgust. Jaotusvõrgu 0,4 kV koormused on hajutatud ja suhteliselt väikesed. Uuringus ei ole modelleeritud liigpingepiirikuid. Seega tuleb arvestada, et reaalses võrgus oleksid käesoleva uuringu käigus leitud liigpinged piiratud liigpingepiirikutega.

Liinide modelleerimisel on kasutatud PSCAD tarkvara liinimudelit *Frequency Dependent (Phase) Model*. See liinimudel on PSCAD-is kasutatavatest mudelitest täpsem [9]. Mudeli eeliste liinimudelite ees on eelkõige liini parameetrite täpsem modelleerimine kõrgematel sagedustel, sh liinis siirdeprotsessidel esinevate kulglainete ja nende mõju adekvaatsem arvestamine, mis teeb selle mudeli sobivaks lülitusliigpingete uurimisel. Nimetatud liinimudelit on kasutatud nii 330 kV ja 110 kV liinide kui ka jaotusvõrgu 10 kV liinide modelleerimisel. Peamine modelleeritud liin, mitmekorruseline 330/110 kV õhuliin, on jaotatud lõikudeks. Üheks põhjuseks on nii 330 kV kui ka 110 kV liiniahelate faasijuhtide transponeerimine. Samuti ei ole liini 110 kV ahela koormatus ühesugune, kuna 110 kV liinil on mitmeid vahealajaamu koos koormusega, mille modelleerimiseks on liiniahelate vahele lisatud 110 kV koormused. Lisaks on modelleeritud liini keskel 110 kV süsteemi ekvivalent ja kondensaatorpatarei.

PSCAD tarkvara abil elektrivõrgu talitluse uurimiseks on mudelisse lisatud süsteemi ekvivalendid, mille abil juhitakse simulatsiooni talitlust. Ekvivalentide modelleerimiseks on kasutatud mudelit *Three Phase Voltage Source Model 3*, milles on ära määratud ekvivalendi päri- ja nulljärgnevus aktiiv- ja reaktiivtakistus. Ülesande püstitusest tulenevalt on kasutatud vähimaid ja suurimaid ekvivalente, ehk vastavalt süsteemi minimaalse ja maksimaalse takistusega ekvivalente. Ekvivalentide kaudu siseneva ja väljuva võimsusvoo juhtimiseks on kasutatud PI kontrolleriil põhinevaid juhtimisalgoritme (joonistel 2.19 ja 2.20 tähistatud vastavalt numbritega 12 ja 23). Aktiivvõimsusvood on valitud lähtuvalt mitmekorruselise



õhuliini koormatusest, reaktiivvõimsusvood on valitud lähtuvalt latipingetest 330 ja 110 kV alajaamade lattidel. Latipinged 110 kV jaotlatele on simulatsioonis jäetud 116 – 121 kV vahele. Latipinged 330 kV jaotlatele on simulatsioonis jäetud 350 – 360 kV vahele.

Ekvivalentide juhtimise algoritmi on kasutatud võrgu talitusparameetrite kindlaksmääramiseks. Soovitud talitusparameetrite saavutamisel on ekvivalentide parameetrid (pinge nurk ja moodul) fikseeritud. Seega kasutatakse liini lülitustoimingutest põhjustatud siirdeprotsesside modelleerimisel fikseeritud parameetritega ekvivalente.

Koormuste modelleerimisel on 110 kV võrgus kasutatud PSCAD mudelit *Fixed Load*. Koormusteks on valitud mõne 110 kV alajaama 2016 aasta tunnikeskmise koormuse maksimum- ja miinimumväärtused. Jaotusvõrgu koormuste modelleerimisel on koormus lisatud 0,4 kV madalpingevõrku otse 10/0,4 kV jaotustrafo madalpingeklemmidele. Need koormused vastavad kodutarbijatele, olles suhteliselt väikesed ja aktiivtakistusliku iseloomuga.

Modelleerimisel loetakse liini taaslülitus edukaks juba peale esimest taaslülitustsükli, st peale esimest taaslülitust jääb 330 kV liin töösse. Liinil ei ole modelleeritud taaslülitust põhjustavat lühist, mistõttu jääb liini kõikidesse faasidesse väljalülitustsükli ajal jääkpinge. Selline lähenemine ei vasta reaalsele taaslülitusele, mille põhjuseks on enamasti lühis liinil, kuid liigpingete seisukohalt oleks taaslülitus lühise korral kergem, kuna maaga lühistatud faasides olev jääkpinge laaduks lühisekoha kaudu maha. Sellisel juhul oleks taaslülitus sisuliselt pingetute faaside taaspingestamine, mis tekitaks väiksemaid liigpingeid võrreldes jääklaenguga faaside lülitamisega. Ülikõrgepingeliinidel kasutatakse ka ühefaasilist taaslülitust, mille puhul taaslülitust rakendatakse ainult rikkega faasides ja terved faasid ei osale taaslülituses. Ühefaasilist taaslülitust on käsitletud käesoleva peatüki jaotistes 2.2.3 ja 2.2.4.

ATL-i tsükli kestab voolupaus 0,3 s. Vaadeldud on nn juhitavat väljalülitamist, mille puhul toimub väljalülitamine faaside kaupa eraldi. Mudelis avaneb lüliti igas faasi voolu nullpunkti läbimise hetkel, mis vastab ka tegelikule võimsuslüliti pooluste juhitava avanemise protsessile. Selle tõttu tekib aga lüliti esimese ja viimase pooluse avanemise vahel lühiajaline asümmeetriline kvaasistatsionaarne olukord. Alajaamade A ja E lülitite avanemine ei ole üheaegne, esmalt avatakse alajaamas E lüliti, seejärel avatakse 20 ms pärast alajaamas A lüliti. Lülitite sulgemine toimub sama järjekorra alusel, ehk esmalt suletakse alajaama E lüliti, seejärel alajaama A lüliti. Alajaama E lüliti sulgemine toimub, kui lüliti esimese faasi kontaktide vahel on maksimaalne pinge, mis vastab liigpingete suhtes halvimalle võimalikule lülitushetkele.

### **2.5.2.3 Stsenaariumide kirjeldus**

Simulatsioonide läbiviimiseks on koostatud erinevad stsenaariumid, hindamaks liigpingete suurust erinevates olukordades. Stsenaariumid erinevad üksteisest võrgu (liinide) koormatuse ja reaktiivvõimsuse kompenseerimise poolest. Erinevate reaktorite ja kondensaatorpatareide koosseisudega on uuritud lülitusliigpingeid erinevate liini reaktiivvõimsuse kompenseerimisastmete juures. Uuritud on kompenseerimisseadmete mõju nii lülitusliigpingete suurusele kui ka levikule madalamatele pingeastmetele. Erineva võrgu koormatuse korral on uuritud, kas ja kui palju mõjutab võrgu koormatus liigpingete levikut madalamatele pingeastmetele. Kokku on vaadeldud kuute stsenaariumi vastavalt alljärgnevatele kirjeldustele.

1. Mitmekorruselise õhuliini minimaalne koormatus, alajaamades A ja E reaktorid sees, alajaamas C kondensaatorpatarei sees.
2. Mitmekorruselise õhuliini minimaalne koormatus, alajaamades A ja E reaktorid sees, alajaamas C kondensaatorpatarei väljas.
3. Mitmekorruselise õhuliini minimaalne koormatus, alajaamas A üks reaktor väljas, alajaamas E üks reaktor väljas, alajaamas C kondensaatorpatarei väljas.
4. Mitmekorruselise õhuliini maksimaalne koormatus, alajaamades A ja E reaktorid sees, alajaamas C kondensaatorpatarei sees.
5. Mitmekorruselise õhuliini maksimaalne koormatus, alajaamades A ja E reaktorid sees, alajaamas C kondensaatorpatarei väljas.
6. Mitmekorruselise õhuliini maksimaalne koormatus, alajaamas A üks reaktor väljas, alajaamas E reaktor väljas, alajaamas C kondensaatorpatarei sees.

Esimesed kolm ning viimased kolm stsenaariumi erinevad üksteisest ka võrgu ekvivalentide ja 110 kV koormuste poolest. Maksimaalseid ekvivalente ja minimaalseid koormusi on kasutatud liini minimaalse koormatuse juures (ehk nn „suvised miinimumi“ olukorraga). Minimaalseid ekvivalente ja maksimaalseid koormusi on kasutatud liini maksimaalse koormatuse juures (ehk nn „talvised maksimumi“ olukorraga).

Stsenaariumides on vaadeldud liigpingeid 330 kV võrgus vahetult taaslülituskoha juures (alajaama E 330 kV jaotla latipinged), 110 kV piirkonnaalajaamas, mis asub taaslülituskohale lähedal (alajaam G), kondensaatorpatareiga 110 kV alajaamas (alajaam C) ja madalpingevõrgus (alajaamast G toidetavas 0,4 kV jaotusvõrgus 110 kV piirkonnatrafole lähima koormuse juures).

330 kV liigpingete mõõtepunkt on valitud kaalutlusel, et seal esinevad simulatsiooni suurimad liigpinged ning selle alusel on võimalik hinnata liigpingete levikut madalamatele pingeastmetele. Alajaamas G asuva 110 kV mõõtepunkti abil hinnatakse liigpingeid 110 kV võrgus ja nende mõju seadmetele. Alajaamas C asuva 110 kV mõõtepunkti alusel kondensaatorpatarei mõju liigpingete suurusele. Neljas mõõtepunkt 0,4 kV madalpingevõrgus on valitud liigpingete mõju hindamiseks lõpptarbijale.

### 2.5.3 Erinevate stsenaariumite tulemused

#### 2.5.3.1 Stsenaarium 1

Stsenaariumis 1 on modelleeritud mitmekorruselise õhuliini 330 kV ahela taaslülitust liini suhteliselt madala koormatusega. Stsenaariumis on reaktorid alajaamades A ja E sees (kokku 150 Mvar-i reaktiivvõimsuse tarbimist) ja kondensaatorpatarei alajaamas C sees (30 Mvar-i reaktiivvõimsuse tootmist). Liinide koormatused on tabelis 2.4.

Tabel 2.4. Liinide koormatused stsenaariumis 1 (+liini sisenev; -liinist väljuv).

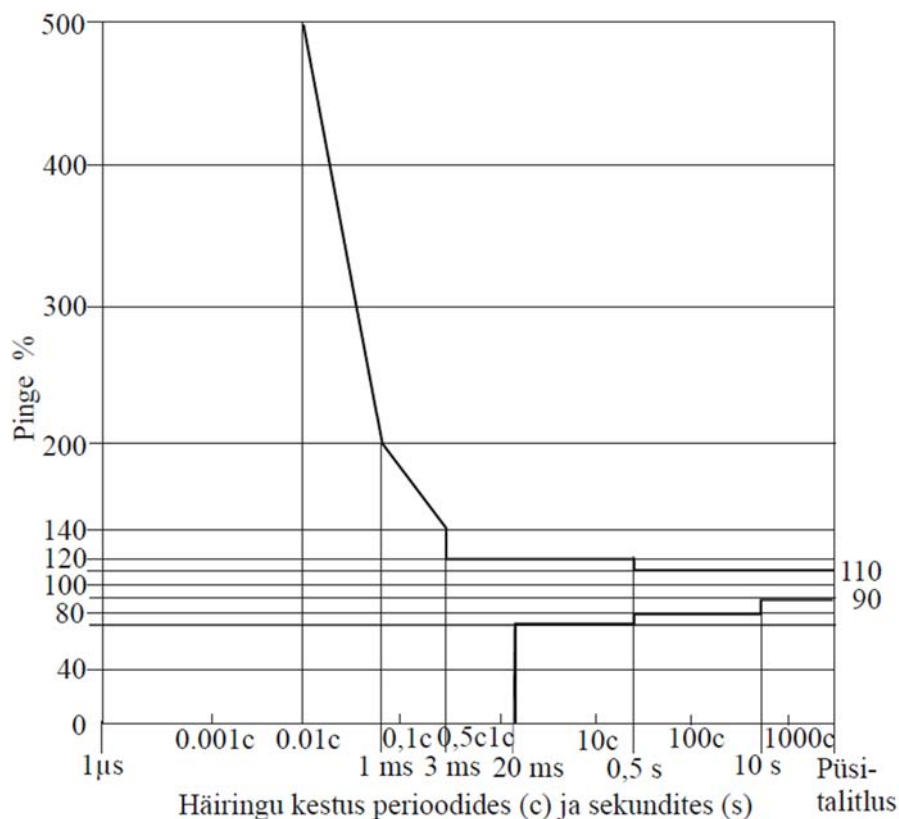
	<b>P, [MW]</b>	<b>Q, [Mvar]</b>
<b>Alajaam E, 330 kV</b>	17,4	-29,5
<b>Alajaam A, 330 kV</b>	-15,4	-52,0
<b>Alajaam E, 110 kV</b>	7,9	-7,3
<b>Alajaam C, 110 kV</b>	-18,6	8,7
<b>Alajaam A, 110 kV</b>	18,5	-12,9

Joonistel lisas 1.1 on toodud stsenaarium 1 faasi ja maa vahelised kolmefaasilise süsteemi pingete hetkväärtused neljas erinevas alajaamas liini taaslülitusel. Tabelis 2.5 on esitatud stsenaarium 1 tulemused.

Tabel 2.5. Liigpinged stsenaarium 1 korral.

	<b>U<sub>max</sub>, [kV]</b>	<b>U<sub>m</sub>, [kV]</b>	<b>U<sub>max</sub>/U<sub>m</sub></b>
<b>Alajaam E, 330 kV</b>	559	296	1,89
<b>Alajaam G, 110 kV</b>	146	100	1,46
<b>Alajaam G, 0,4 kV</b>	0,475	0,358	1,33
<b>Alajaam C, 110 kV</b>	127	100	1,27

110 kV võrku levivad lülitusliigpinged on esimeses stsenaariumis suurusega kuni 150 kV. Standardile EVS-EN 60071-1:2006 vastavad seadmed on lühiajalise võrgusagedusliku talvuspingega kuni 230 kV (efektiivväärtus) ning pikseimpulsstalvuspingega kuni 550 kV [10]. Seega võib järeldada, et 110 kV seadmed peaksid Stsenaarium 1 järgi tekkivaid liigpingeid taluma. Pinge kvaliteedi seisukohalt tekib lühiajaliselt (kuni 100 ms) kõrgemaid harmoonikuid, samuti tekib pingesse asümmeetria. Elektri kvaliteedi standardid vaatlevad harmoonikute sisaldust ja asümmeetriat 10-minutiliste keskvaartuste järgi [13], seega lühiajalised lülitusliigpinged ilmselt ei mõjuta märgatavalt harmoonikute ja asümmeetria elektrikvaliteedi standarditele vastavust. Lõpptarbija juures (0,4 kV) on maksimaalne liigpinge 475 V, mis on 33% kõrgem tavaolukorra pingest. Stsenaariumis madalpingevõrgus esinenud liigpinge ei ületa standardi EVS-EN 60664-1:2008 kohaselt tahke põhi- ja lisaisolatsiooni lühiajalist ajutist liigpingetaluvust (1430 V kuni 5 s) [11]. Madalpingevõrgu liigpingetaluvust näitab paremini ilmselt elektroonikaseadmete liigpingetaluvuse hindamiseks loodud ITI-kõver (joonis 2.21) [12].



Joonis 2.21. ITI kõver [12].

Jooniselt L1.1 võib lugeda, et maksimaalse liigpinge kestvus ühes faasis on ligikaudu 4 ms. Maksimaalne liigpinge on 133 %, mis joonise L1.3 järgi ületab elektroonikaseadmete talvuspiiri. Seega osutub antud juhul vajalikuks liigpingete piiramine nt liigpingepiirikute abil.

### 2.5.3.2 Stsenaarium 2

Stsenaariumis 2 on modelleeritud mitmekorruselise õhuliini 330 kV ahela taaslülitust liini suhteliselt madala koormatusega. Stsenaariumiga 1 võrreldes on alajaamas C 110 kV kondensaatorpatarei välja lülitatud. Tabelis 2.6 on liinide koormatus stsenaariumis 2.

Tabel 2.6. Liinide koormatused stsenaariumis 2 (+liini suunas; -liini suunast)

	P, [MW]	Q, [Mvar]
<b>Alajaam E, 330 kV</b>	17,5	-17,6
<b>Alajaam A, 330 kV</b>	-15,7	-63,7
<b>Alajaam E, 110 kV</b>	8,0	0,4
<b>Alajaam C, 110 kV</b>	-18,0	-0,5
<b>Alajaam A, 110 kV</b>	17,7	-3,6

Joonistel lisa 1.2 on toodud stsenaarium 2 faasi ja maa vahelised kolmefaasilise süsteemi pingete hetkväärtused neljas erinevas alajaamas liini taaslülitusel. Tabelis 2.7 on stsenaarium 2 tulemused.

Tabel 2.7. Liigpinged stsenaariumis 2

	$U_{max}$ , [kV]	$U_m$ , [kV]	$U_{max}/U_m$
<b>Alajaam E, 330 kV</b>	475	296	1,60
<b>Alajaam G, 110 kV</b>	129	100	1,29
<b>Alajaam G, 0,4 kV</b>	0,440	0,358	1,23
<b>Alajaam C, 110 kV</b>	116	100	1,16

Lülitusliigpinged teises stsenaariumis on kõikidel pingeastmetel väiksemad võrreldes esimese stsenaariumiga. 330 kV võrgu maksimaalne liigpinge on 60% kõrgem pinge maksimaalsest väärtusest tavaolukorras ning 110 kV võrgu maksimaalne liigpinge 23% kõrgem pinge maksimaalsest väärtusest tavaolukorras. Stsenaarium viitab, et 110 kV võrgus kondensaatorpatarei välja lülitamine vähendab lülitusliigpingeid kondensaatorpatarei läheduses. Madalpingevõrgu liigpinge 123 % kestvusega ligikaudu 3 ms on ITI kõvera järgi (joonis L1.7) napilt elektroonikaseadmete taluvuspiiri sees.

### 2.5.3.3 Stsenaarium 3

Stsenaarium 3 on viimane stsenaarium, kus mitmekorruselisel õhuliinil on suhteliselt madal koormatus. Stsenaariumis on nii alajaamades A kui ka E üks 50 Mvar-ine reaktor väljas, samuti on alajaamas C kondensaatorpatarei väljas. Tabelis 2.8 on liinide koormatus stsenaariumis 3.

Tabel 2.8. Liini koormatused stsenaariumis 3 (+liini suunas; -liini suunast)

	<b>P, [MW]</b>	<b>Q, [Mvar]</b>
<b>Alajaam E, 330 kV</b>	17,3	7,8
<b>Alajaam A, 330 kV</b>	-15,3	-88,6
<b>Alajaam E, 110 kV</b>	7,9	-1,6
<b>Alajaam C, 110 kV</b>	-18,7	-2,2
<b>Alajaam A, 110 kV</b>	18,0	-2,3

Joonistel lisas 1.3 on toodud stsenaarium 3 faasi ja maa vahelised kolmefaasilise süsteemi pingete hetkväärtused neljas erinevas alajaamas liini taaslülitusel. Tabelis 2.9 on stsenaarium 3 tulemused.

Tabel 2.9. Liigpinged stsenaariumis 3

	<b><math>U_{max}</math>, [kV]</b>	<b><math>U_m</math>, [kV]</b>	<b><math>U_{max}/U_m</math></b>
<b>Alajaam E, 330 kV</b>	598	296	2,02
<b>Alajaam G, 110 kV</b>	193	100	1,93
<b>Alajaam G, 0,4 kV</b>	0,641	0,358	1,79
<b>Alajaam C, 110 kV</b>	133	100	1,33

Liigpinged kolmandas stsenaariumis on esimese kolme stsenaariumi võrdluses suurimad. 110 kV võrgus oli maksimaalne liigpinge alajaamas G suurusega 193 kV. Liigpinge jääb alla 230 kV-le, mis on EVS-EN 60071-1:2006 kohaselt 110 kV pingestmel lühiajaline võrgusageduslik talvuspinge [10]. Madalpingevõrgus on maksimaalne liigpinge 79% kõrgem tavaolukorra maksimaalsest pingest. Stsenaariumis esinenud liigpinge ilmselt veel ei põhjusta seadmete isolatsiooni rikkumist [11]. ITI kõvera järgi (joonis L1.11) ületab selline liigpinge kindlalt elektroonikaseadmete talvuspiiri. Stsenaariumi võrdlus esimese kahe stsenaariumiga viitab, et reaktorite koosseis mõjutab märkimisväärselt lülitusliigpingete suurust ja levikut võrgus. Stsenaariumis 3 tekkis simulatsioonide suurim liigpinge ja nad levisid ka suhteliselt vähese sumbuusega 110 kV ja 0,4 kV pingestemetele. Teistes stsenaariumides on liigpinge sumbuus suurem.

#### 2.5.3.4 Stsenaarium 4

Stsenaariumis 4 on modelleeritud mitmekorruselise õhuliini taaslülitust kõrgema koormatusega. Stsenaariumis on kõik reaktorid alajaamades A ja E sees (kokku 150 Mvar-i reaktiivvõimsuse tarbimist) ning alajaama C kondensaatorpatarei on sees (30 Mvar-i reaktiivvõimsuse tootmist). See teeb stsenaariumi 4 võrreldavaks stsenaariumiga 1. Liinide koormatused on tabelis 2.10.

Tabel 2.10. Liini koormatused stsenaariumis 4 (+liini suunas; -liini suunast)

	P, [MW]	Q, [Mvar]
<b>Alajaam E, 330 kV</b>	259	-34,0
<b>Alajaam A, 330 kV</b>	-256	-21,0
<b>Alajaam E, 110 kV</b>	46,8	-11
<b>Alajaam C, 110 kV</b>	2,2	-2,7
<b>Alajaam A, 110 kV</b>	5,0	0,2

Joonistel lisas 1.4 on toodud stsenaarium 4 faasi ja maa vahelised kolmefaasilise süsteemi pingete hetkväärtused neljas erinevas alajaamas liini taaslülitusel. Tabelis 2.11 on stsenaarium 4 tulemused.

Tabel 2.11. Liigpinged stsenaariumis 4

	$U_{max}$ , [kV]	$U_{norm}$ , [kV]	$U_{max}/U_{norm}$
<b>Alajaam E, 330 kV</b>	494	296	1,67
<b>Alajaam G, 110 kV</b>	122	100	1,22
<b>Alajaam G, 0,4 kV</b>	0,419	0,358	1,17
<b>Alajaam C, 110 kV</b>	114	100	1,14

Neljandas stsenaariumis liigpinged on esimese stsenaariumiga võrreldes kõigis pingeastmetes väiksemad. Ka võib märgata, et võrgu madalama koormatusega võrreldes on liigpingete levik madalamatele pingeastmetele piiratum. 110 kV ja 0,4 kV võrgus on maksimaalsed liigpinged suhteliselt väikesed ning ilmselt ei tohiks tekitada probleeme vastavalt nii standardi EVS-EN 60071-1:2006 [10] kui ka ITI kõvera järgi (joonis L1.15).

#### 2.5.3.5 Stsenaarium 5

Stsenaarium 5 on mitmekorruselise õhuliini kõrgema koormatusega, juhul kui alajaamas C on 110 kV kondensaator väljas. Stsenaarium on võrreldav stsenaariumidega 2 ja 4. Liinide koormatused on tabelis 2.12.

Tabel 2.12. Liini koormatused stsenaariumis 5 (+liini suunas; -liini suunast)

	<b>P, [MW]</b>	<b>Q, [Mvar]</b>
<b>Alajaam E, 330 kV</b>	270	-41,0
<b>Alajaam A, 330 kV</b>	-268	-12,6
<b>Alajaam E, 110 kV</b>	46,0	-1
<b>Alajaam C, 110 kV</b>	6,0	-21,0
<b>Alajaam A, 110 kV</b>	0,5	19,0

Joonistel lisas 1.5 on toodud stsenaarium 5 faasi ja maa vahelised kolmefaasilise süsteemi pingete hetkväärtused neljas erinevas alajaamas liini taaslülitusel. Tabelis 2.13 on stsenaarium 5 tulemused.

Tabel 2.13. Liigpinged stsenaariumis 5

	<b>U<sub>max</sub>, [kV]</b>	<b>U<sub>norm</sub>, [kV]</b>	<b>U<sub>max</sub>/U<sub>norm</sub></b>
<b>Alajaam E, 330 kV</b>	540	296	1,82
<b>Alajaam G, 110 kV</b>	128	100	1,28
<b>Alajaam G, 0,4 kV</b>	0,446	0,358	1,25
<b>Alajaam C, 110 kV</b>	110	100	1,10

Viies stsenaarium on liigpingete seisukohast sarnane neljanda stsenaariumiga. Liigpingete levik madalamatele pingeastmetele on piiratum võrreldes liini väiksema koormatusega, mida täheldati ka neljandas stsenaariumis. Samas on neljanda stsenaariumiga võrreldes liigpinged kõikides pingeastmetes suuremad. Liini madala koormatusega stsenaariumides oli kahe võrreldava stsenaariumi korral (ehk siis esimene ja teine stsenaarium) tulemus vastupidine, mistõttu ei saa käesolevas uuringus teha järeldust alajaama C kondensaatorpatarei mõjust 330 kV liini lülitamistest tekkivatele liigpingetele. Alajaam C asub liigpingete tekkekohast ehk alajaama E 330 kV lattidest kaugel, mistõttu ilmselt ei ole liigpingete suurus ja erinevus alajaama C lattidel piisavad tegemaks järeldusi kondensaatorpatarei mõjust liigpingetele. Madalpingevõrgus esines liigpinge 125 % kestvusega ligikaudu 2-3 ms. Selline liigpinge jääb ITI kõvera (joonis L1.19) alusel napilt elektroonikaseadmete taluvuspiiri sisse.

### 2.5.3.6 Stsenaarium 6

Stsenaariumis 6 on mitmekorruselise õhuliini 330 kV ahela kõrgem koormatus, juhul kui alajaamas A ja E on üks reaktor välja lülitatud ning alajaamas C on kondensaatorpatarei välja



lülitatud. Stsenaarium on võrreldav stsenaariumiga 3 ning stsenaariumidega 4 ja 5. Liinide koormatused on tabelis 2.14.

Tabel 2.14. Liini koormused stsenaariumis 6 (+liini suunas; -liini suunast)

	<b>P, [MW]</b>	<b>Q, [Mvar]</b>
<b>Alajaam E, 330 kV</b>	269	2
<b>Alajaam A, 330 kV</b>	-264	-59
<b>Alajaam E, 110 kV</b>	46	-1,3
<b>Alajaam C, 110 kV</b>	5,5	-22
<b>Alajaam A, 110 kV</b>	1,5	20

Joonistel lisas 1.6 on toodud stsenaarium 6 faasi ja maa vahelised kolmefaasilise süsteemi pingete hetkväärtused neljas erinevas alajaamas liini taaslülitusel. Kuuenda stsenaariumi tulemused on tabelis 2.15.

Tabel 2.15. Liigpinged stsenaariumis 6

	<b>U<sub>max</sub>, [kV]</b>	<b>U<sub>norm</sub>, [kV]</b>	<b>U<sub>max</sub>/U<sub>norm</sub></b>
<b>Alajaam E, 330 kV</b>	372	296	1,26
<b>Alajaam G, 110 kV</b>	111	100	1,11
<b>Alajaam G, 0,4 kV</b>	0,389	0,356	1,09
<b>Alajaam C, 110 kV</b>	102	100	1,02

Kuuendas stsenaariumis on kõigi stsenaariumide võrdluses väikseimad liigpinged. Võrreldavas stsenaariumis liini madala koormatusega (stsenaarium 3) olid samas suurimad liigpinged kõigist stsenaariumidest. Kuuenda stsenaariumi liigpinged on piisavalt väikesed, et lülitusliigpingete talumisega ei oleks ühelgi pingeastmel probleeme.

#### 2.5.4 Järeldused simulatsioonidest

Uuringu tulemusel saab teha järeldusi järgmistes küsimustes

- 330 kV liini lülitusliigpinged ja nende levik madalamatele pingeastmetele;
- liinide koormatuse mõjust liigpingete suurusele ja levikule
- reaktiivsete elementide mõjust 330 kV liini lülitusliigpingetele.

Liigpinged on simuleeritud liini taaslülituse abil, kui taaslülitus toimub vähemalt ühes faasis hetkel, kui faasi toitepinge on lahutushetkest alates pöördunud 180 ° ja on jääkpinge suhtes vastandmargiga. See on lülitusliigpingete suhtes teoreetiliselt raskeim juhtum ja seega on

uuringus simuleeritud liigpinged võrreldes tegelikega mõnevõrra suuremad. Uuringust järelduste tegemisel tuleb siiski arvestada, et lülitusliigpingete suurus on märgatavalt sõltuv võrgu konfiguratsioonist, eriti reaktiivsete elementide konfiguratsioonist ja parameetritest. Seetõttu võivad lülitusliigpinged märgatavalt erineda sõltuvalt lülitusliigpingete tekkimise kohast ja võrgu reaktiivtakistusest.

Tabel 2.16. Simulatsioonide tulemused

	Stsenaarium						Max stsenaarium
	1	2	3	4	5	6	
<b>Alajaam E, 330 kV</b>	1,89	1,60	<b>2,02</b>	1,67	1,82	1,26	3
<b>Alajaam G, 110 kV</b>	1,46	1,29	<b>1,93</b>	1,22	1,28	1,11	3
<b>Alajaam G, 0,4 kV</b>	1,33	1,23	<b>1,79</b>	1,17	1,25	1,09	3
<b>Alajaam C, 110 kV</b>	1,27	1,16	<b>1,33</b>	1,14	1,10	1,02	3

Tabelis 2.16 on toodud simulatsioonide käigus leitud maksimaalsed liigpinged kõikides mõõtepunktides vastavalt stsenaariumile, mille alusel need leiti. Tulemustena on esitatud liigpingekordsused, mis on liigpinge tippväärtuse suhe seadmele maksimaalselt lubatava kestevpinge amplituudväärtusesse.

110 kV võrgu liigpinged ei ületanud käesolevas uuringus standardis EVS-EN 60071-1:2006 toodud normitud lühiajalise võrgusagedusliku taluvuspinge väärtust 230 kV. Madalpingevõrgus esines mõningates stsenaariumides ITI kõveraga defineeritud taluvuspiiride ületamist. Samas tuleb tähele panna, et liigpingete leviku raskeima variandi uurimiseks ei modelleeritud liigpingepiirikuid. Arvestades erinevatel pingeastmetel võimalike liigpingepiirikutega võib suure tõenäosusega väita, et 330 kV lülitusliigpinged, levides madalamatele pingetele, on madalpingetarbijate jaoks talutava väärtusega.

Tabelist 2.16 on näha, et võrgu suurem koormatus üldiselt vähendas lülitusliigpingete levikut madalamatele pingeastmetele. Lülitusliigpingete suurus nende tekkekohas 330 kV võrgus ei olnud uuringu põhjal märgatavalt seotud liinide koormatusega. Leitud liigpinged enamasti ei

ületanud standardites toodud taluvuspiire, seega tõenäoliselt ei tohiks olla probleeme seadmete lülitusliigpingete talumisega.

Lülitusliigpingete suurusele oli uuringu põhjal suurim mõju alajaama A ja E reaktorite koosseisul. Seda nii liinide madala kui ka kõrge koormatusega stsenaariumides. Uuringu teoreetilises osas on näidatud, et reaktorite mõju lülitusliigpingetele on suurim, kui nad kompenseerivad mõlemas liini otsas liini toodetavat reaktiivvõimsust peaaegu täielikult.

Reaktiivvõimsuse tootmine kondensaatorpatareiga ei avaldanud liigpingetele suurt mõju. Põhjuseks on ilmselt vaadeldavas simulatsioonis kondensaatorite kaugus liigpingete tekkimise kohast. Uuringust võis ka täheldada, et liigpinged levisid alajaama E 330 kV jaotlast paremini alajaamast G toidetavasse jaotusvõrku kui alajaama C 110 kV jaotlasse. Kuna alajaam C asub mitmekorruselise õhuliini keskel, siis ilmselt liiniahelate elektromagnetilise sidestuse kaudu levivad liigpinged peaksid ilmnema alajaama C latipingetes. Stsenaariumides oli täheldada, et alajaama C 110 kV jaotla liigpinged olid mõõtepunktidest väikseimad. Seetõttu võib arvata, et modelleeritud mitmekorruselise liini elektromagnetiline sidestus ei oma suurt mõju liigpingete levikule.

## **2.6 Kokkuvõte**

Liinidel kaasnevad mitmesuguste lülitustoimingutega (liinide sisse- ja väljalülitamine, ATL-i tsüklid) siirdeprotsessid, mille käigus kohalduvad isolatsioonile ja lülititele liigpinged. Eraldi üksikutest lülitustoimingutest põhjustatud liigpinged isolatsioonile ja lülititele reeglina ohtu ei kujuta. Kuid korduvad lülitusliigpinged võivad pikema aja jooksul vähendada isolatsiooni elektrilist tugevust ja lülitite töökindlust. Sellised liigpinged soodustavad isolatsiooni vananemist eelkõige osalahenduste intensiivistumisega, mille tulemusel võivad välisolatsiooni pinnale tekkida juhtivad söestunud rajad ja siseisolatsioonis areneda dendriidid. Lisaks intensiivistab liigpinge ka vesipuude arengut kaablite polüetüleenisolatsioonis. Kõikide nende protsesside arenemise kiirus sõltub lisaks liigpingetele ka väga paljudest muudest teguritest (isolatsiooni omadustest, seadme konstruktsioonist, liigpingete piiramisest, ilmastikuoludest jms) ja ei ole seetõttu üldiselt normeeritav. Isolatsiooni pikaajaline pingetaluvus tagatakse standardiseeritud isolatsiooni koordineeritud meetoditega. Lülitite puhul arvestatakse liigpingete mõju kaudselt lülitusoperatsioonide arvu järgi, millele vastavalt sätestatakse vajalikud hooldusvälbad.

Ülikõrgepingeliinid genereerivad suure mahtuvuse tõttu oluliselt reaktiivvõimsust, mille kompenseerimiseks kasutatakse põikreaktoreid. Põikreaktorite induktiivsused koos liini

mahtuvustega tekitavad liinis toimuvate siirdeprotsesside ja kvaasistatsionaarsete asümmeetriliste talituste korral võnkekontuure, mis mõjutavad siirdeprotsesside iseloomu ja sellega seoses ka tekkivaid liigpingeid, sealhulgas ka lülitusliigpingeid. Kui kompenseerimisaste on lähedal väärtusele „1“, st kui on tegu täieliku või peaaegu täieliku kompenseerimisega, siis võib tekkida põhisagedusliku resonantsi oht. On leitud, et liigpingete piiramiseks kvaasistatsionaarsetel asümmeetrilistel talitlustel ei tohiks kompenseerimisaste olla vahemikus  $0,765 \leq K \leq 1,012$ . Vastasel juhul tuleb üks põikreaktor välja või sisse lülitada, või lülitada tähtlülituses reaktorite nullpunkti ja maa vahele täiendav maandusreaktor.

Asümmeetriliste siirdeprotsesside (lülitustoimingute) korral tuleb tähele panna, et juhul kui faasi ja maa vaheline pinge püsibki normaalses piirides, siis samal ajal võivad lüliti lahknevate kontaktide vahel tekkivad transient-taastuvpinged olla ohtlikult suured. Juhul kui kompenseerimisaste on lähedal väärtusele „1“, tuleks lüliti ohutuse mõttes vältida kiireid sisseväljalülitamise tsükleid nii asümmeetrilisel kui ka sümmeetrilisel (kolmefaasilisel) lülitamisel.

Järgnevalt PSCAD simulatsioonide põhilisemad järeldused.

- Võrgu (liinide) suurem koormatus vähendab lülitusliigpingete levikut, sealhulgas 110 kV ja lõpptarbija juurde
- 330 kV lülitusliigpingete mõju 110 kV seadmetele ja lõpptarbijatele madalpingevõrgus ei ületa reeglina seadmete pingetalutavuse piire, eriti kui võtta arvesse ka erinevatele pingeastmetele paigutatud liigpingepiirikute piiravat mõju
- Lülitusliigpingete tekkimiskoha vahetus läheduses asuvad reaktorid omavad suurt mõju liigpingete suurusele (konkreetne mõju oleneb võrgu konfiguratsioonist ja talitusparameetritest ning reaktorite parameetritest)
- Mitmekorruselise õhuliini elektromagnetiline sidestus ei oma uuringus kasutatud mudelis märgatavat mõju lülitusliigpingete levikule

Edasistes uurimistöodes võiks hinnangute täpsustamiseks pöörata täiendavalt tähelepanu järgmistele teemadele:

- lühiste mõju uurimine lülitusliigpingetele;
- liigpingepiirikute mõju uurimine;
- kahekorruselises liinis indutseeritavate pingete uurimine.

## 2.7 *Kasutatud kirjandus*

- [1] Dimpy Sood, Ms. Reduction of Switching Over Voltages in H.V. Transmission Line. International Journal of Scientific & Engineering Research, Volume 4, Issue 6, June-2013, 64, ISSN 2229-5518 IJSER ©, 2013 pp 64-68.
- [2] Евдокунин Г. А., Дмитриев М. В., Гольдштейн С. Г., Иваницкий Ю. М. Коммутации воздушных линий высокого напряжения и воздействия на выключатели. «Новости Электротехники», №3(51), 2008. 13 с.
- [3] Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. Под научной редакцией Н.Н.Тиходеева. 2-е изд. СПб: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. 355 с.
- [4] Евдокунин Г.А. Электрические системы и сети. СПб. СПбПУ, 2011, 286 с.
- [5] Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах. Энергоатомиздат. 1986. 464 стр.
- [6] Lou van der Sluis. Transients in Power Systems. Delft University of Technology. John Wiley & Sons, LTD. 2002. 207 pp.
- [7] Treufeldt, Ü. Kõrgepingetehnika. Loengukonspekt. TTÜ elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut. 2016. 183 lk.
- [8] Janssen, A., Makareinis. D., Sölver, C.-E. International Surveys on Circuit-Breaker Reliability Data for Substation and System Studies. IEEE Transactions on Power Delivery. 2013. 7 pp.
- [9] Manitoba HVDC Research Centre, „PSCAD X4 Online Help v.4.5.2,“ 2013.
- [10] Eesti Standardikeskus, „Isolatsiooni koordineerimine“. Osa 1: Määratlused, põhimõtted ja reeglid. Eesti standard EVS-EN 60071-1:2006.,“ 2006.
- [11] Eesti Standardikeskus, „Madalpingepaigaldistes kasutatavate seadmete isolatsiooni koordineerimine“. Osa 1: Põhimõtted, nõuded ja katsetused. Eesti standard EVS-EN 60664-1:2008, 2008.
- [12] M. Meldorf, H. Tammoja, Ü. Treufeldt ja J. Kilter, Jaotusvõrgud, Tallinn: TTÜ Kirjastus, 2007.

- [13] Eesti Standardikeskus, „Avalike võrkude pinge tunnussuurused“. Eesti standard EVS-EN 60150:2010, 2011.
- [13] Smeets, R., van der Sluis, L., Kapetanovič, M., Peelo, D., Janssen, A. Switching in Electrical Transmission and Distribution Systems. Wiley, 2015, 424 pp.
- [13] AREVA. SF6 kaitselüliti GL315 vedruka käiturmehhanismiga FK3-5 kasutusjuhend. 2010, 27 lk.

### 3. Mitmekorruseliste liinide reaktiivenergia bilanss ja erinevate pingeastmete elektriline sidestatus

Käesolevas peatükis käsitletakse mitmeahelaliste liinide (mille üks variant on mitmekorruselised liinid) mudeldamise põhimõtteid ning analüüsitakse selle põhjal mõningaid selliste liinide planeerimise ja käitamisega seonduvaid küsimusi. Peatükis kirjeldatud võrrandite põhjal on koostatud Tartu-Sindi 330 kV ja 110 kV mitmeahelalise liini kohta matemaatiline mudel. Selle mudeli näitel on vaadeldud lihtsustatud II-aseskeemi kasutamisest tekkivaid vigasid, ahelate vastastikmõju üksteise võimsuste bilanssides, indutseeritud pingeid pingestamata ahelal ning erinevate liinikonfiguratsioonide mõju reaktiivvõimsuste bilansile. Mõnedes punktides on toodud välja täiendavat asjakohast teavet teaduskirjandusest.

Peatüki esimene pool võtab kokku põhilised ülekandeliini talitluse arvutamise küsimused, arvestades vastastikust sidestatust mitmeahelalisel liinil. Käsitletud on vastastikust sidestatust liinivõrrandites, ülekantavate võimsuste bilanssi ehk kadusid ning on kirjeldatud selliste liinide parameetrite arvutamist. Peatüki teine pool jaguneb neljaks osaks, millest esimeses on eelnevalt kirjeldatud põhimõtetel koostatud Tartu-Sindi 330 kV ja 110 kV mitmeahelalise liini mudel. Sellele järgnevas neljas alapeatükis on käsitletud nelja nimetatud küsimust: lihtsustatud II-aseskeemi kasutamisest tekkivaid vigasid, ühe ahela mõju teise ahela võimsuste bilansile, indutseeritud pingeid pingestamata ahelal ning erinevate liinikonfiguratsioonide mõju reaktiivvõimsuste bilansile.

#### 3.1. Mitmeahelaliste ülekandeliinide mudeldamine

Enamikel juhtudest mudeldatakse ülekandeliine kahejuhulistena ehk sisuliselt ühe juhtme ja vooluringi sulgeva maana. Lihtsaimal juhul kirjeldatakse liini üksiku pikitakistusena, kuid levinuim mudel on II-aseskeem, mis sisaldab lisaks pikitakistusele ka põikjuhtivusi kummaski liini otsas. Täpsem kahejuhiline liinimudel on jaotatud parameetritega aseskeem, milles vaadeldakse liini kui jada lõputult lühikestest neliklemmidest.

Iga segmenti jaotatud parameetritega liinimudelil võib vaadata kui teatud jadatakistuse ja põikjuhtivusega  $\Gamma$ -aseskeemi. Iga sellise segmendi parameetrid antakse kujul  $\underline{z}dl$  ja  $\underline{y}dl$ , kus  $\underline{z} = r + jx$  on takistus ja  $\underline{y} = g + jb$  juhtivus pikkusühiku kohta ning  $dl$  tähistab lõpmata lühikest liinilõigu pikkust. Pinged ja voolud sellise liini otstes (vool ühes juhisis ja pinge juhtide vahel) on omavahel järgnevas sõltuvuses

$$\underline{U}(l) = \cosh(\underline{\gamma}l)\underline{U}(0) + \underline{z}_c \sinh(\underline{\gamma}l)\underline{I}(0), \quad (3.1)$$

$$\underline{I}(l) = \frac{1}{z_c} \sinh(\underline{\gamma}l) \underline{U}(0) + \cosh(\underline{\gamma}l) \underline{I}(0), \quad (3.2)$$

kus  $\underline{U}(l)$  ja  $\underline{I}(l)$  on pinge- ja voolufaasorid kaugusel  $l$  liini lõpust selle alguse poole ( $\underline{U}(0)$  ja  $\underline{I}(0)$  on faasorid liini lõpus). Ühikulisel liiniparameetrid – takistus ja juhtivus – sisalduvad leviteguris ja lainetakistuses kujul  $\underline{\gamma} = (\underline{z}\underline{y})^{1/2}$  ja  $z_c = (\underline{z}/\underline{y})^{1/2}$ .

Kui on vaja arvestada liinijuhtide vastastikuse sidestatusega, tuleb kasutada mitmejuhulist liinimudelit. Näide üheaheelalise kolmefaasilise liini aseskeemist on toodud joonisel 3.1. Mitmejuhulise ülekandeliini mudelis kirjeldatakse ära kõik samadel mastidel või muidu lähestikku paiknevad juhtmed. Sellisel juhul avalduvad kõik vastastikused sidestatused erinevate juhtmete pingete ja voolude vahel.

Näitena vaadeldaval üheaheelasel kolmefaasilisel liinil antakse faasipinged ja -voolud liini suvalises punktis järgmiselt [1, 2, 3]

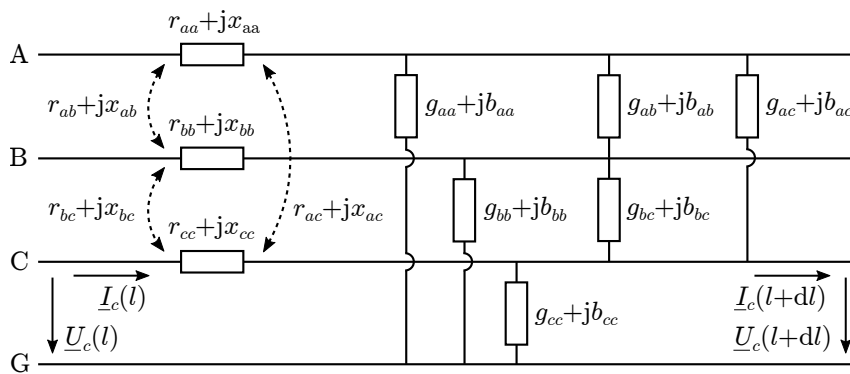
$$\mathbf{u}(l) = \begin{bmatrix} \underline{U}_a(l) \\ \underline{U}_b(l) \\ \underline{U}_c(l) \end{bmatrix}, \quad \mathbf{i}(l) = \begin{bmatrix} \underline{I}_a(l) \\ \underline{I}_b(l) \\ \underline{I}_c(l) \end{bmatrix}, \quad (3.3)$$

kus  $l$  on vahemaa liini lõpust selle alguse suunas ning  $\underline{U}_i(l)$  ja  $\underline{I}_i(l)$  on pinge ja vool faasis  $i$ .

Kui aseskeemi elementidest moodustada liiniparameetrite maatriksid  $\mathbf{Z}$  ja  $\mathbf{Y}$  saab võrrandis (3.3) antud suuruste jaoks Kirchhoffi seadustest kirjutada [1]

$$\frac{d\mathbf{u}(l)}{dl} = \mathbf{Z}\mathbf{i}(l), \quad (3.4)$$

$$\frac{d\mathbf{i}(l)}{dl} = \mathbf{Y}\mathbf{u}(l), \quad (3.5)$$



Joonis 3.1. Kolmefaasilise ülekandeliini aseskeem, mis sisaldab vastastikust sidestatust mudeldavaid elemente.



mille saab edasi diferentseerida kujule

$$\frac{d^2 \mathbf{u}(l)}{dl^2} = \mathbf{ZY} \mathbf{u}(l), \quad (3.6)$$

$$\frac{d^2 \mathbf{i}(l)}{dl^2} = \mathbf{YZ} \mathbf{i}(l). \quad (3.7)$$

Siinkohal on näha, et ei leidu üheseid lahendusi faasisuuruste suhtes

$$\frac{dU_a(l)}{dl} = \mathbf{Z}_{aa} I_a(l) + \mathbf{Z}_{ab} I_b(l) + \mathbf{Z}_{ac} I_c(l), \quad (3.8)$$

$$\frac{d^2 U_a(l)}{dl^2} = \Gamma_{aa}^2 U_a(l) + \Gamma_{ab}^2 U_b(l) + \Gamma_{ac}^2 U_c(l), \quad \text{jne.} \quad (3.9)$$

kus  $\Gamma^2 = \mathbf{ZY}$ . See-eest leidub formaalne lahend võrranditele (3.6) ja (3.7) maatriksite  $\mathbf{Z}$  ja  $\mathbf{Y}$  suhtes.

Maatriksit  $\Gamma = (\mathbf{ZY})^{1/2}$  nimetatakse ka levimaatriksiks ning maatriksnotatsiooni ekvivalent lainetakistusele on  $\mathbf{Z}_C = \Gamma^{-1} \mathbf{Z}$ . Võrrandid (3.6) ja (3.7) lahenduvad järgmiselt [2]

$$\mathbf{u}(l) = \cosh(\Gamma l) \mathbf{u}(0) + \sinh(\Gamma l) \mathbf{Z}_C \mathbf{i}(0), \quad (3.10)$$

$$\mathbf{i}(l) = \mathbf{Z}_C^{-1} \sinh(\Gamma l) \mathbf{u}(0) + \mathbf{Z}_C^{-1} \cosh(\Gamma l) \mathbf{Z}_C \mathbf{i}(0), \quad (3.11)$$

kus  $\cosh \mathbf{M} = [\exp(\mathbf{M}) + \exp(-\mathbf{M})]/2$  ja  $\sinh \mathbf{M} = [\exp(\mathbf{M}) - \exp(-\mathbf{M})]/2$ .

Leitud võrrandid on üldised ja kehtivad sarnaselt ka mitmeahelaliste liinide puhul. Kaheahelalise kolme faasilise liini korral on pingete ja voolude vektoritel kuus elementi ning liiniparameetrite maatriksite järk on samuti kuus. Kui esimese ahela kolm faasi tähistada tähtedega  $a, b$  ja  $c$  ning teise ahela faasid tähtedega  $r, s$  ja  $t$ , võib pinge ühes faasis asukohas  $l$  avaldada järgmiselt

$$\begin{aligned} \underline{U}_a(l) = & (\cosh \Gamma l)_{aa} \underline{U}_a(0) + [\sinh(\Gamma l) \mathbf{Z}_C]_{aa} I_a(0) + (\cosh \Gamma l)_{ab} \underline{U}_b(0) + [\sinh(\Gamma l) \mathbf{Z}_C]_{ab} I_b(0) \\ & + (\cosh \Gamma l)_{ac} \underline{U}_c(0) + [\sinh(\Gamma l) \mathbf{Z}_C]_{ac} I_c(0) + (\cosh \Gamma l)_{ar} \underline{U}_r(0) + [\sinh(\Gamma l) \mathbf{Z}_C]_{ar} I_r(0) \\ & + (\cosh \Gamma l)_{as} \underline{U}_s(0) + [\sinh(\Gamma l) \mathbf{Z}_C]_{as} I_s(0) + (\cosh \Gamma l)_{at} \underline{U}_t(0) + [\sinh(\Gamma l) \mathbf{Z}_C]_{at} I_t(0). \end{aligned} \quad (3.12)$$

Antud võrrand näitab kõigi samadele mastidele paigaldatud faaside pingete ja voolude vastastikust sidestatust.

Sarnaselt üheahelaliste liinidega saab ka mitmeahelaliste liinide talitluse analüüsi teatud juhtudel lihtsustada sümmeetriliste komponentide teisendusega. Kui sellise liini esimese ahela päri-

järgnevuspinge võib avaldada järgmiselt

$$\underline{U}_{+1}(l) = \cosh(\underline{\gamma}_{+1}l)\underline{U}_{+1}(0) + \underline{z}_{c+1} \sinh(\underline{\gamma}_{+1}l)\underline{I}_{+1}(0), \quad (3.13)$$

siis nulljärgnevuspinge on

$$\underline{U}_{01}(l) = \cosh(\underline{\gamma}_{01}l)\underline{U}_{01}(0) + \underline{z}_{c01} \sinh(\underline{\gamma}_{01}l)\underline{I}_{01}(0) \quad (3.14)$$

$$+ \cosh(\underline{\gamma}_{012}l)\underline{U}_{02}(0) + \underline{z}_{c012} \sinh(\underline{\gamma}_{012}l)\underline{I}_{02}(0), \quad (3.15)$$

kus on jällegi näha vastastikust sidestatust.

### 3.1.1. Reaktiivvõimsuste bilanss liinidel

Pingetest ja vooludest liini otstel on võimalik leida liini võimsuste bilanss ehk ülekandekaod, mis kirjeldab aktiivkadusid ja reaktiivenergia genereerimist ning tarbimist. Kahejuhilise aseskeemi puhul saab seda kirjeldada avaldisega

$$\underline{\Delta S}_L = \underline{S}_L - \underline{S}_0 = \underline{U}(L)\underline{I}^*(L) - \underline{U}(0)\underline{I}^*(0), \quad (3.16)$$

kus \* tähistab kaaskompleksarvu ja  $L$  on liini kogupikkus.

Teisalt on asukohal  $l$  jaotatud elementides eralduvad kaod  $|\underline{I}(l)|^2 \underline{z} dl$  ja  $|\underline{U}(l)|^2 \underline{y} dl$ . Kui kaod lõpmata lühikestes elementides integreerida üle liini pikkuse, avalduvad ülekandekaod kujul  $\underline{\Delta S}_L = \Delta P + j\Delta Q$ , milles

$$\Delta P = r \int_0^L |\underline{I}(l)|^2 dl + g \int_0^L |\underline{U}(l)|^2 dl, \quad (3.17)$$

$$\Delta Q = x \int_0^L |\underline{I}(l)|^2 dl - b \int_0^L |\underline{U}(l)|^2 dl, \quad (3.18)$$

kus  $r$ ,  $g$ ,  $x$  ja  $b$  on takistuse ja juhtivuse  $\underline{z}$  ja  $\underline{y}$  komponendid ning mahtuvuslik reaktiivvõimsus on negatiivne. Need võrrandid on lahendatavad avaldise (3.1) ja (3.2) numbriliselt integreerides [4]. Kui liini vaadelda  $\Pi$ -aseskeemina, asenduvad integraalid  $\int_0^L |\underline{I}(l)|^2 dl$  jne liini otste pingete ja voolude ruutude keskmistega  $(|\underline{I}(L)|^2 + |\underline{I}(0)|^2)/2$  jne.

Vaadeldavas mitmejuhilise kaheaheelalise liini maatriksite-vektorite põhises notatsioonis avaldub liini ühest otsast sisenev võimsus järgmiselt

$$\underline{S}(L) = \mathbf{i}^\dagger(L)\mathbf{u}(L) = \mathbf{i}_1^\dagger \mathbf{u}_1 = \underline{U}_a(L)\underline{I}_a^*(L) + \underline{U}_b(L)\underline{I}_b^*(L) + \dots + \underline{U}_t(L)\underline{I}_t^*(L), \quad (3.19)$$

kus  $\dagger$  tähistab kaasmatriksit. Liini teisest otsast väljuv võimsus avaldub sarnaselt. Selle põhjal võib avaldada kaod ülekanali ulatuses

$$\underline{\Delta S}_L = \mathbf{i}_1^\dagger \mathbf{u}_1 - \mathbf{i}_2^\dagger \mathbf{u}_2 = \mathbf{i}^\dagger(L) \mathbf{u}(L) - \mathbf{i}^\dagger(0) \mathbf{u}(0). \quad (3.20)$$

Samas saab kaod liinil avaldada nelja komponendi summana ehk

$$\underline{\Delta S}_L = \Delta P_J + \Delta P_C + j(\Delta Q_I - \Delta Q_C). \quad (3.21)$$

Selles summas vastab liige  $\Delta P_J$  aktiivkadudele, mis eralduvad ülekanali mudeli jadatakistustes ning  $\Delta P_C$  aktiivkadudele põikjuhtivustes. Reaktiivvõimsuste bilansi määravad ära reaktiivtakistustes tarbitav võimsus  $\Delta Q_I$  ning mahtuvustes genereeritav  $\Delta Q_C$ . Komponentid avalduvad kujul

$$\Delta P_J = \int_0^L \mathbf{i}^\dagger(l) \mathbf{R} \mathbf{i}(l) dl \quad (3.22)$$

$$\Delta P_C = \int_0^L \mathbf{u}^\dagger(l) \mathbf{G} \mathbf{u}(l) dl \quad (3.23)$$

$$\Delta Q_I = \int_0^L \mathbf{i}^\dagger(l) \mathbf{X} \mathbf{i}(l) dl \quad (3.24)$$

$$\Delta Q_C = \int_0^L \mathbf{u}^\dagger(l) \mathbf{B} \mathbf{u}(l) dl. \quad (3.25)$$

Kui vaadelda kaheahelalist liini, nagu võrrandis (3.12), siis üks komponent kadude tuletisest  $d\underline{\Delta S}(l)/dl$  avaldub skalaarkujul järgmiselt

$$\begin{aligned} \mathbf{u}^\dagger(l) \mathbf{B} \mathbf{u}(l) &= |\underline{U}_a(l)|^2 \mathbf{B}_{aa} + \underline{U}_a(l) \underline{U}_b^*(l) \mathbf{B}_{ab} + \underline{U}_a(l) \underline{U}_c^*(l) \mathbf{B}_{ac} \\ &+ \underline{U}_a(l) \underline{U}_r^*(l) \mathbf{B}_{ar} + \underline{U}_a(l) \underline{U}_s^*(l) \mathbf{B}_{as} + \underline{U}_a(l) \underline{U}_t^*(l) \mathbf{B}_{at} \\ &\vdots \\ &+ |\underline{U}_t(l)|^2 \mathbf{B}_{tt} + \underline{U}_t(l) \underline{U}_a^*(l) \mathbf{B}_{at} + \underline{U}_t(l) \underline{U}_b^*(l) \mathbf{B}_{bt} \\ &+ \underline{U}_t(l) \underline{U}_c^*(l) \mathbf{B}_{ct} + \underline{U}_t(l) \underline{U}_r^*(l) \mathbf{B}_{rt} + \underline{U}_t(l) \underline{U}_s^*(l) \mathbf{B}_{st} \end{aligned} \quad (3.26)$$

mis annab genereeritava reaktiivvõimsuse summa liini kõigis põikjuhtivustes. Sarnased avaldised leiduvad ka ülejäänud kaokomponentidele.

Kaod ühes faasis saaks defineerida kui pinge ja voolu korrutise vahe liini kummaski otsas ehk

$\underline{U}_a(L)\underline{I}_a^*(L) - \underline{U}_a(0)\underline{I}_a^*(0)$ . Eelneva põhjal saab selle avaldise lahti kirjutada kujule

$$\begin{aligned} \underline{U}_a(L)\underline{I}_a^*(L) - \underline{U}_a(0)\underline{I}_a^*(0) = & \int_0^L \left( |\underline{I}_a(l)|^2 \mathbf{Z}_{aa} + \underline{I}_a^*(l)\underline{I}_b(l)\mathbf{Z}_{ab} + \underline{I}_a^*(l)\underline{I}_c(l)\mathbf{Z}_{ac} \right. \\ & + \underline{I}_a^*(l)\underline{I}_r(l)\mathbf{Z}_{ar} + \underline{I}_a^*(l)\underline{I}_s(l)\mathbf{Z}_{as} + \underline{I}_a^*(l)\underline{I}_t(l)\mathbf{Z}_{at} \\ & + |\underline{U}_a(l)|^2 \mathbf{Y}_{aa}^\dagger + \underline{U}_a(l)\underline{U}_b^*(l)\mathbf{Y}_{ab}^\dagger + \underline{U}_a(l)\underline{U}_c^*(l)\mathbf{Y}_{ac}^\dagger \\ & \left. + \underline{U}_a(l)\underline{U}_r^*(l)\mathbf{Y}_{ar}^\dagger + \underline{U}_a(l)\underline{U}_s^*(l)\mathbf{Y}_{as}^\dagger + \underline{U}_a(l)\underline{U}_t^*(l)\mathbf{Y}_{at}^\dagger \right) dl, \end{aligned} \quad (3.27)$$

mis on üks liige summast (3.20). See avaldis sisaldab aga suurusi kõigist faasidest ning nende omavahelisi takistusi ja juhtivusi, mistõttu ei saa seda liini kummastki otsast kaugemal vaadelda otseselt kui faasisuurst.

Mõnevõrra lihtsam on ülekantava energia bilanssi analüüsida sümmeetriliste komponentide abil. Kaheahelalise liini pingete ja voolude sümmeetrilised komponendid avalduvad järgmiselt:  $\mathbf{u}_S(l) = \mathbf{T}_{S2}^{-1}\mathbf{u}(l)$  ja  $\mathbf{i}_S(l) = \mathbf{T}_{S2}^{-1}\mathbf{i}(l)$ . Seejärel võib kogu kaheahelalise liini ülekandekaod avaldada kujul

$$\underline{\Delta S}_L = 3 \int_0^L \left[ \mathbf{i}_S^\dagger(l)\mathbf{Z}_S\mathbf{i}_S(l) + \mathbf{u}_S^\dagger(l)\mathbf{Y}_S^\dagger\mathbf{u}_S(l) \right] dl. \quad (3.28)$$

Maatriksid  $\mathbf{Z}_S = \mathbf{T}_{S2}^{-1}\mathbf{Z}\mathbf{T}_{S2}$  ja  $\mathbf{Y}_S = \mathbf{T}_{S2}^{-1}\mathbf{Y}\mathbf{T}_{S2}$  sisaldavad järgnevustakistusi ja -juhtivusi ning on otse arvutatavad takistuste ja juhtivuste maatriksitest  $\mathbf{Z}$  ja  $\mathbf{Y}$  [5].

Võrrand (3.28) lihtsustub oluliselt olukorras, kus liini koormus on täielikult sümmeetriline. Sel juhul on vastu- ja nulljärgnevuspinged ja -voolud marginaalsed ning kogukadusid võib lähendada järgmiselt

$$\underline{\Delta S}_L \approx 3 \int_0^L \left( |\underline{I}_{+1}(l)|^2 z_{+1} + |\underline{U}_{+1}(l)|^2 y_{+1}^* + |\underline{I}_{+2}(l)|^2 z_{+2} + |\underline{U}_{+2}(l)|^2 y_{+2}^* \right) dl. \quad (3.29)$$

Täpsemas lähenduses tuleks aga sisse ka kahe ahela vastastikune sidestatus läbi nulljärgnevussuuruste

$$\begin{aligned} \underline{\Delta S}_L \approx & 3 \left( \int_0^L \left( |\underline{I}_{+1}(l)|^2 z_{+1} + |\underline{U}_{+1}(l)|^2 y_{+1}^* + |\underline{I}_{+2}(l)|^2 z_{+2} + |\underline{U}_{+2}(l)|^2 y_{+2}^* \right) dl \right. \\ & + \int_0^L \left( |\underline{I}_{-1}(l)|^2 z_{-1} + |\underline{U}_{-1}(l)|^2 y_{-1}^* + |\underline{I}_{-2}(l)|^2 z_{-2} + |\underline{U}_{-2}(l)|^2 y_{-2}^* \right) dl \\ & + \int_0^L \left( |\underline{I}_{01}(l)|^2 z_{01} + |\underline{U}_{01}(l)|^2 y_{01}^* + |\underline{I}_{02}(l)|^2 z_{02} + |\underline{U}_{02}(l)|^2 y_{02}^* \right) dl \\ & \left. + \int_0^L \left[ \underline{I}_{01}(l)\underline{I}_{02}^*(l)z_{012} + \underline{U}_{01}(l)\underline{U}_{02}^*(l)y_{012}^* + \underline{I}_{02}(l)\underline{I}_{01}^*(l)z_{012} + \underline{U}_{02}(l)\underline{U}_{01}^*(l)y_{012}^* \right] dl \right), \end{aligned} \quad (3.30)$$

misjärel muutub keeruliseks ka kahe ahela kadude eraldamine üksteisest. Antud võrrandi liikmed võib eraldada eraldi kadude komponentideks nagu võrrandites (3.22) jne.

Kuna mitmeahelalise liini kõik faasid on omavahel sidestatud, tuleks võimsuste bilanssi vaadelda kõigi ahelate peale kokku. Vastastikuse sidestuse tõttu on üksiku ahela kadusid keeruline korrektselt ja üheselt formuleerida.

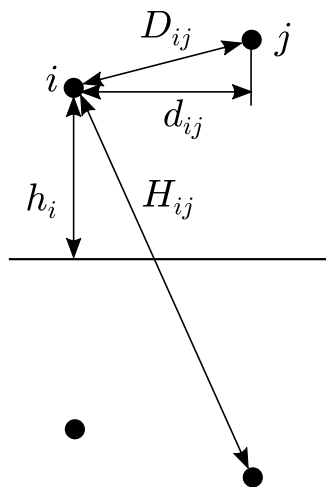
### 3.1.2. Mitmejuhilise ülekandeliini parameetrid

Liini tegelikuks mudeldamiseks on vaja leida liiniparameetrite maatriksid  $\mathbf{Z}$  ja  $\mathbf{Y}$ . Ülekandeliini parameetrid sõltuvad liinijuhtide omadustest, liini geometriast ja maapinna eritakistusest [5]. Juhtide takistus ja riipe sõltuvad lisaks ka temperatuurist. Käesolevas tekstis mudeldatakse maapinna juhtivuse mõju liini takistustele Dubantoni lahendusega [6]. Selleks defineeritakse kõigepealt fiktiivne maapinna juhtivust arvestav tasand kompleksarvulisel sügavusel  $\underline{p}$

$$\underline{p} = \sqrt{\frac{\rho}{j\omega\mu_0}}, \quad (3.31)$$

kus  $\omega = 2\pi f$  on nurksagedus ja  $f$  süsteemi sagedus,  $\mu_0$  on vaakumi magnetiline läbitavus ja  $\rho$  on maa eritakistus [6].

Liinijuhtide paiknemine määratakse ära kõrgusega maapinnast ja juhtide maapinnaprojektsioonide omavaheliste kaugustega, kujutatud joonisel 3.2, ning esitatakse mõõtmete maatriksina  $\mathbf{D}$  [3]. Juhi  $i$  keskmine kõrgus (arvestades ripet) tähistatakse kui  $h_i$  ja juhtide  $i$  ja  $j$  projektsioonide vaheline kaugus maapinnal kui  $d_{ij}$ . Sedasi on juhtide  $i$  ja  $j$  vaheliseks kauguseks  $D_{ij} = [(h_i - h_j)^2 + d_{ij}^2]^{1/2}$ . Maatriksi diagonaalelemendiks  $D_{ii}$  on juhi raadius või keskmine geomeetriline raadius, kui on tegemist lõhisfaasidega liiniga [3, 7].



Joonis 3.2. Liinijuhtmete geometria kirjeldamine vahekauguste põhjal.

Juhi kujutis (ingl k *image*) on kujuteldav juht, mis paikneb samal sügavusel maa all kui on tegeliku juhi keskmine kõrgus maapinna kohal. Juhi  $i$  ja kujutise  $j$  vaheline kaugus on  $H_{ij} = [(h_i + h_j)^2 + d_{ij}^2]^{1/2}$ . Lisaks arvestatakse kaugust  $\underline{F}_{ij} = [(h_i + h_j + 2p)^2 + d_{ij}^2]^{1/2}$ , kus  $h_i + p$  on juhi kõrgus fiktiivsest maapinna juhtivuse tasandist [6].

Kirjeldatud suuruste alusel defineeritakse maatriksid  $\mathbf{A}$  ja  $\mathbf{P}$  järgnevate elementidega [5, 6]

$$\mathbf{A}_{ij} = \ln \frac{F_{ij}}{D_{ij}}, \quad (3.32)$$

$$\mathbf{P}_{ij} = \ln \frac{H_{ij}}{D_{ij}}, \quad (3.33)$$

nii et  $\mathbf{A}$  määratleb liikmed Dubantoni võrrandites ja  $\mathbf{P}$  potentsiaalikoefitsientide maatriksi elementid [6, 3]. Maatriksite järgu määrab ära liini moodustavate juhtide koguarv, mille hulka kuuluvad nii faasi- kui ka neutraalijuhtid.

Liinijuhtide oma- ja vastastikusi takistusi ja juhtivusi sisaldavad maatriksid avalduvad järgmiselt

$$\mathbf{Z}_0 = \langle \mathbf{z}_i \rangle + j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \mathbf{A}, \quad (3.34)$$

$$\mathbf{Y}_0 = j\omega 2\pi \varepsilon_0 \mathbf{P}^{-1}, \quad (3.35)$$

kus  $\langle \mathbf{z}_i \rangle$  on juhtide endi pikitakistusi sisaldav diagonaalne maatriks ja  $\varepsilon_0$  on vaakumi dielektriline läbitavus [5, 6]. Kõik aktiivjuhtivused maatriksis  $\mathbf{Y}_0$  võrdsustatakse üldjuhul nulliga.

Täpse mudeli koostamisel defineeritakse esialgu kõik juhtmed eraldi, sh lõhisfaaside üksikud juhtmed ja neutraalijuhtmed ehk piksekaitsetrossid. Kui näiteks on kaheaheelaline liin, mille ühe ahela igas faasis on kolm ning teise ahela igas faasis kaks juhet ning liinil on kaks piksekaitsetrossi, kirjeldatakse esialgu ära kõik 17 juhet. Üldjuhul lihtsustatakse seejärel mudelit selliselt, et igale üksikule faasile vastab üks võrrand ning parameetrite maatriksite järku vähendatakse antud näites 17-lt kuuele.

Kui liin koosneb teatud lõikudes erineva geomeetriaga osadest, näiteks on paigutatud erinevatele mastidele, tuleks igale olulisemale lõigule parameetrite maatriksid eraldi arvutada. Erinevate lõikudena tasub käsitleda ainult arvestatava pikkusega osasid. Selliselt leitud liiniparameetrite maatriksitest saab leida kaalutud keskmise, mille kaaludeks on lõikude suhtelised pikkused. Kui liin on teatud punktides transponeeritud, tuleb lõplikus mudelis faasid omavahel vastavusse viia. Faaside järjestusi saab muuta teisendusmaatriksitega.

Eeldame, et on liin, mis koosneb kahest lõigust pikkustega  $l_1$  ja  $l_2$  ning on kahe lõigu vahel

transponeeritud, nii et faasid  $a, b, c$  on viidud järjestusse  $c, a, b$ . Kui kahe lõigu takistuse maatriksid  $\mathbf{Z}_1$  ja  $\mathbf{Z}_2$  on leitud sama faaside järjestusega, võib liini ekvivalentse takistuse maatriksi avaldada järgmiselt

$$\mathbf{Z}_{12} = \frac{l_1}{l_1 + l_2} \mathbf{Z}_1 + \frac{l_2}{l_1 + l_2} \mathbf{T}_R \mathbf{Z}_2, \quad (3.36)$$

kus

$$\mathbf{T}_R = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}. \quad (3.37)$$

Loetletud andmetest piisab, et võrrandite (3.31)–(3.35) jne põhjal arvutada liiniparameetrite maatriksid kõigi nelja lõigu jaoks. Nagu eelnevalt mainitud, on liiniparameetrite maatriksid arvutatud sama faaside järjestusega. Liinimudelis on parameetrite maatriksid läbi korrutatud teisendusmaatriksitega, mis viivad faasid õigesse järjestusse ja transponeerivad neid lõikude vahel. Kuna viimases lõigus on samadel mastidel kolme ahela juhtmed, on mudelis ka vastav lõik kolmeahelaline ja sellele vastavad suurema järguga parameetrite maatriksid.

Kui liiniparameetrite maatriksid on leitud, võib lahendada liinivõrrandid (3.10) ja (3.11) iga lõigu jaoks. Antud võrrandid on lahendatavad, kui on teada kõik voolud ja pinged liini ühes otsas või sellega võrdne arv pingeid ja voole liini kahe otsa peale kokku. Käesolevas analüüsis on eeldatud, et voolud ja pinged ühes liini otsas on teada, ning on leitud voolud ja pinged liini



teises otsas. Neli erinevat liinilõiku on lahendatud üksteise järel, nii et ühe lõigu lõpu suurus-  
test on saadud järgmise lõigu alguse suurus. Koormused 110 kV liinide vahel on lahendatud  
voolusisestustena lõikude vahel.

### **3.2.2. II-aseskeemi lihtsustusest tulenevad vead**

Koostatud mudeli abil on võimalik analüüsida, kui suured vead tekkivad vastastikuse sidestuse  
arvestamata jätmisest II-aseskeemi kasutamisel. Analüüs on tehtud põhimõttel, et mitmeahela-  
lise liini ühes otsas on fikseeritud teatud pinged ja võimsusvood ning on selle põhjal arvutatud  
teise otsa pinged ja voolud ning võrreldud väljundeid kahe erineva mudeli korral. Samade läh-  
teandmete põhjal on otsitavad suurused arvutatud mitmeahelalise liinimudeli ja II-aseskeemide  
põhjal ning neid seejärel võrreldud.

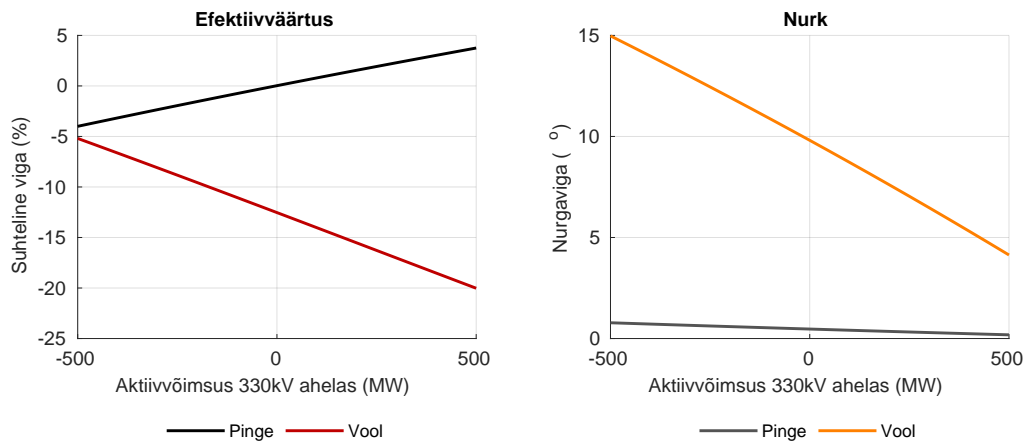
Võrdluse aluseks on võetud eelnevalt koostatud liinimudel ning selle põhjal leitud II-aseskeemid.  
See tähendab, et aseskeemide parameetrid on arvutatud otse mitmeahelalise liini mudelist süm-  
meetriliste komponentide teisendusega. Seejärel on pärijärgnevustakistuste ja -juhtivuste põhjal  
koostatud II-aseskeemid. Võrreldud on ainult pärijärgnevussuursusi. Koostatud mitmeahelalisest  
mudelist leitud aseskeemide  $R$ ,  $X$  ja  $B$  parameetrid on toodud tabelis 3.2, kus on võrdluseks an-  
tud ka vastavad parameetrid PSS/E mudelis.

Mitmeahelalise liini 330 kV osa võib vaadelda ühe liinina Tartu ja Sindi vahel ning selle liht-  
sustatud mudel koosneb ühest aseskeemist. 110 kV osa koosneb aga mitmest liinist, mis on  
vastavalt mudeldatud nelja erineva lõiguna ja neile vastavate aseskeemidena. L105A ja L105B  
on võetud kokku üheks liiniks, L106A moodustab teise lõigu ning L106B on jaotatud kaheks  
lõiguks: Kilingi-Nõmme kuni mast 356Y ja mast 356Y kuni Sindi, millest viimane vastab kol-  
meahelalisele osale.

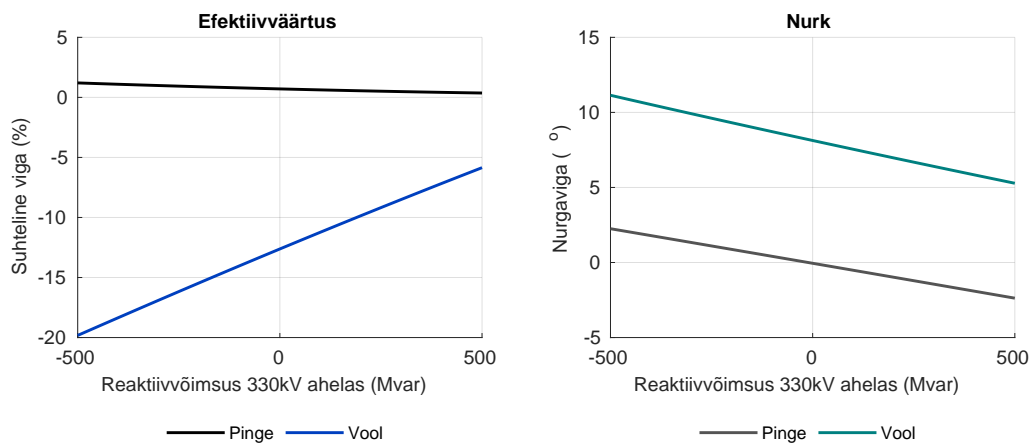
*Tabel 3.2. Koostatud liinimudelist arvutatud ja Eleringi PSS/E mudelis kasutatud lihtsustatud  
liinimudelite  $R$ ,  $X$  ja  $B$  parameetrid.*

Võrdluste aluseks on võetud stsenaarium, milles on Sindi–Tartu suunalised võimsusvood 330 kV  
ahelas 100 MW ja –100 Mvar ning 110 kV ahelas 18 MW ja 5 Mvar. L030 ahel on antud võrd-  
luses pingestamata. Viljandis on koormuseks võetud 8 MW ja 15 Mvar ning Kilingi-Nõmmes

6 MW ja 3 Mvar. Arvutustes on eraldi varieeritud 330 kV ahela aktiiv- ja reaktiivvõimsusi vahemikus –500 kuni 500 MW või Mvar ning 110 kV ahelas vastavalt vahemikus –50 kuni 50 MW või Mvar. Sindi poolses otsas on pingete väärtusteks määratud 1,1 suhtühikut ja selle põhjal leitud võimsusvoogudele vastavad voolud. Kahe mudeli erinevused liinide teiste otste suurustes on toodud joonistel 3.5–3.8.



Joonis 3.5. Pärijärgnevuspingete ja -voolude vead 110 kV ahela II-aseskeemis sõltuvana aktiivvõimsuse voost 330 kV ahelas.

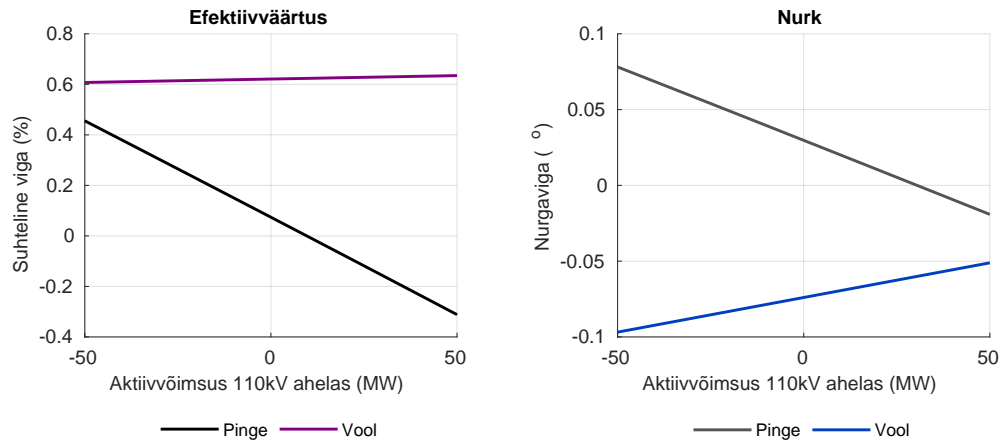


Joonis 3.6. Pärijärgnevuspingete ja -voolude vead 110 kV ahela II-aseskeemis sõltuvana reaktiivvõimsuse voost 330 kV ahelas.

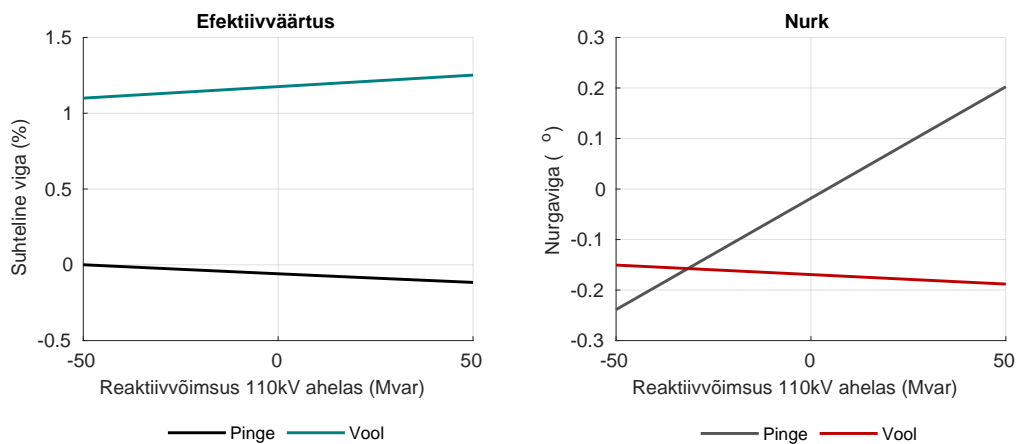
Võrdluse tulemustest on näha, et sidestatud mitmeahelalisel liinil on 330 kV ahela mõju 110 kV ahelale domineeriv. 330 kV ahela lihtsustatud mudel II-aseskeemi näol annab detailse mitmeahelalise liini mudeliga küllaltki sarnaseid tulemusi. 110 kV ahela asendamisel II-aseskeemiga tekkivad suuremad vead, mis sõltuvad oluliselt koormusest 330 kV ahelas.

Kui mitmeahelalisel liinil on ahelad erinevatest pingeaastmetest, võib üldjuhul eeldada, et kõr-

gemat pingeastet võib II-aseskeemina lihtsustada, ilma et sellest tekkiks suured vead. Sellisel juhul peab aga arvestama, et madalama pingeastme II-aseskeemis võivad esineda vead mõnest protsendist kümnete protsentideni. Vead tulenevad ahelate omavahelisest sidestatusest ning nende täpsemad suurused sõltuvad juhtmete paiknemisest ja koormusest liinil.

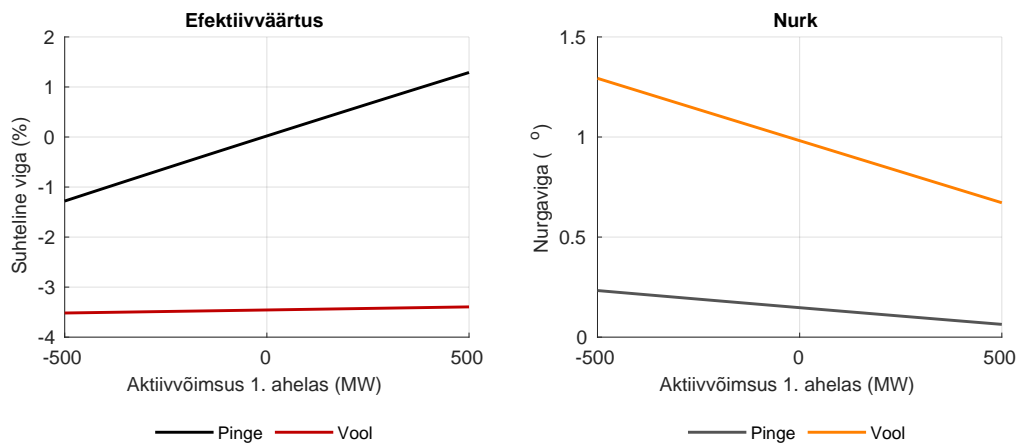


Joonis 3.7. Pärijärgnevuspingete ja -voolude vead 330 kV ahela II-aseskeemis sõltuvana aktiivvõimsuse voost 110 kV ahelas.

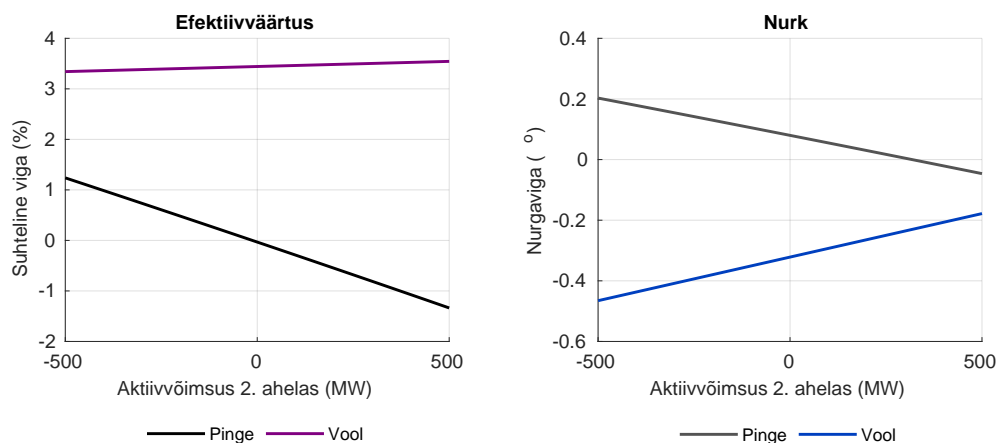


Joonis 3.8. Pärijärgnevuspingete ja -voolude vead 330 kV ahela II-aseskeemis sõltuvana reaktiivvõimsuse voost 110 kV ahelas.

Samal pingeastmel ahelate korral on vastastikuse sidestatuse mõju II-aseskeemide täpsusele võrdsem ja vead samas suurusjärgus. Joonistel 3.9 ja 3.10 on toodud lihtsustusest tingitud vead kaheaheelalisel 330 kV liinil, kui kummagi ahela koormust varieerida. Antud juhul on vead 330 kV ahelates veidi suuremad kui olid 330 kV ahelas, mida mõjutas 110 kV ahel. See-eest on vead kummaski ahelas märkimisväärselt väiksemad kui olid 110 kV ahelas, mida mõjutas 330 kV ahel.



Joonis 3.9. Pärijärgnevuspingete ja -voolude vead teise 330 kV ahela II-aseskeemis sõltuvana aktiivvõimsuse voost esimeses 330 kV ahelas.



Joonis 3.10. Pärijärgnevuspingete ja -voolude vead esimese 330 kV ahela II-aseskeemis sõltuvana aktiivvõimsuse voost teises 330 kV ahelas.

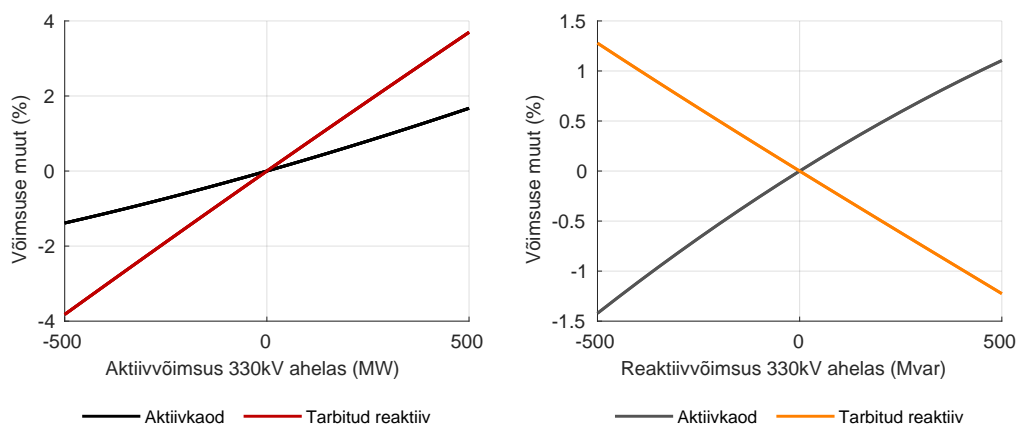
Varasemalt on avaldatud sümmeetrilise kaheaahelalise liini jaoks tuletatud ekvivalentne II-aseskeem, mis arvestab vastastikuse sidestatuslega [8]. Taoline lähenemine eeldab aga vastavat mudelit ka arvutustarkvaras. Erinevad vastastikmõjud olenevad mõlema ahela pingetest ja vooludest ning nende nurkadest. Selliseid seoseid ei saa mudeldada lihtsalt II-aseskeemi parameetreid muutes, vaid tuleb mudelit teisiti täiendada. Antud täpsustus põhineb nulljärgnevussuurustele, mille abil on võimalik mudeldada põhilist osa kahe ahela vastastikmõjudest, ning eeldab seega, et simulatsioon oleks kas kolmefaasiline või sümmeetrilistes komponentides.

Lahendused, mis arvestavad ka II-aseskeemis vastastikuse sidestatuslega nagu [8] eeldavad täielikumat simulatsiooni, mida näiteks PSS/E puhul ei ole lihtne olemasolevate vahenditega koostada. PSS/E arvutused arvestavad ainult pärijärgnevussuursusi, mis tähendab, et selised täpsus-

tusi ei saaks mudelis teha. PSS/E arvutustes selliste erinevuste parandamine eeldaks selleks uue meetodika välja töötamist. Tavalise II-aseskeemi lihtsustuse puhul on vead paratamatud ja nende kõrvaldamiseks ei ole lihtsat lahendust. Kui need vead ei ole aktsepteeritavad, tuleb kasutada teistsuguseid arvutusmeetodeid, mis võimaldavad täpsema liinimudeli kasutamist.

### 3.2.3. Vastastikuse sidestatuse mõju reaktiivvõimsuste bilansile

Järgmisena on mudeli põhjal hinnatud, millist mõju avaldab üks ahel teise ahela reaktiivvõimsuste bilansile. Analüüs lähtub baasolukorra koormustest, kuid ühes ahelas on varieeritud eraldi aktiivvõimsuse ning reaktiivvõimsuse vooge ning vaadeldud selle mõju teisele ahelale. Sarnaselt eelmiste võrdlustega on kõrgema pingestmega ahel domineeriv, nii et selle mõju madalama pingestme ahelale on suurem kui vastupidi. Tulemustes ongi võrreldud 330 kV ahela koormusvoogude muutumise mõju võimsusvoogudele 110 kV ahelas. Tulemused on toodud joonisel 3.11.



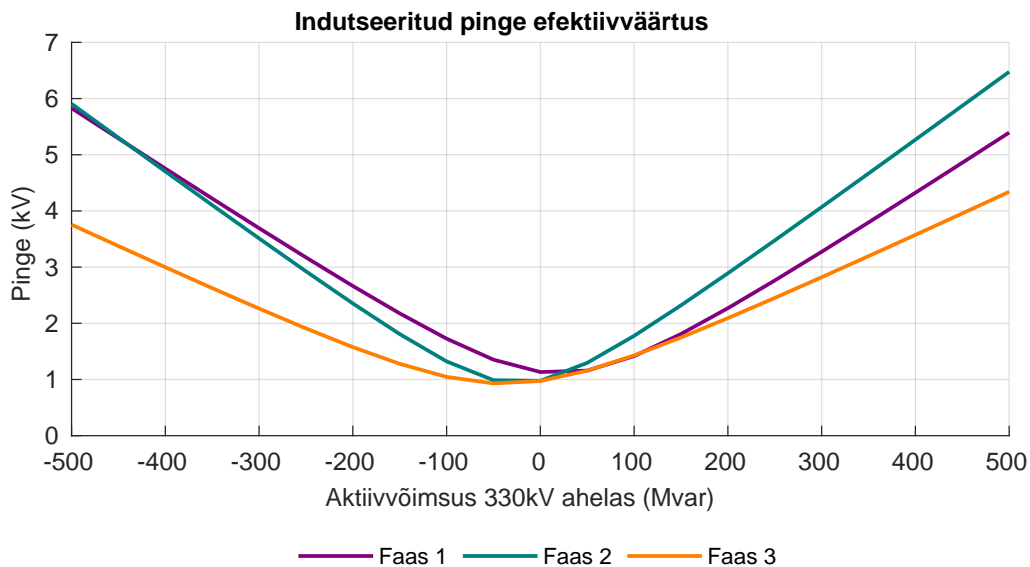
Joonis 3.11. Aktiiv- ja reaktiivvõimsuste bilansi muutused 110 kV ahelas sõltuvana aktiiv- ja reaktiivvõimsuste voogudest 330 kV ahelas.

Arvutuste tulemustest on näha, et suuremad voolud ühes ahelas avaldavad teatud mõju kadudele teises ahelas. Näites on toodud kõrgema pingestme mõju madalamale, mis on suurem kui vastupidises olukorras. Suurimad muutused ulatuvad mõne protsendini väga suurte koormusvoogude korral. Vastupidises olukorras jäävad muutused 330 kV ahelas alla ühe protsendi, nii et taolise mõju võib lugeda marginaalseks.

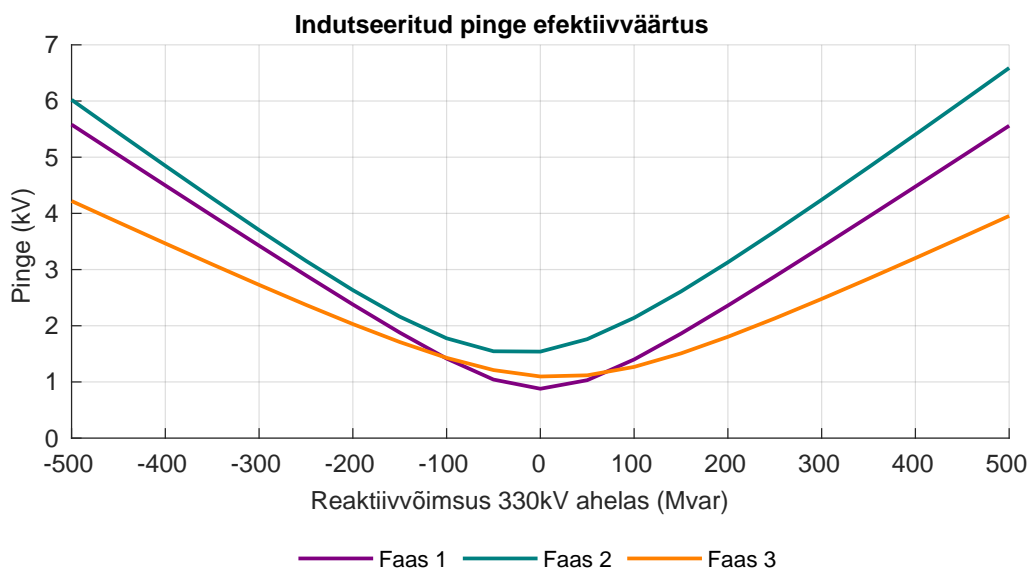
### 3.2.4. Indutseeritud pinged pingestamata ahelal

Koostatud mudeli abil saab hinnata, kui suured võivad olla indutseeritud pinged pingestamata ahelal, kui paralleelne ahel on pingestatud. Järgnevas arvutuses on vaadeldud olukorda, kus 330 kV ahel on pingestatud ja koormatud ning 110 kV ahel on ühest otsast maandatud. 330 kV

ahela aktiiv- ja reaktiivkoormusi on kumbagi varieeritud vahemikus –500 kuni 500 MW või Mvar ning arvatud pinge 110 kV ahela maandamata otsas. Indutseeritud pinged 110 kV ahela faasides on toodud joonistel 3.12 ja 3.13.



Joonis 3.12. Indutseeritud faasipinged 110 kV ahela maandamata otsas 330 kV ahela erinevate aktiivkoormuste korral.



Joonis 3.13. Indutseeritud faasipinged 110 kV ahela maandamata otsas 330 kV ahela erinevate reaktiivkoormuste korral.

Arvutuslikust näitest on näha, et indutseeritud faasipinged jäävad kirjeldatud olukorras mõne kilovoldi suurusjärku. Erinevates oludes võivad indutseeritud pinged erineda, kuid üldjuhul võib

sarnase mõjuga arvestada. On tehtud uuringuid, kus on sarnaseid tulemusi leitud arvutuslikult ja neid katseliselt ka kinnitatud [9].

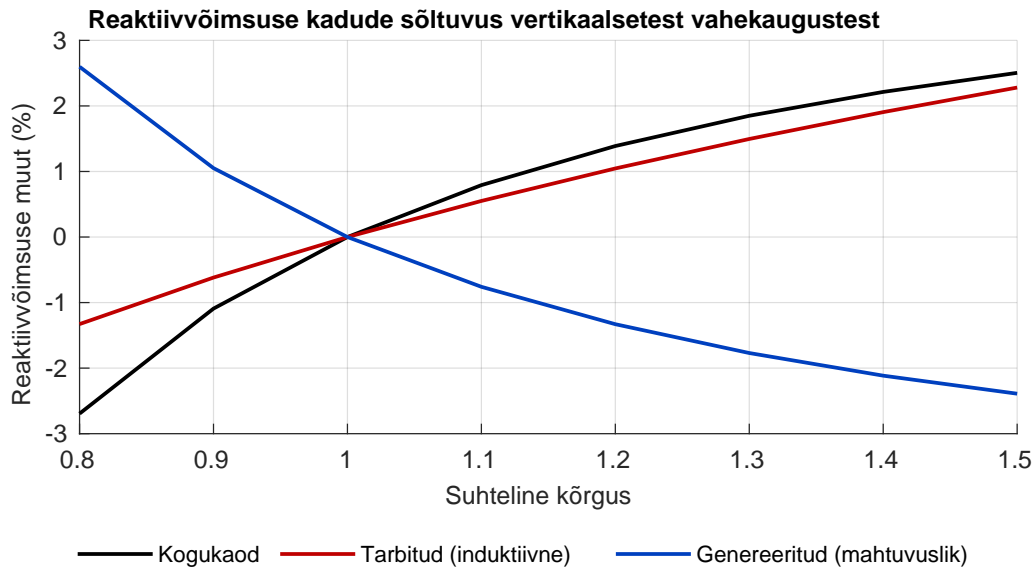
### **3.2.5. Erinevate liinikonfiguratsioonide mõju reaktiivenergia bilansile**

Liinivõrrandite ja alapeatükis 3.1.2 toodud liiniparameetrite võrrandite alusel on võimalik analüüsida reaktiivenergia bilanssi igasugustel võimalikel liinikonfiguratsioonidel. Võrrelda võib erinevaid juhtmete paigutusi, erinevate pingeastmete kombineerimist ning transponeerimise mõjusid. Selliseid küsimusi on ka varasemalt uuritud ja kirjandusest võib leida üldisi põhimõtteid. Samuti saab varieerida liinide pikkust ning juhtmete marterjale, kuid need mõjutavad tulemusi täpselt samamoodi nagu tavaliste üheaahelaliste liinide puhul.

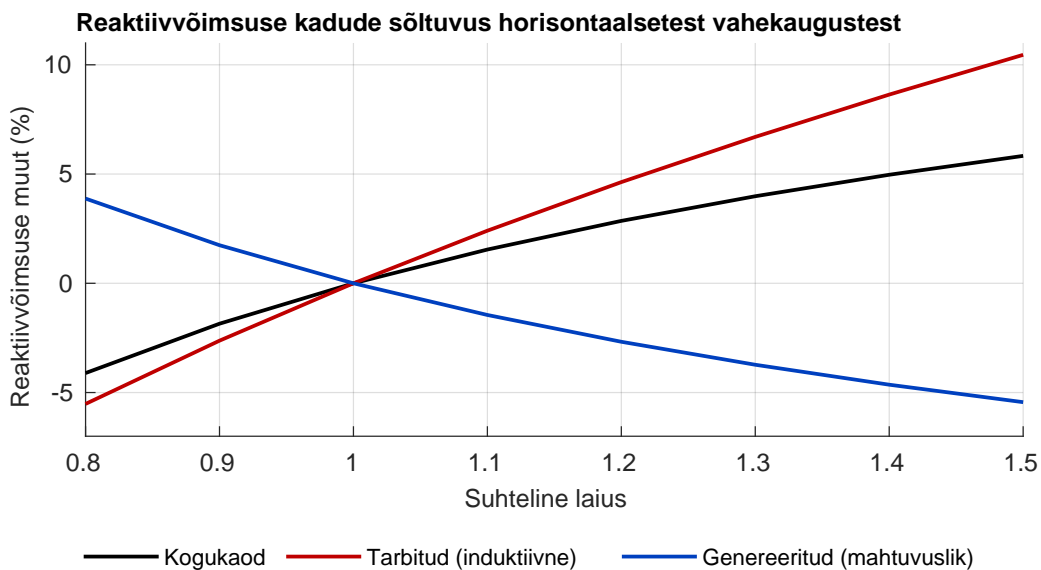
Liinijuhtmete paigutus mõjutab induktiivsusi ja mahtuvusi ja läbi selle ka reaktiivvõimsuste bilanssi. Selliste mõjude näitlikustamiseks on eelnevalt koostatud mitmeaahelalise liini mudelis varieeritud erinevaid vahekaugusi ja arvatud tarbitud ja toodetud reaktiivvõimsused. Võrdluse jaoks on kõik vahekaugused proportsionaalselt skaleeritud, ühel juhul vertikaal- ja teisel juhul horisontaalsuunas. Vahekaugusi on vähendatud kuni 20% ja suurendatud kuni 50% võrra, arvatud liiniparameetrid ning leitud muutus tarbitavas ja genereeritavas reaktiivvõimsuses. Liini koormatus on seatud nii, et tarbitav ja genereeritav reaktiivvõimsus on samas suurusjärgus.

Graafikutel 3.14 ja 3.15 on näha suhtelised muutused tarbitavas ja genereeritavas reaktiivvõimsuses, kui juhtmete vertikaalset ja horisontaalset vahekaugust on muudetud. Liini kõrguste muutmine mõjutab põhiliselt juhtmete ja maa vahelist mahtuvust ning selles genereeritavat reaktiivvõimsust, kuid mõju induktiivsustele on väiksem. Juhtmete horisontaalsuunaliste vahekauguste muutmine mõjutab nii mahtuvusi kui ka induktiivsusi ja vastavalt tarbitavat ja genereeritavat reaktiivvõimsust. Mõistlikes vahemikes vahekauguste muutuste korral jäävad muutused reaktiivvõimsuste bilansis mõne protsendi ringi ning suurematel vahekaugustel muutub mõju väiksemaks. Näiteks liini laiendamine 50% võrra võib olenevalt liini koormusest anda tulemuse, kus suurenenud kadude ja vähenenud genereeritud võimsuse tulemusel on reaktiivvõimsuse kogukaod 5–10% suuremad.

Teaduskirjanduses avaldatud uuringud on valdavalt keskendunud kaheaahelalistele liinidele, millel on kaks vertikaaltasandi suhtes sümmeetrilist ahelat [10, 11, 12, 13] või ka kaks samal horisontaaltasandil paiknevat ühesugust ahelat [14]. Uuritud on põhiliselt faaside järjestusest tulenevaid asümmeetriaid transponeerimata liinidel, seda nii liiniparameetrite erinevuste [10], voolude asümmeetria [11, 12, 13, 14] kui ka kadude osas [14]. Kui kaheaahelalist transponeerimata liini tahetakse kasutada sellises talitluses, kus mõlemal ahelal peaks olema võrdne võimsusvoog, peaks ka faaside järjestus olema sümmeetriline. Muudel juhtudel on eelistatum ahelate faasid



Joonis 3.14. Tarbitava ja genereeritava reaktiivvõimsuse muutus sõltuvana kahekorruselise liini suhteliste kõrguste muutusest. Genereeritava võimsuse kahanemine vastab kadude suurenemisele.



Joonis 3.15. Tarbitava ja genereeritava reaktiivvõimsuse muutus sõltuvana kahekorruselise liini suhteliste laiuste muutusest.

paigutada vastupidises järjestuses, st kui ühel ahelal on faasid ülevalt alla lugedes järjestuses ABC, siis teisel peaks olema CBA.



### **3.3. Mitmekorruseliste liinide hooldus ja ohutus**

Tänapäeval on järjest enam hakatud ülekandeliinide puhul teostama pingevalused töid. Suurem osa pingevaluseid töid on seotud isolaatorite hoolduse ja vahetustega. Ülejäänud osa on eelkõige seotud juhtmete parandamise ja linnutõkete paigaldamisega [15]. Kasutusel on erinevad meetodid, mille valik sõltub elektriliini olukorrast, ilmastiku tingimustest, piirkondlikest eripäradest jpm. Mitmekorruseliste elektriliinide puhul tuleb arvestada, kui üks elektriabel on pingetu, siis sellesse ahelasse indutseeritakse pinge töös olevate ahelate poolt. Indutseeritud pinge on funktsioon töötavate ahelate voolutugevusest, juhtmete vahekaugusest ja paralleelselt asuvate ahelate pikkusest [16]. Seega tuleb mitmekorruseliste ülekandeliinide puhul arvestada, et tegemist on pingevaluse töötsooniga. Ülekandevõrgu elektriliinidel indutseeritud pinge mõjutsoonis töötamine on normeeritud IEC standardiga IEC TR 610328 [17].

Pingevaluste tööde puhul oluline teada õhkvaheemike suuruseid, mida on vaja jälgida töö ohutuks sooritamiseks. IEEE standardis 516-2009 [18] on väljatoodud järgmised õhkvaheemikud:

1. Vähim õhkisolatsiooni vahemik MAID (minimum air insulation distance) – kasutatakse vältimaks ülelööki pingestatud objekti ja nullpotentsiaalil asuva objekti vahel
2. Vähim tööriistade isolatsiooni vahemik MTID (minimum tool insulation distance) – kasutatakse vältimaks tööriistade ülelööki
3. Vähim lähenemise vahemik MAD (minimum approach distance) – kasutatakse lisaohutuse eesmärgil arvestades töötaja tahtmatuid liigutusi
4. Vähim helikopteri lähenemise vahemik MHAD (minimum helicopter approach distance) – kasutatakse lisaohutuse eesmärgil, kui elektritöid teostatakse helikopteri abil, vahemik arvestab võimalikku koroonat, tuule turbulentsi ja helikopteri liikumist tuule tõttu

Vastavate õhkvaheemike arvutamine on toodud IEEE standardi 516-2009 peatükis „4.6 Distance equations“.

Pingevaluseid elektritöid ei tohiks sooritada järgmiste ilmastiku tingimuste korral: [18]

1. Välgulöögi võimalus töötsoonis
2. Suhteline õhuniiskus 100% või selle lähedal
3. Vihm või lumi

Elektritööde teostamiseks ja hooldust vajavate elementide juurde pääsemiseks kasutatakse praktikas mitmeid erinevaid viise. Artiklite [15] ja [19] autorid on teinud ülevaate praktikas ka-

sutatavatest tööviisidest ja juurdepääsu meetoditest. Paljakäsi töötamise korral on liinielektrik kokkupuutes pingestatud elektriliiniga. Elektrik viiakse sama potentsiaali peale, mis on elektriliinil. Ta võib töötada näiteks isoleeritud platvormi või juhtme peal. Selle meetodi korral ei saa kasutada maandatud tööriistu. Isoleerkepp on valmistatud isoleermaterjalist, näiteks süsinikkiust, millega on võimalik sooritada pinge all olevatel elektriliinidel elektritöid. Sellist meetodit kasutatakse olukordades, kus paljakäsi töötamine ei ole võimalik või see on liialt keeruline, näiteks olukordades, kus isolaatorketis on osa isolaatoreid katki ning on oht ülelöögile. Praktikas kasutatakse korraga nii paljakäsi töötamist kui ka isolaatorkeppe ning valik sõltub elektriliini seisukorrast, piirkondlikest eripäradest jpm. Elektritööde sooritamiseks kasutatakse erinevaid ligipääsu meetodeid, näiteks:

1. Isolaatorite hooldamisel kasutatakse redeliga juurdepääsu meetodit. Liinielektrik ronib isoleermaterjalist redeli abil elektriliini juhtme peale, nagu seda on kujutatud joonisel 1. Töö tegemise ajaks redel eemaldatakse.
2. Helikopteri külge kinnitatud isoleeritud platvormilt
3. Helikopterilt lastakse elektrik vintsi abil alla
4. Elektrik tõmmatakse liinijuhtme külge kinnitatud köite abil ülesse (joonis 2). Sellisel juhul on oluline eelnevalt veenduda, et köied ei oleks saastunud



*Joonis 3.16. Redeliga juurdepääsu meetod [15].*

Pingealustel töodel on vajalik arvestada, et töötsoonis on tugev elektriväli, mis avaldab mõ-



*Joonis 3.17. Kõiega juurdepääsu meetod [15].*

ju elektrikutele. Normaaltalitluses töötajale mõjuvad voolud on alla inimese tundeläve, siiski peaks inimene tundma ajutist elektrilööki, kui ta puudutab maandatud objekti. Sellist olukorda saab vältida, kui elektrik viiakse samale potentsiaalile, kui elektriliin, või kasutatakse spetsiaalselt riietust varjestamiseks elektriku elektrivälja eest. Elektrivälja eest varjestamiseks võidakse kasutada ka erinevaid ekraane ja varjeid [18]. Ettevaatusabinõud pingeluste tööde korral: [18]

1. Vähim töö tegemise ohutusvahemik, mis sõltub järgnevast:
  - (a) Töö võimalikud ohud, sealhulgas ka elektrilised, mehaanilised ja füüsilised ohud
  - (b) Töötajate teadmised ja tase
  - (c) Võimalik kaitsekattevahendite kasutamine
  - (d) Tööobjekti või sellega seotud osale võidakse indutseerida pinge mõnest muust allikast
2. Indutseeritud pinge ja vool tööobjekti lähedal olevatesse pingestama objektidesse
3. Tuleb kasutada isikukaitsevahendeid varjestamiseks isikuid, kes asuvad nullpotentsiaalil

### **3.4. Kokkuvõte**

Selles peatükis vaadeldi mitmeahelaliste liinide mudeldamise põhimõtteid ning analüüsiti selliste liinide planeerimise ja käitamisega seonduvaid küsimusi. Lähtudes alapeatükis 3.1 kirjeldatud mudeldamise põhimõtetest ja võrranditest koostati alapeatükis 3.2.1 matemaatiline mudel Tartu-Sindi 330 kV ja 110 kV mitmeahelalise liinile. Selle liinimudeli näitel analüüsiti lihtsustatud II-aseskeemi kasutamisest tekkivaid vigasid, ahelate vastastikmõju üksteise võimsuste bilanssides, indutseeritud pingeid pingestamata ahelatel ning erinevate liinikonfiguratsioonide mõju reaktiivvõimsuste bilansile.

Koostatud detailset mudelit ja II-aseskeemina lihtsustatud liine võrreldi alapeatükis 3.2.2, kus ilmnedid ootuspäraselt teatud erinevused. Vastastikuse sidestamise arvestamata jätmise tekitab arvutatud pingetes ja vooludes vigu. Näites vaadeldud mitmeahelalisel liinil on nii 330 kui ka 110 kV ahelad ning nende asendamisel II-aseskeemidega ilmnevad suuremad vead madalamas pingestmes. Kõrgem pingestme on sellises olukorras domineeriv ja selle lihtsustatud mudelis esinevad vead jäävad ühe protsendi suurusjärku; madalal pingestmel ulatuvad vead kümnete protsentideni. Erinevused sõltuvad põhiliselt liinide võimsusvoogude suurustest ning suundadest.

Mitmeahelalisi liine on võimalik ka lihtsustatult mudeldada, nii et vastastikuse sidestamise mõju on arvestatud, kuid see eeldab, et võrguarvutustes arvestatakse ka nulljärgnevuskomponente. Võrguarvutustarkvaras nagu PSS/E, kus arvutatakse püsitalitlust pärijärgnevuskomponendi põhjal, oleks seda väga keeruline teha. Tulemuste tõlgendamisel tuleks siiski arvestada sellega, et madalama pingestme tulemustes võivad esineda kümnetesse protsentidesse ulatuvad vead.

Samuti analüüsiti alapeatükis 3.2.3 vastastikuse sidestamise mõju võimsuste bilansi täpsusele. Selleks võrreldi mitmekorruselise liini ühe ahela reaktiivvõimsuste bilansi muutust, kui teise ahela võimsusvoog muutus. Tulemustest selgus, et sellise mõju muutused ulatuvad mõne protsendini madalamas pingestmes ja jäävad alla ühe protsendi kõrgemas pingestmes. Üldiselt võib reaktiivvõimsusi analüüsida ühe ahela piires, ilma et teise ahela mõjutused tekitaks märkatavaid vigu.

Alapeatükis 3.2.4 uuriti mudeli põhjal indutseeritud pingeid olukorras, kus kõrgema pingestme ahel on töös ning madalama pingestme ahel on pingestamata. Arvutustes vaadeldi olukorda, kus pingestamata ahel on ühes liini otsas maandatud ning teise ahela aktiiv- ja reaktiivkoormusi varieeriti. Tulemuste põhjal on näha, et taolistes oludes ulatuvad indutseeritud pinged mõne kilovoldini.

Kahekorruselise liini mudeli näitel analüüsiti alapeatükis 3.2.5 erinevate liinikonfiguratsioonide mõju reaktiivvõimsuste bilansile. Koostatud mudeli parameetreid muudeti, nii et juhtmete paiknemise suhtelisi kõrgusi ja laiusi varieeriti teatud vahemikes. Erinevate konfiguratsioonide korral arvutati liinis tarbitud ja genereeritud reaktiivvõimsused ning leiti suhtelised muutused sõltuvana kõrguste ja vahekauguste muutustest. Tegurid nagu liini pikkus ja juhtmete materjalid mõjutavad tulemusi samamoodi nagu tavaliste üheaahelaliste liinide korral.

Erinevad konfiguratsioonid avaldavad tarbitavale ja toodetavale reaktiivvõimsusele teatud mõju, kuid küllaltki suures mõõtmete vahemikes olid muutused reaktiivvõimsustes küllaltki väikesed, jäädes mõne protsendi piiresse. Erinevused on niivõrd väikesed, et märgatavaid erinevusi liini reaktiivvõimsuste bilansis liini konfiguratsiooniga muuta ei ole otstarbekas. Liinil genereeritavat reaktiivvõimsust on põhimõtteliselt võimalik minimeerida, kuid mõneprotsendine muutus eeldab liini mõõtmete suurendamist kümnetes protsentides. Selliste liinide projekteerimisel jäävad üldjuhul määravaks pigem muud kaalutlused.

### **3.5. Kirjandus**

- [1] L. M. Wedepohl, "Application of matrix methods to the solution of travelling-wave phenomena in polyphase systems," *Proceedings of the IEE*, vol. 110, no. 12, pp. 2200–2212, 1963.
- [2] J.-C. Li and Y.-P. Wu, "A distributed circuit model for three-phase transposed and untransposed transmission lines," *Electric Power Systems Research*, vol. 19, no. 3, pp. 187 – 194, 1990.
- [3] J. B. Anderson, Ed., *Analysis of Faulted Power Systems*. IEEE-Wiley, 1973.
- [4] K. Tuttelberg and J. Kilter, "Real-time estimation of transmission losses from PMU measurements," in *Proceedings of PowerTech 2015*, Eindhoven, Netherlands, June 2015.
- [5] R. Galloway, W. Shorrocks, and L. Wedepohl, "Calculation of electrical parameters for short and long polyphase transmission lines," *Proceedings of the IEE*, vol. 111, no. 12, pp. 2051–2059, December 1964.
- [6] A. Déri and G. Tevan, "Mathematical verification of Dubanton's simplified calculation of overhead transmission line parameters and its physical interpretation," *Archiv für Elektrotechnik*, vol. 63, no. 4-5, pp. 191–198, 1981.
- [7] M. Farzaneh, S. Farokhi, and W. Chisholm, *Electrical Design of Overhead Power Transmission Lines*. McGraw-Hill, 2012.
- [8] N. Kang and Y. Liao, "Equivalent pi circuit for zero-sequence double circuit transmission lines," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 2012, pp. 1–6.

- [9] L. N. Agrawal, "Portable earthing equipment-an advanced maintenance technique for 400 kV double circuit transmission line under induced voltage condition," in *2000 IEEE ESMO - 2000 IEEE 9th International Conference on Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance Proceedings*, 2000, pp. 384–391.
- [10] P. D. Morgan and S. Whitehead, "The impedance and power losses of three-phase overhead lines," *Electrical Engineers, Journal of the Institution of*, vol. 68, no. 399, pp. 367–408, March 1930.
- [11] S. Song, J. Shi, C. Huang, L. Gao, Q. Bu, and Y. Yuan, "Method for estimating unbalanced currents in untransposed double-circuit lines on the same tower," in *International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015)*, Oct 2015, pp. 1–6.
- [12] J. Zhou, D. You, S. Lu, and Z. Shu, "Analysis of unbalanced current in a 220kv short double-circuit line," in *2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, Nov 2015, pp. 306–311.
- [13] N. Zhou, Z. Shu, Y. Su, B. Chen, and Z. Cheng, "Research on the selection method of phase sequence arrangement of double-circuit transmission lines on the same tower," in *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Oct 2016, pp. 2592–2596.
- [14] D. Gerendás and F. Novothny, "Transmission line with asymmetrical phase arrangement," in *Proceedings of the 2011 3rd International Youth Conference on Energetics (IYCE)*, July 2011, pp. 1–7.
- [15] E. Marshall, "Eskom transmission live line maintenance techniques and practices," in *2014 11th International Conference on Live Maintenance (ICOLIM)*, May 2014, pp. 1–9.
- [16] "IEEE guide for protective grounding of power lines," *IEEE Std 1048-2016 (Revision of IEEE Std 1048-2003)*, pp. 1–54, Dec 2016.
- [17] *IEC TR 61328:2017 Live working - Guidelines for the installation of transmission and distribution line conductors and earth wires - Stringing equipment and accessory items*, IEC, 2017.
- [18] "IEEE guide for maintenance methods on energized power lines," *IEEE Std 516-2009*, pp. 1–144, June 2009.
- [19] J. Singh, M. Kapoor, K. Gandhi, and A. Dwivedi, "New approaches for live wire maintenance," *MIT International Journal Of Electrical & Instrumentation Engineering*, vol. 3, no. 2, pp. 67–71, 2013.

## 4 Pinge ja reaktiivvõimsuse reguleerimise seadmed

Pinge ja reaktiivvõimsuse reguleerimiseks on elektrisüsteemis traditsiooniliselt kasutatud kondensaatorpatareisid, trafode astmelüliteid, reaktoreid ja sünkroonkompensaatoreid. Viimasel paaril aastakümnel on järjest enam levinud jõuelektronikapõhised seadmed nende sujuva reguleerimise ja töökiiruse tõttu. Reguleerimiseks rakendatakse selleks ettenähtud FACTS-seadmeid (*flexible alternating current transmission systems*), aga ka alalisvoolu-ülekannete HVDC (*high voltage direct current systems*) konverteereid.

### 4.1 Traditsioonilised seadmed

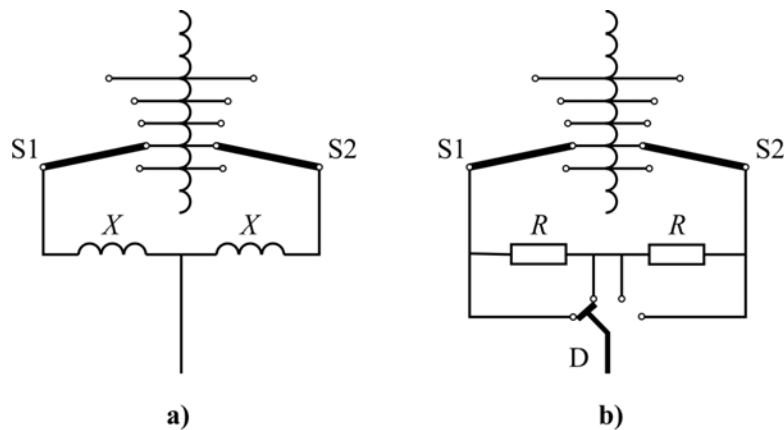
#### 4.1.1 Trafo astmelüliti

Pinge reguleerimiseks elektrivõrgus kasutatakse laialdaselt koormuse all toimivaid trafode astmelüliteid (*on-load tap changer*, OLTC). Astmelülitid on nii ülikõrge- ja kõrge- ning kõrge- ja keskpinge vahelistes trafodes. Astmelülititega võib trafotegurit muuta kuni  $\pm 15\%$ . Trafoteguri muutmine toimub suhteliselt aeglaselt muuhulgas selleks, et vältida liigseid lülitusi pingetaseme kõikumisel. Astmelülitid paigutatakse tavaliselt trafo kõrgepingepoolele lähemale neutraali lähedale, selleks et voolud oleksid väiksemad ning potentsiaal maa suhtes minimaalne. Probleemiks on muuhulgas see, et primaarpinge tunduval alanemisel või kadumisel jääb astmelüliti äärmisesse asendisse. Kui nüüd pinge täies ulatuses taastub, võib sekundaarpoolele tulla liigpinge, mis tarbijaid kahjustab. Sellise olukorra vältimiseks lülitatakse astmelülitid teatud aja möödudes keskasendisse.

Pinge langemine koormustsentrites kajastub jaotusvõrgus. Astmelülititega trafod püüavad tarbijate pinget tõsta, reageerides umbes 2...4 minuti jooksul. Pinge tõstmise toimub põhivõrgust võetava reaktiivvõimsuse suurenemise arvel, mis põhjustab seal nii aktiiv- kui reaktiivvõimsuse kadusid. Kui põhivõrgu liinid on piisavalt koormatud, siis selle tõttu tõuseb ka nende reaktiivvõimsuse tarve. Tulemuseks on taas reaktiivvõimsuse vajak.

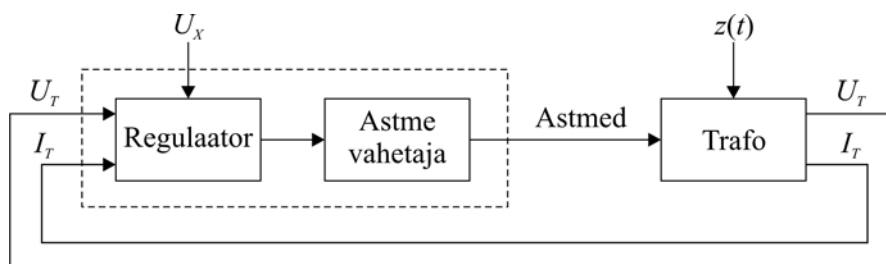
Selleks et vältida lülitamisel trafo vooluahela katkemist ning märgatava elektrikaare tekkimist, lisatakse astmelüliti konstruktsiooni üleminekutakistid, milleks võivad olla reaktorid või resistorid (joonis 4.1). Normaalselt on lüliti mõlemad selektorid samal positsioonil. Reaktorite korral lisandub trafomähisele takistus  $X/2$ , mis on sellise skeemi puuduseks. Lülitamisel muutub esmalt selektori S1 positsioon ning osa trafo mähisest jääb lühistatuks läbi takistuse  $2X$ . Seejärel nihutatakse samale positsioonile ka selektor S2. Resistoride korral on skeemis veel lüliti D, mis normaalolukorras on vasakpoolses asendis. Trafoteguri muutmisel paigutub lüliti

keskmisse asendisse, mille tõttu trafoahelasse lisandub takistus  $R/2$ . Selektor S1 nihutatakse nüüd uude asendisse ja osa trafomähist jääb lühistatuks takistuse  $2R$  kaudu. Seejärel lülitatakse ümber ka selektor S2 ning lüliti D naaseb esialgsesse asendisse. Joonisel on näidatud vaid 5 lüliti astet. Tegelikult on astmeid enam, mis võimaldavad enamasti reguleerida pinget vahemikus  $-10\dots+15\%$ .



Joonis 4.1. Astmelüliti konstruktsioon reaktoritega (a) ja resistoritega (b).

Trafo pinget astmelülitiga reguleerimise plokkskeem on joonisel 4.2. Trafo talitlusele mõjuvad häiringud  $z(t)$ , mis on tingitud elektrivõrgu talitluse muutustest. Pingeregulaatori sisendsuurusteks on trafo pinget  $U_T$  ja vool  $I_T$ . Võrreldes neid väärtusi sättesuurustega antakse vajaduse korral astmelülile signaal trafoteguri muutmiseks. Voolu väärtuse kasutamine võimaldab siin nii nagu generaatoritegi korral koormuse kompenseerimist ehk pinget reguleerimist mõnes muus punktis, mitte tingimata trafo klemmidel. Reguleerida on pinget asemel võimalik ka trafo reaktiivvõimsust. Skeemil on näidatud veel väline juhtimissignaal  $U_X$ , mis võib olla pärit näiteks dispetšjuhtimissüsteemist.



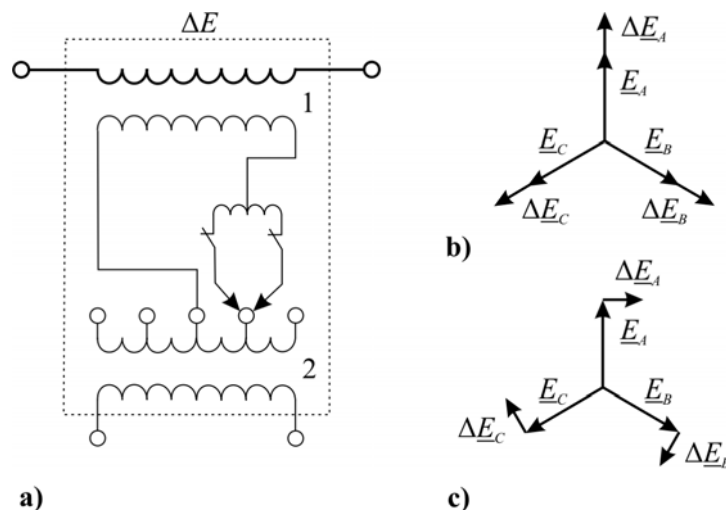
Joonis 4.2. Trafo ülekandesuhte reguleerimise plokkskeem.

Astmelüliti käivitub pinget muutumisel viitega  $30\dots60$  s ja enam selleks, et anda pinget võimalus taastuda ning vältida asjatuid lülitusi. Viitega toimub ka edasine astmete vahetamine, et võimaldada muudel reguleerimisseadmetel toimida. Suurte pingelanguste korral võtab kõigi astmete läbimine aega umbes kaks minutit.



Trafode astmelülite mõju sõltub trafo positsioonist. Põhivõrgu trafode astmelülid püüavad säilitada kõrget pingeniivood ja ka pinge stabiilsust. Jaotusvõrgu trafode astmelülid püüavad häiringu tõttu langenud koormusepoolset pinget aga tõsta, suurendades põhivõrgus ülekantavat aktiiv- ja reaktiivvõimsust, mis omakorda kiirendab pinge alanemist. Selle tõttu on jaotusvõrgu trafode astmelülid soovitatav põhivõrgu pinge languse ajaks blokeerida

Pinge reguleerimisel võidakse kasutada lisapingetrafosid (buustertrafosid), mille üks mähis lülitatakse pinge muutmiseks ahelasse jadamisi. Lisapingetrafo (joonis 4.3a) koosneb jadatrafost 1 ja toitetrafast 2. Kui toitetrafo primaarmähis toita sama faasi pingega, millesse jadatrafo põhimähis kuulub, saavutatakse pinge pikireguleerimine (joonis 4.3b). Kui toita aga ülejäänud faaside vahelise pingega, siis ristreguleerimine (joonis 4.3c). Põhivõrgus, kus tegemist on silmusskeemiga, võimaldab selline lülitus reguleerida pinge kõrval ka võimsusvoogusid vastavalt pingvektori nurga muutumisele.



Joonis 4.3. Lisapingetrafo skeem (a) ning vektordiagrammid (b ja c).

#### 4.1.2 Reaktor

Reaktorid võivad olla lülitatud võrku piki või põiki. Pikilülituses reaktorid vähendavad võimsusvoogu ja piiravad lühisvoole. Põik- ehk šuntreaktorid on induktiivelemendid, mis lülitatakse tavaliselt ülekandevõrgu sõlmedesse ülikõrgpingelistes õhuliinides genereeritud liigse reaktiivvõimsuse kompenseerimiseks. Nad võivad olla lülitatud võrku ka alajaama trafode keskpinge poolel. Reaktori tarbitav reaktiivvõimsus on määratud tema induktiivjuhtivuse  $B_R$  ja pingega

$$Q_R = B_R U^2 \quad (4.1)$$

Sellised reaktorid võivad olla reguleeritavad – näiteks ferromagnetsüdamiku eelmagneetimisega.

Põikreaktorid on lihtsaimaks ja odavaimaks vahendiks süsteemi madalatel koormustel esineva üleliigse reaktiivvõimsuse kompenseerimiseks. Reaktiivvõimsuse ülejäägi tarbimisel süsteemi generaatorite poolt väheneb nende ergutus. Tugevasti alaergutatud generaatorid vajavad väga väikest elektromotoorjõudu. Tulemuseks on süsteemi paindlikkuse alanemine, võimsuse nurga suurenemine ja seega stabiilsusvaru vähenemine.

Põikreaktorite põhipuuduseks on fikseeritud võimsus ja seega ainult astmelise reguleerimise võimalus. Ka nende, nagu põikkondensaatorite puhul, on probleemiks pingemuutused nende sisse- või väljalülitamisel. Kui lülitamine toimub kord päevas, loetakse ka siin üldiselt vastuvõetavaks pingemuutuseks kuni 3 %.

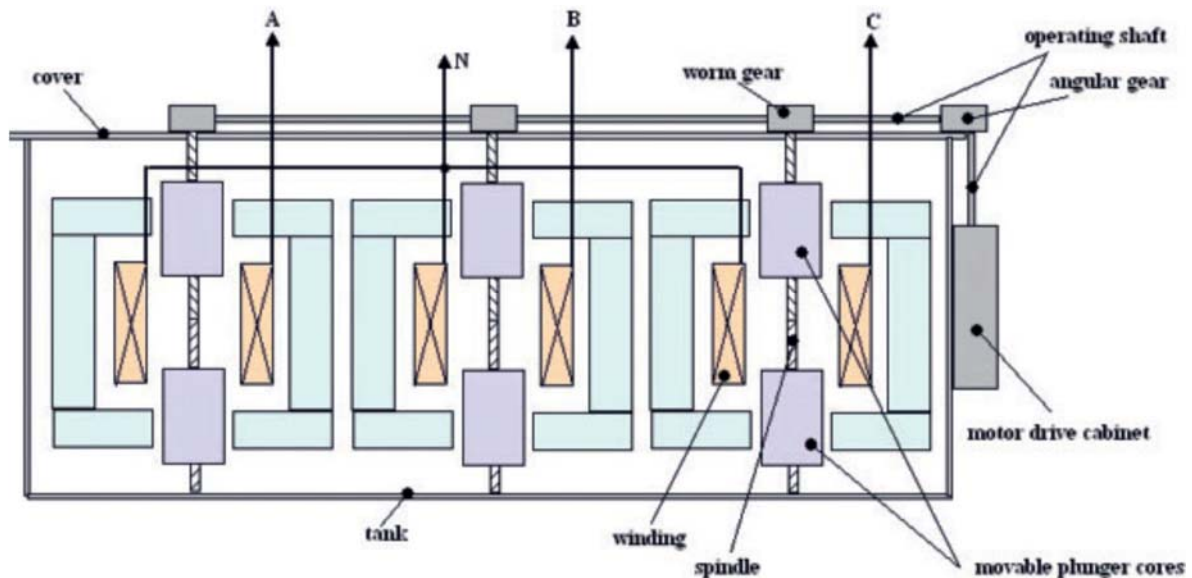
Põikreaktorid ülekandevõrkudes lülitatakse tavaliselt autotrafode kolmandale (10...20 kV) mähisele. Kasutusel on siiski ka metallsüdamikuga reaktorid, mis lülitatakse otse kõrgepingevõrku. Põikreaktoreid toodetakse laias reaktiivvõimsuste diapsoonis – 10...250 Mvar ja pingetele kuni 800 kV. Siiski on keskpingetele mõeldud reaktorite hind oluliselt madalam kui pingetel 110 kV ja üle selle.

#### **4.1.3 Reguleeritav põikreaktor**

Üleliigse reaktiivvõimsuse kompenseerimiseks on vajalikud reaktorid. Üleliigne reaktiivvõimsus tekib pikkade ülekandeliinide korral madalal koormusel, näiteks öösiti. Muidugi võib selliseid liine ka välja lülitada, kuid see vähendab elektrisüsteemi töökindlust. Tavaliste mittereguleeritavate reaktorite puuduseks on taas see, et koormatud liinide korral, mille reaktiivvõimsus on tasakaalus või koguni ülemäärane, tuleks reaktorid välja lülitada. Sellised lülitused on tülikad, eriti kui arvestada, et liinide koormused võivad muutuda märgatavalt ka suhteliselt lühikestes ajavahemikes. Vaja oleks seega automaatselt reguleeritavaid põikreaktoreid.

Teatavasti sõltub ferromagnetilise südamikuga ahela induktiivsus õhupilu suurusest, kui see olemas on. Kui nüüd lisada õhupilusse ferromagnetilisi liugklotse või eemaldada neid, siis muutub ahela induktiivsus ja seega ka vastava konstruktsiooniga reaktori reaktiivvõimsus. Reguleeritava reaktori (*variable shunt reactor, VSR*) tööpõhimõtet on illustreeritud joonisel 4.4. Konstruktiivselt on VSR-reaktorid sarnased trafodega: õljahutus, gaasikaitse jm. Selleks, et suurendada reguleerimise ulatust võib olla kasutusel mähiste astmelülitus. Sisemise

konstruktsiooni lahenduse, mis võib eri valmistajate osas olla erinev, teevad keerukaks magnetsegmentide vahelised elektrodünaamilised jõud, mis võivad ulatuda kümnetesse tonnidesse.



Joonis 4.4. Reguleeritava reaktori põhimõtteskeem [7].

VSR toimimise ajakonstant on minuti suurusjärku. Näiteks võib reguleerimine miinimumist maksimumini võtta aega 300 s. Reguleeritavad reaktorid ei sobi seega kiirete protsesside kompenseerimiseks nagu elektriaraahjude talitus või värelus. Siin oleks vajalikud jõuelektroonikapõhised seadmed näiteks SVC. Küll aga võib neid kasutada tuuleelektrijaamade korral, mille reaktiivvõimsus võib muutuda suhteliselt kiiresti. Muidugi sobivad need pikkade elektriülekanne või kaabelliinide juures, kus madalatel koormustel, ilmneb reaktiivvõimsuse liigsust.

Reguleeritav põikreaktor vähendab reaktiivvõimsuse ülekandest tingitud kadusid ja parandab pinge kvaliteeti. Kui tavareaktoreid tuleks vajaliku reguleerimisulatus saavutamiseks üles seada mitmeid, siis reguleeritavaid reaktoreid on vaja vaid üks. Vastavalt ei ole vaja mitmeid võimsuslüliteid ning puuduvad lülitustega kaasnevad siirdeprotsessid. Ka arenevates elektri-võrkudes piisab vaid ühe vajaliku võimsusega reaktori ülesseadmisest, mis siis kohaneb jooksva olukorraga. Jõuelektroonikaseadmetega võrreldes on VSR-reaktoritel minimaalsed investeerimis- ja hoolduskulud.

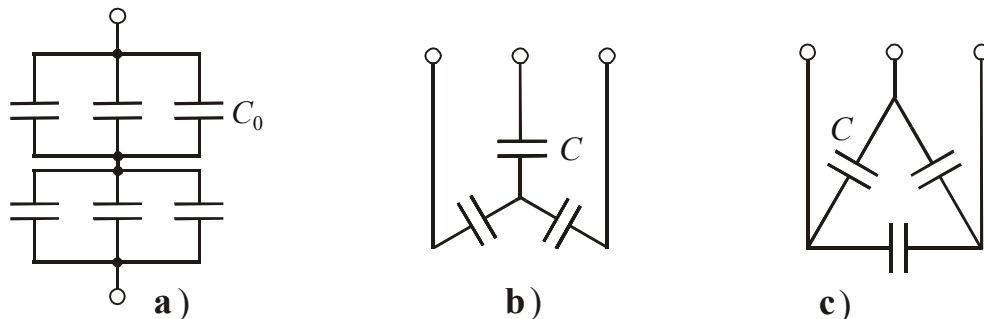
Kirjeldatud konstruktsiooniga reaktoreid on maailmas kasutusel alates 1970 aastatest. Reaktorid võivad olla ühendatud trafo tertsiaarmähisega või ka otse kõrgpingevõrku. Võimalikud pinged ulatuvad hetkel 420 kV ja võimsus 200 Mvar.

#### 4.1.4 Kondensaatorpatarei

Ka kondensaatorpatareid võivad olla lülitatud piki või põiki. Pikilülituses kondensaatorid vähendavad elektriliini elektrilist pikkust, mis tõstab ülekandevõimsust. Liigne mahtuvuse pikilülitus tõstab liini pinget, mistõttu seda tuleb rakendada maksimaalvõimsustel. Põiklülituses kondensaatorid on vajalikud tarbijate (sünkroonmasinad, asünkroonmootorid, trafod, muundurid, keevitusagregaadid ja muud seadmed) reaktiivvõimsuse kompenseerimiseks.

Reaktiivvõimsust edastada pole elektrivõrgus otstarbekas, kuna see suurendab energiakadusid ja pingelangu. Otstarbekam on reaktiivvõimsust toota kohapeal reaktiivvõimsuse tarbija lähedal. Kadude vähenemise kõrval suureneb sel juhul ka liinide läbilaskevõime ja trafode võimsus ning paraneb pinge kvaliteet.

Tavaliselt valmistatakse tänapäeval kondensaatorid vajaliku pinge ja talitlusvoolu saavutamiseks koosnevatena rööbiti ja jadamisi ühendatud kondensaatorelementidest. Veelgi suurema võimsuse ja talitluspinge puhul (eriti ülekandevõrkude tarvis) ühendatakse kondensaatorid veel omakorda rööbiti ja jadamisi kondensaatorpatareideks (joonis 4.5a). Jadamisi ühendatud elementide arvu suurendamisega suureneb patarei lubatud pinge, rööpelementide arvu suurendamisega aga vool. Kondensaatoreid valmistatakse mitmesuguste nimipingetega nii madal- kui keskpingele.



Joonis 4.5. Kondensaatorite ühendamise.

Kolmefaasilises võrgus kasutatakse kondensaatorpatareide täht- või kolmnurkühendust (joonis 4.5 b, c). Ühes faasis oleva kondensaatorpatarei mahtuvus  $C$  on määratud ühe elemendi mahtuvuse  $C_0$  ja jadamisi ning rööbiti ühendatud elementide hulgaga ( $n_j$ ,  $n_r$ )

$$C = \frac{n_r}{n_j} C_0 \quad (4.2)$$

Kolmefaasilise kondensaatorpatarei võimsus leitakse tähtühenduse puhul valemiga

$$Q_c = U^2 \omega C \quad (4.3)$$

ning kolmnurkühenduse puhul valemiga

$$Q_c = 3U^2 \omega C \quad (4.4)$$

Näiteks on firmas Nokian Capacitors toodetud 13,8 kV pingega ja 133 kvar võimsusega 180-st üksikkondensaatoritest moodustatud kolmefaasiline kondensaatorpatarei võimsusega 24 Mvar ja pingega 143 kV, kus igas faasis on jadamisi 6 ja rööbiti 10 kondensaatorit.

Kondensaatorpatareid peaksid olema ka reguleeritavad. Kondensaatorpatarei astmeline reguleerimine seisneb rööptalitluses olevate kondensaatorielementide arvu muutmises (sisseväljalülitamises). Probleemiks põikkondensaatorite kasutamisel on pingemuutused nende sisse või välja lülitamisel. Kui lülitamine toimub kord päevas, loetakse üldiselt vastuvõetavaks pingemuutuseks kuni 3 %.

Põikkondensaatorid on lihtsaimaks ja odavaimaks reaktiivvõimsuse kompenseerimise vahendiks. Samas on nende põhipuuduseks fikseeritud võimsus ja seega ainult astmelise reguleerimise võimalus.

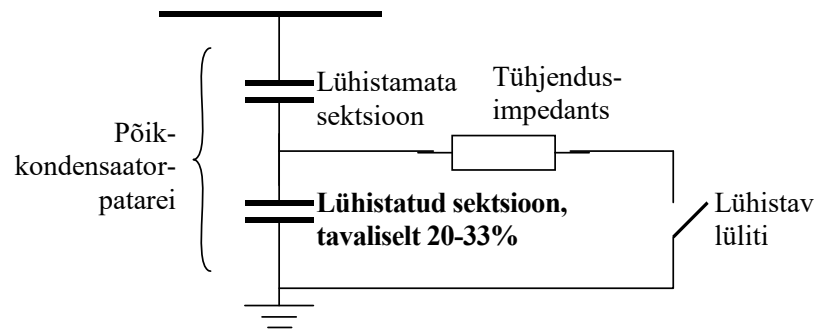
Kuna kondensaatorpatarei genereeritud reaktiivvõimsus on võrdeline pinge ruuduga, siis põhjustab pinge juhuslik vähenemine ka talitlusvõimsuse vähenemise ning väheneb omakorda pingega. Seega vastupidi sünkroonkompensaatorile soodustab mittereguleeritav kondensaatorpatarei pingega kõikumisi. Kondensaatoril on seega negatiivne pinget reguleeriv toime.

Kompenseerimine põikkondensaatorite abil suurendab teatud juhtudel ka pinget ebastabiilsust ja pinget kollapsi ohtu. Kollapsi oht on tüüpiline suure koormuse ja olulise häiringu üheaegsusega. Sageli pole suured investeeringud staatilistesse reaktiivvõimsuse kompensaatoritesse majanduslikult efektiivsed selliste väikese tõenäosusega sündmustega toimetulekuks. Odavamaks lahenduseks on järjestikuse kondensaatorite grupi lühistamisega skeem (joonis 4.6), mille puhul pinget alanemist kompenseeritakse osa kondensaatorite lühistamisega. Sellega saavutatav täiendav reaktiivvõimsus toetab ajutiselt pinget, kuni võetakse ette vajalikud korrigeerivad toimingud nagu koormuste ümberjaotamine generaatorite vahel, liinide sisselülitamine või koormuse vähendamine.

Kontroller suleb lühistava lüliti lati pinget alanemisel ning avab uuesti pinget tõusmisel. Tühjenemisvoolu piiramiseks ja voolu soojusliku impulsi  $I^2t$  piiramiseks on vajalik tühjendusimpedants – kas tühjenemisreaktor või sulgemisimpedantsi omav lüliti.

Kuna lühistav lüliti on lülitatud ainult osale patareist, on tema nimipinge tunduvalt väiksem võrgupingest (sõltub soovitud lisapinge suurusel). Näiteks 110 kV puhul peaks sobima 35 kV lüliti.

Skeem on majanduslikult efektiivsem võrreldes analoogilise reguleeritavusega konventsionaalsete patareidega. Lülimestel tekkivad pingetransiendid on palju väiksemad võrreldes konventsionaalse patarei lülitamisega.



Joonis 4.6. Järjestikuse kondensaatorite grupi lühistamisega põhimõtteskeem.

Kompenseerimiseks kasutatavate kondensaatorpatareide valikul arvestatakse paigalduskohaga (sise- või välispaigaldus), reguleerimisvõimalusega (fikseeritud võimsusega, sisseväljalülitatav või reguleeritav), patarei ehitusega (elementide jada- ja rööpühendus) ning seda, kas patareil on sisemisi või välimisi sulavkaitsmeid ja tühjendustakisteid. Oluline on, kas tegemist on ühe- või kolmefaasilise seadmega ning missugune on kondensaatorite ühendusviis (täht-, kolmnurk- või topelttähtühendus).

Tähelepanu tuleb pöörata kondensaatorpatarei kaitseseadmetele. Ohtlikud on pinge ja temperatuuri tõusud, mis võivad tunduvalt väheneda kondensaatori eluiga.

Kondensaatorpatarei kaitsesüsteemi võivad kuuluda:

- elemendisisesed sulavkaitsmed ja kondensaatori tühjendustakistid
- üle- ja alapingekaitse
- voolu ebasümmeetriakaitse
- liigvoolu- ja maaühenduskaitse
- kondensaatorihoone temperatuuri jälgimissüsteem
- kaarekaitse
- kondensaatorite kaarekindel kest
- rikkeindikatsiooniga sulavkaitsmed
- maanduslüliti
- tühjendusreaktorid.

Kondensaatorpatarei ülesseadmisel tuleb arvestada võimalike kõrgemate harmoonikutega. Harmoonikute olemasolul tuleb kasutusele võtta abinõud pingeresonantsi tekkimise vastu

kondensaatorpatarei mahtuvuse ja võrgu induktiivsuse vahel. Teadupärast sõltub võrgu induktiivsus võrgu konfiguratsioonist ning võib ümberlülituste tõttu muutuda.

Kõrgemate harmoonikute allikateks võrgus on enamasti elektritarbijad, nagu türistormuundurid, sagedusmuundurid, kaarleekahjud ja eriti jõuelektroonikaseadmed. Selliste tarbijate osakaal tänapäeval suureneb. Kõrgemad harmoonikud kuumutavad kondensaatoreid ja tekitavad nende isolatsioonis lisapingeid. Kõrgendatud pingel ja nimitemperatuurist kõrgemal temperatuuril talitlemine vähendab kondensaatorite eluiga. Harmoonikute mõju ja nende vähendamise meetmeid vaadeldakse üheksandas peatükis.

Kondensaatorpatarei paigaldamisel tuleb arvestada ka võrgupinge võimaliku tõusuga. Väikeste koormustega elektrivõrgu sõlmedes võib pinge kondensaatorpatarei paigaldamisel tõusta lubamatult kõrgeks. Võrgupinge tõusu on võimalik hinnata valemiga

$$\Delta U = \frac{Q}{S_K} \cdot 100\% \quad (4.5)$$

kus  $\Delta U$  – võrgupinge tõus protsentides

$Q$  – kondensaatorpatarei võimsus

$S_K$  – võrgu lühisvõimus.

#### 4.1.5 Sünkroonkompensaator

Sünkroonkompensaator on tühijooksul (ilma aktiivkoormuseta) talitlev sünkroonmasin, mida on traditsiooniliselt kasutatud reaktiivvõimsuse ja pinge reguleerimiseks pikemate ülekannete puhul kaugemal elektrijaamadest ja süsteemi tähtsamates sõlmedes, eriti seoses alalisvoolu-ülekannete inverteralajaamadega. Sünkroonkompensaatorite nimipinged jäävad tavaliselt alla 24 kV.

Sünkroonkompensaatori poolt võrgust tarbitav aktiivvõimsus võrdub ainult tühijooksukaoga, mis on võrreldes reaktiivkoormusega suhteliselt väike:  $P_{SK} = \Delta P \approx 0$ . Sünkroonkompensaatori lihtsustatud aseskeem, mis koosneb elektromotoorjõust  $E$  ja induktiivtakistusest  $x$ , ning selle vastav vektordiagramm on näidatud joonisel 4.7.

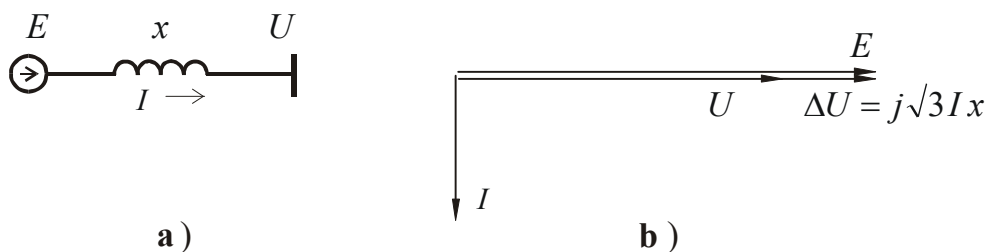
Sünkroonkompensaatori vool  $I$  on reaktiivvool, tema vektor on risti elektromotoorjõu ja sünkroonkompensaatori klemmipinge vektoritega. Vool on määratud elektromotoorjõu ja klemmipinge vahega

$$I = \frac{E - U}{\sqrt{3}x} \quad (4.6)$$

ning võrku antav reaktiivvõimsus

$$Q_{SK} = \sqrt{3} U I = U \frac{E - U}{x} \quad (4.7)$$

Elektromotoorjõudu saab muuta ergutusvoolu reguleerides. Üleergutatud talitlusel ( $E > U$ ) on võimsus positiivne, alaergutuse puhul negatiivne, st sünkroonkompensaator tarbib võrgust reaktiivvõimsust. Sünkroonkompensaatori nimivõimsuse all mõeldakse tema suurimat lubatud koormust üleergutatud talitlusel. Suurim tarbitav reaktiivvõimsus alaergutuse puhul on sünkroonkompensaatoril tavaliselt umbes 50...60% nimivõimsusest. Seega on summaarne reguleerimisvahemik nimivõimsuse suhtes 150...160%.



Joonis 4.7. Sünkroonkompensaatori lihtsustatud aseseem (a) ja vektordiagramm (b).

Sünkroonkompensaatori eeliseks on võimsuse sujuva reguleerimise võimalus mõlemas suunas (induktiivse reaktiivvõimsuse genereerimine või tarbimine) ning pinget stabiliseeriv toime. Pinge tarbija (ja ühtlasi sünkroonkompensaatori klemmidel) avaldada toiteallika pinge  $U_0$  ja liini pingekao kaudu seosega

$$U = U_0 - \frac{PR + (Q - Q_{SK})X}{U_N} \quad (4.8)$$

Kui pinge  $U$  näiteks mingil põhjusel väheneb, põhjustab see sünkroonkompensaatori voolu ja võimsuse suurenemise, mis valemi järgi vähendab pingekadu liinis ning tõstab sel viisil pinget. Seega takistab sünkroonkompensaator pinge muutumist, s.o toimib pinget stabiliseerivalt. Sellist nähtust nimetatakse sünkroonkompensaatori positiivseks pinget reguleerivaks toimeks.

Kuna sünkroonkompensaatorid on suhteliselt kallid pöörlevad masinad, mis nõuavad kulukat hooldust, on nende kasutus viimasel ajal reaktiivvõimsuse reguleerimise eesmärgil oluliselt vähenenud, kuna nad ei suuda konkureerida uuemate muud tüüpi kompenseerimiseadmetega. Samas on tänapäeval, tulenevalt süsteemi inertsist vähenemisest, tulnud käsitluse alla uute sünkroonkompensaatorite lisamine elektrisüsteemidesse lähtudes süsteemi inertsist



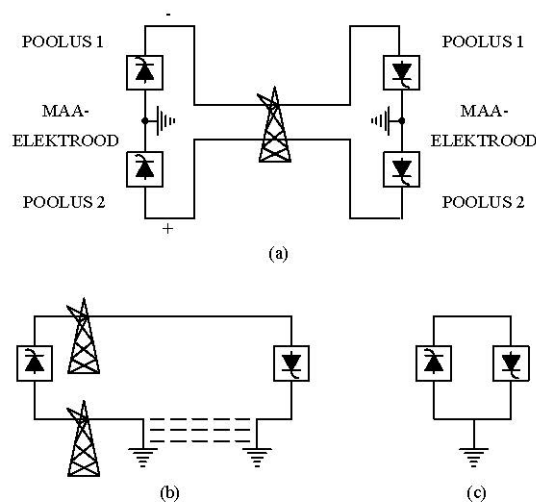
suurendamise ja lühisvoolude tekitamise vajadusest. Tänapäeva Euroopas on mitmeid riike (nt Taani), kus on just viimasel ajal võetud kasutusse uusi sünkroonkompensaatoreid.

## 4.2 Alalisvooluülekanded

Alalisvooluülekanded iseenesest reaktiivvõimsust üle ei kanna, kuid seda genereerivad või tarbivad konverterid ülekande kummaski otsas. Koos sellega toimub ka vahelduvvooluvõrkude pinge reguleerimine.

### 4.2.1 Alalisvooluülekannete konfiguratsioonid

Alalisvooluülekanded võivad olla bipolaarsed või monopolaarsed. Lisaks veel alalisvoolulingid, kus ülekandeliin puudub (joonis 4.8). Alalisvooluülekanded kulgevad tavaliselt elektrivõrgu ühest sõlmest (terminalist) teise (point-to-point HVDC). Võimalikud on ka multiterminaalsed ülekanded kas joonisel 4.9 näidatud või mõnel muul kujul.

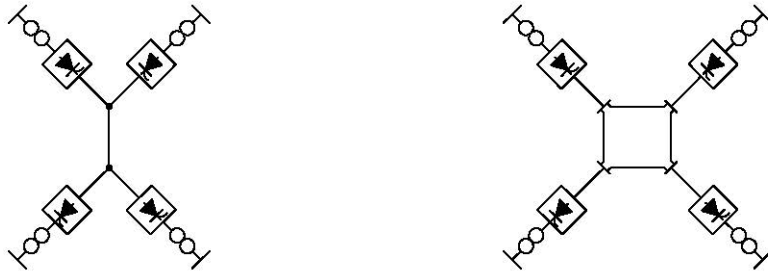


Joonis 4.8. Alalisvooluülekannete konfiguratsioonid: bipolaarne (a), monopolaarne (b) ja B2B ühenduse (c).

Monopolaarsel ülekandel on vaid üks kõrgpingejuhe, mida mööda vool liigub ühes või teises suunas. Tagasivool toimub mööda maad või merd ehk teise, maapotentsiaaliga juhtme kaudu. Kaasajal on lubatud rajada vaid tagasivooluga juhtmega liine, sest voolud maapinnas ja meres põhjustavad negatiivseid nähtusi nagu torustike ja muude rajatiste korrosioon, sideliinide häiringud jm. Varem ehitatud sellised alalisvooluülekanded on siiski kasutusel.

Bipolaarsel ülekandel on kaks erineva polaarsusega juhet ning lisaks veel maandatud neutraalijuhe. Võimsuse suuna muutumisel muutub juhtmete polaarsus (voolumuundur) või

voolu suund (pingemuundur). Neutraalijuhtmes võib olla ebabalansist tingitud vool, mis võib kulgeda ka mööda maad. Kummalgi polaarsusel on omad muundurid ning vool juhtmetes võib olla erinev. Erandjuhul võib vool ühes juhtmes hoopiski puududa, mis tähendab, et bipolaarülekanne on muutunud monopolaarseks. Tagasivool toimub siis mööda neutraalijuhet või maad.



Joonis 4.9. Multiterminaalsed alalisvooluülekanded.

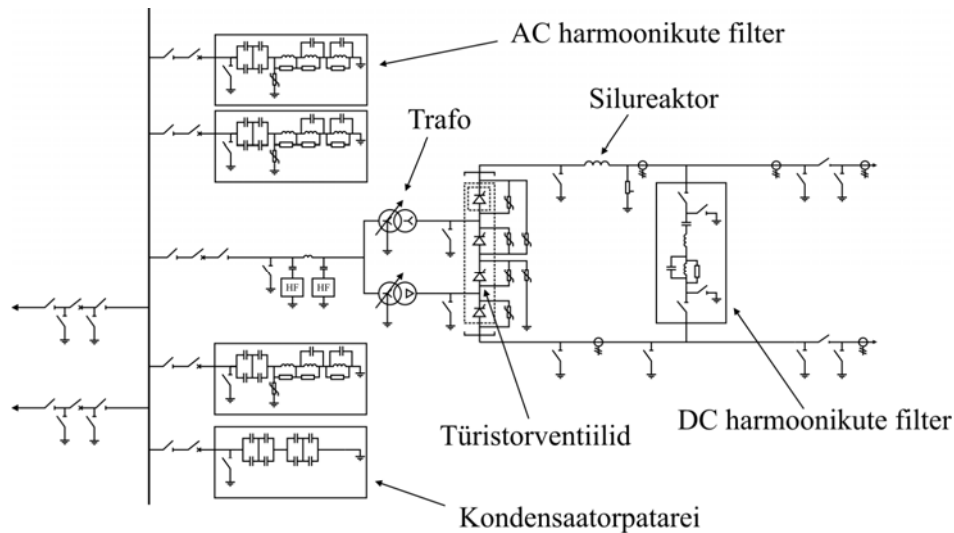
Alalisvooluülekande ülekantavat võimsust saab suurendada kui tõsta alaldi pinget või vähendada inverteri pinget. Tavaliselt siiski nii, et inverteri pinge on konstantne ja muudetakse alaldi pinget vahemikus 0 kuni 10% inverteri pingega võrreldes. Sujuv reguleerimine toimub konverteri trafoga. Kiire reguleerimine toimub tüürnurga muutmisega, mis nii alaldil, kui inverteril enamasti on  $\alpha = 12^\circ \dots 15^\circ$ . Alalisvooluülekande nimipinge valik mõjutab konverteri ja ülekande maksumust. Pinge tõstmine tõstab konverteri maksumust, kuid vähendab ülekandekadusid. Muidugi on erinev ka alalisvooluliini maksumus, eriti, kui ülekanne toimub kaabliga.

#### 4.2.2 Voolumuunduriga ülekanded

Traditsioonilised alalisvooluülekanded põhinevad CSC-tüüpi muunduritel, mis kasutavad tavatüristore (*silicon controlled rectifier*, SCR). Klassikaline voolukonverter või ka võrgukommuteeritav konverter LCC, mis esialgu toimis elavhõbeventiilidel, on kasutusel alates 1954 aastast.

Traditsioonilise muunduralajaama (joonis 4.10) põhiplokiks on trafost ja türistorventiilidest koosnev kolmefaasiline sildmuundur, mis alalditalitluses muundab kolmefaasilise vahelduvpinge 12-pulsiliseks alalispingeks. Alaldit saab reguleerida türistoride sisselülitushetke (tüürnurga) muutmisega. Tüürnurga suurendamisel väheneb alaldatud pinge keskväärts  $U_d$  maksimumist nullini. Tüürnurga edasisel suurendamisel muutub alalispinge negatiivseks. Sellega muutub alalispinge polaarsus ja võimsuse suund. Muundur läheb üle

vaheldi- ehk invertertalitluse. Põhimõtteliselt on alalisvoolu ülekanded kasutatavad elektrienergia edastamiseks mõlemas suunas. Muunduri juurde kuuluvad veel silureaktor, kondensaatorpatarei ning AC- ja DC-filtrid. Võimas terassüdamikuga silureaktor, kondensaatorpatarei ning filtrid tõstavad oluliselt voolumuunduriga konverterjaama hinda. Traditsioonilisel tehnoloogial põhineb ka alalisvooluülekanne Estlink 2.



Joonis 4.10. Voolumuunduriga konverterjaama skeem.

Alalisvoolu ülekanne võib toimuda ka ilma alalisvooluliinita (*back-to-back*, BTB), ühe alajaama piirides. See on ennekõike vajalik erinevate sünkroonalaade ühendamiseks, kuid võib leida aset ka mingi sünkroonala sees ülekantava võimsuse reguleerimiseks või elektrisüsteemi stabiilsuse kindlustamiseks.

Türistoridel põhinevate muundurite eeliseks on madalate kadude kõrval suur töökindlus, ülekoormatavus ning vooluimpulsside taluvus. Puudusena seevastu reaktiivvõimsuse tarve ja madalsageduslikud harmoonikud. Vajalikud on passiivsed ja aktiivsed filtrid reaktiivvõimsuse kompenseerimiseks ja harmoonikute vähendamiseks.

Voolumuundur tarbib vahelduvvooluvõrgust märgatavalt reaktiivvõimsust, mis moodustab 50...60% aktiivvõimsusest. Nii on 1000 MW ülekandmiseks vaja reaktiivvõimsust 500...600 Mvar olenevalt sellest, kas muundur talitleb alaldi või inverterina. Vajalik reaktiivvõimsus genereeritakse kondensaatoritega või FACTS-seadmetega (SVC, STATCOM). Aktiivvõimsuse suurst ja suunda võimaldab aga CSC-muundur muuta piisavalt kiiresti ja suures ulatuses tagamaks elektrisüsteemi stabiilsust avariiolekordades. CSC-muunduri lühisvool on suhteliselt väike, sest lühisvoolu tõusu kiirus on piiratud reaktoritega alalisvooluahelas. Selleks, et CSC konverter töötaks (kommuteeruks) normaalselt, peab vahelduvvooluvõrk olema piisavalt

võimas. Võrgu võimsust hinnatakse lühisesuhtega (*short-circuit ratio*, SCR), milleks on võrgu lühisvõimsuse suhe konverteri nimivõimsusse. Vajalik on, et lühisesuhe oleks vähemalt 2...3, meelsamini 10. Lühisesuhet võib tõsta STATCOMiga, SVCga või sünkroonkompensaatoritega.

Konverteri trafo juurde kuulub astmelüliti selleks, et reguleerida alalispinge taset. Astmelüliti toimimine on kooskõlastatud muunduri juhtseadme toimimisega ja reaktiivvõimsuse allikate lülitamistega. Trafo on tugevdatud konstruktsiooniga, sest peab taluma märgatavaid harmoonikuid ja voolu alaliskomponenti.

Muunduri türistorid on lülitatud järjestikku moodulite kaupa saavutamaks vahelduvoolu-ülekandele vajalikku pinget. Türistoride rööplülitamine pole vajalik, sest nende 5 kA suurusjärku voolutaluvus on piisav. Vajalik on türistoride jahutamine. Kaasajal on kasutusel vesijahutus.

Konverterisse kuulub silureaktor alalisvoolu silumiseks. Reaktor toimib ka muunduri ja alalisvooluliini vahelise puhvrina, mis kaitseb muundurit transientliigpingete eest ning vähendab konverteri võimalike kommutatsioonihäirete ja alalisvooluliini lühiste mõju.

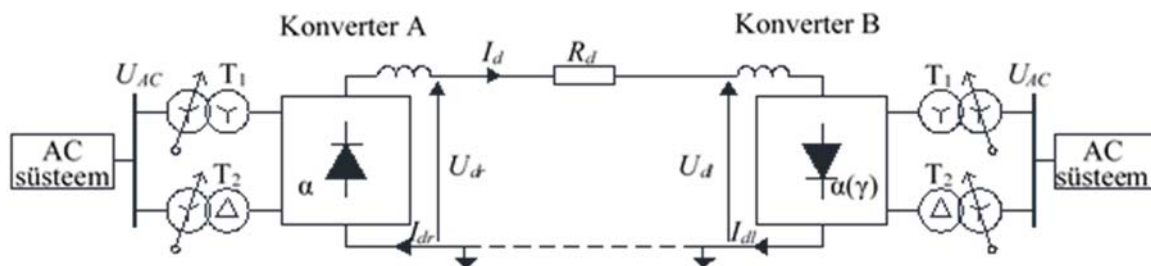
Alalisvooluülekande pinget reguleeritakse muunduri tüürnurgaga ning toitetrafo astmelülitiga. Muunduri pinge on proportsionaalne tüürnurga koosinusega muutudes vahemikus 0° kuni 180°. Konverterite astmelülitel on tavaliselt 32 astet ning muudab pinget kuni 40%. Astmelüliti toimekiirus on oluliselt aeglasem kui muunduri tüürnurga muutmine ulatudes mõne sekundini. Tüürnurga mõju avaldub millisekunditega.

Joonisel 4.11 konverteri A muundur on alaldi ning konverteri B muundur on inverter. Vool ülekanDES avaldub kui

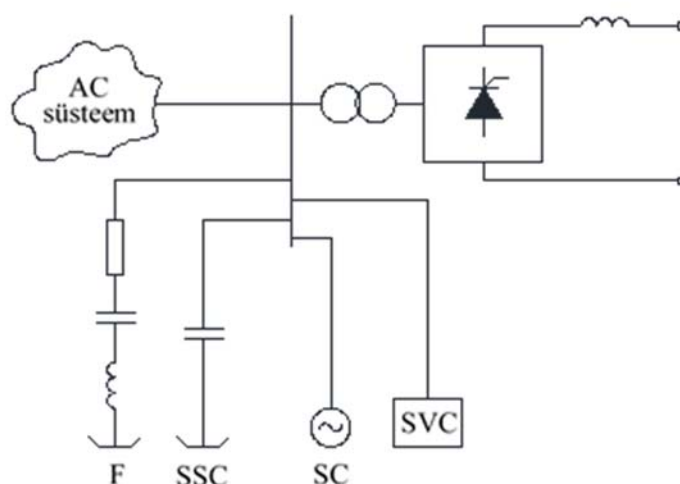
$$I_d = \frac{U_{dr} - U_{dl}}{R_d} \quad (4.9)$$

kus  $U_{dr}$  on alaldi ja  $U_{dl}$  inverteri pinge. Reeglina reguleerib alaldi konverter voolu ja inverteri konverter pinget. Üldisemalt on konverterite juhtimise meetodites mitmeid variante.

Konverterite reaktiivvõimsuse tarve sõltub sellest, kas tegemist on alaldiga või inverteriga ning moodustab enamasti 50%–60% aktiivvõimsusest. Vajalik reaktiivvõimsus saadakse (joonis 4.12) kas vahelduvvooluvõrgust, harmoonikute filtritest ( $F$ ), kondensaatorpatareist ( $SSC$ ), sünkroonkompensaatorist ( $SC$ ) või jõuelektroonika kompensaatoritest ( $SVC$ ) või STATCOM. Sünkroonkompensaator on vajalik lühisvõimsuse tõstmiseks nõrga võrgu korral.



Joonis 4.11. Voolumuunduriga konverterjaama skeem.



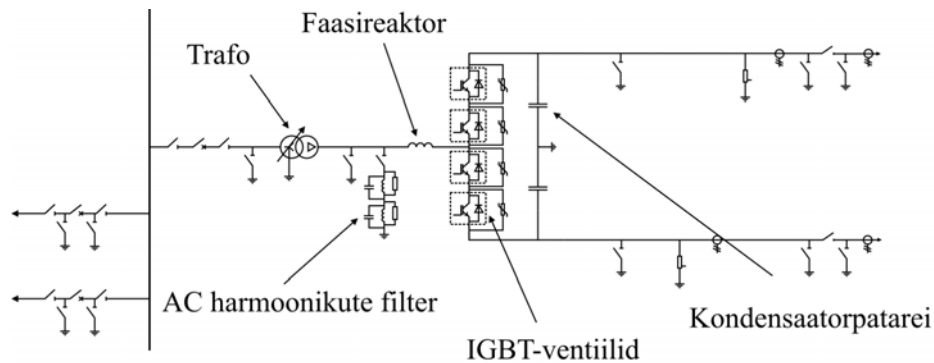
Joonis 4.12. Reaktiivvõimsuse allikad.

### 4.2.3 Pingemuunduriga ülekanded

Uuemad alalisvooluülekanded kasutavad VSC (*voltage source converters*) konvertereid, mis enamasti põhinevad IGBT (*insulated gate bipolar transistor*) transistoridel. Põhimõtteliselt on kasutatavad ka IGCT (*integrated gate commutated*) türistorid. Neid pooljuhte võib nii sisse kui välja lülitada mistahes hetkel. Muunduri töö põhineb pulsilaiusmodulatsioonil (*pulse width modulation*, PWM), mis võimaldab sõltumatult reguleerida nii faasi, kui amplituudi, ehk nii aktiiv kui reaktiivvõimsust, aga ka pinget ja sagedust. Vastavat alalisvooluülekande tehnoloogiat tuntakse HVDC Light (ABB), HVDC Plus (Siemens) või MonSin(GE/Alstom) nime all. Eesti ja Soome vahele aastal 2006 rajatud Estlink 1 kuulub HVDC Light tehnoloogiasse.

VSC-muundur (joonis 4.13) võimaldab aktiivvõimsusest sõltumatult juhtida reaktiivvõimsuse tarbimist või genereerimist. Muidugi juhitakse aktiivvõimsust vaid ülekande ühest otsast. Reaktiivvõimsuste juhtimine on aga kummaski otsas sõltumatu. Sellised võimalused on

vajalikud elektrisüsteemi normaaltalitluse juhtimiseks, eriti aga avariitalitluses süsteemi stabiilsuse säilitamiseks. Ka ei vaja uuemad VSC-muundurid harmoonikute filtreid.



Joonis 4.13. Pingemuunduriga konverterjaama skeem.

Pingemuunduri põhise konverteri reguleerimine on võimalik PQ-teljestiku kõigis neljas kvadrantis (joonis 4.14). Suure aktiivvõimsuse korral piirab võimalikku reaktiivvõimsust konverteri maksimaalselt lubatav vool, seda nii pooljuhtide, reaktorite kui kaablite seisukohalt. Konverterid võib seada kas pinge või reaktiivvõimsuse reguleerimisele. Kummalgi reguleerimisviisil on omad puudused. Reaktiivvõimsuse tasakaalu säilitamine võrgus on oluline pingestabiilsuse seisukohalt, kuid võib põhjustada pinge suuri hälbeid, sh pingelohke. Pinge reguleerimine taas ei taga reaktiivvõimsuse tasakaalu. Võimalik on seada segakriteerium, mis nõuab näiteks, et säiliks vajalik pinge ja reaktiivvõimsuse tase  $U + \lambda Q$ , kus  $\lambda$  on etteantud tegur. Lisaks võib seada nii pingele kui reaktiivvõimsusele sobivad piirid. Lõplik reguleerimisviisi valik jääb operatiivpersonali otsustada olenevalt elektrisüsteemi talitluse olukorrast. Vahelduvvooluvõrgu pinge järsul langemisel (*voltage drop*) VSC-konverteri reaktiivvõimsuse genereerimise võime ei muutu. Piiravaks on vaid pingelangule eelnev aktiivvõimsus. Täiendavat tuge pingele pakuvad konverteri faasireaktorid.

VSC HVDC konverterid kasutavad pulsilaiusmodulatsiooni (*pulse width modulation, PWM*) või mitmeastmelist (*multi-level*) rakendavat nelinurkmodulatsiooni või ka nende kombinatsioone. Esimene on kasutusel ABB HVDC Light, teine Siemensi HVDC PLUS süsteemis. Kummagi tehnika korral on kaod sagedaste ümberlülituste tõttu tunduvalt suuremad, kui CSC korral ulatudes 3%. Harmoonikute sisaldus vahelduv- ja alalisvoolus on seevastu väiksem, mis nõuab vähem filtreid ja seega vajalikku ruumi. Aastal 2010 USAs käiku lastud mitmeastmelise konverteri (*modular multilevel converter, MMC*) kaod on 1% suurusjärgus. Ka harmoonikud sellel praktiliselt puuduvad.

*Joonis 4.14. VSC-konverteri (a) ja MMC-konverteri (b) PQ-karakteristikud.*

Pingekonverterid ei esita vahelduvvooluvõrgu võimsusele mingeid nõudmisi. Tegemist võib olla radiaalvõrguga või väljundvõrgu pinge hoopiski puududa (pimekäivitus). Ka on võimalik reguleerida aktiiv- ja reaktiivvõimsust sõltumatult.

Pingekonverteritele vastavate muundurite skeemid võivad olla erinevad. Skeemid koosnevad lülititena toimivatest elementidest, kuhu kuuluvad transistor ja vastulülituses diod. Üks lihtsamaid on joonisel 4.15 näidatud kaheastmeline skeem, mis väljastab nelinurkseid pingeid. Siinuseliste pingete saamiseks tuleb liigsed harmoonikud niisiis filtreerida. Sellise skeemi eeliseks on lihtsus ja pooljuhtide toimimise selgus. Puuduseks aga pooljuhtlülitite suur vastupinge ning väljundi oluline mittesiinuselisus.

*Joonis 4.15. Kolmefaasiline, kahetasemeline pingemuunduri põhimõtteskeem (a) ja väljundpinged (b).*

Tasemete arvu suurendamisega, eriti aga pulsilaiusmodulatsiooniga PWM (*pulse width modulation*) võib saavutada siinusele tunduvalt lähedasema väljundi. Pulsilaiusmodulatsioon

seisneb selles, et lülitite seesoleku aeg on poolperioodi kestel muutuv. Joonisel 4.16 on illustreeritud kolmeastmelist konverterit ning pulsilaiusmodulatsiooni põhimõtet.

*Joonis 4.16. Kolmeefaasiline, kahetasemeline pingemuundur ja pulsilaiusmodulatsioon.*

Veelgi parema tulemuse annab moodulstruktuuriga mitmeastmeline konverter MMC kus alammodulid on ühendatud järjestikku ühtsesse muundurisse (joonis 4.17).

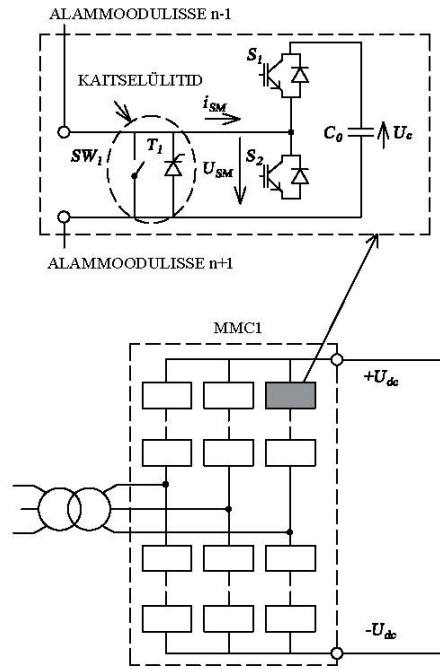
Pingekonverter võimaldab reguleerida nii aktiiv- kui reaktiivvõimsust üksteisest sõltumatult. Reguleerimine toimub konverteripoolse pinge faasiga ja amplituudiga võrgupinge suhtes. Joonisel 4.18 esitatu kohaselt

$$P_{conv} = \frac{U_{conv} \cdot U_L}{X_{conv}} \sin \delta \quad (4.10)$$

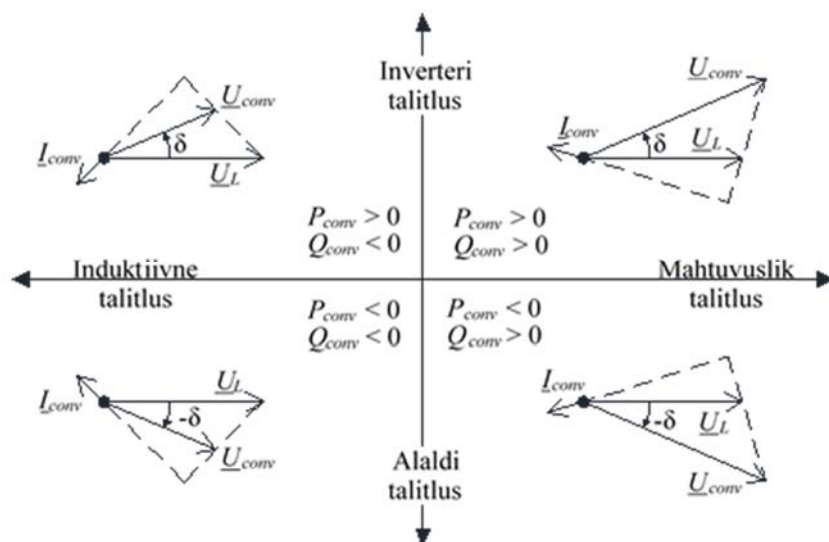
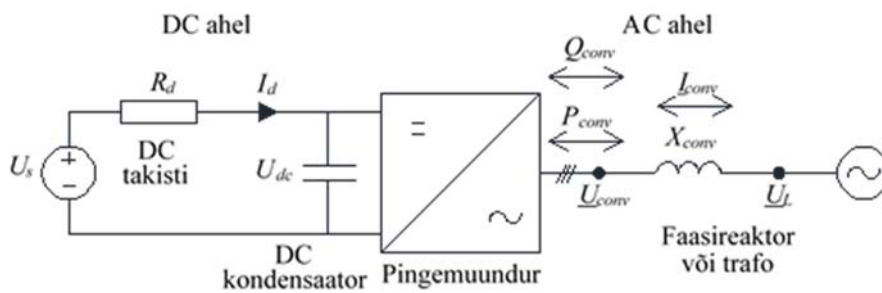
$$Q_{conv} = \frac{U_L^2}{X_{conv}} - \frac{U_L U_{conv}}{X_{conv}} \cos \delta \quad (4.11)$$

kus  $\delta$  on konverteri ja võrgupinge vaheline nurk. Seega, kui võrgupinge  $U_L$  on suurem konverteri pingest  $U_{conv}$ , siis reaktiivvõimsus suundub võrgust konverterisse, ehk konverter toimib induktiivsusega. Vastasel juhul konverter toidab reaktiivvõimsusega võrku, ehk konverter toimib mahtuvusena. See reaktiivvõimsus ei sõltu aktiivvõimsuse tasemest ega suunast, mis on reguleeritava nurga  $\delta$  abil.





Joonis 4.17. Mitmeastmeline konverter.



Joonis 4.18. Aktiiv- ja reaktiivvõimsuse reguleerimise põhimõte.

Alalisvoolu tase avaldub kui

$$I_d = \frac{\sqrt{6}}{\pi} \frac{U_L}{X} \sin \delta \quad (4.12)$$

Konverteri töö suund sõltub nurgast  $\delta$ . Kui pinge  $U_{conv}$  jääb pingest  $U_L$  maha, siis konverter võtab võimsust vahelduvvooluvõrgust ja toimib kui alaldi. Vastasel juhul konverter toidab vahelduvvooluvõrku ja toimib kui inverter.

Konverterite töö piiranguteks on:

- transistori (*IGBT*) maksimaalne vool
- alalispinge maksimaalne tase
- maksimaalne aktiivvõimsus.

Kõik need piirangud on omavahel seotud.

### 4.3 Jõuelektronikaseadmed

Pinge ja reaktiivvõimsuse aga ka võimsusvoogude reguleerimiseks sobivad jõuelektronikaseadmed, mis on moodustatud alalisvooluülekannete konverterite eeskujul. Jõuelektronikaseadmed võivad olla nii piki- kui põiklülituses ja tugineda nii transistoridele kui türistoridele.

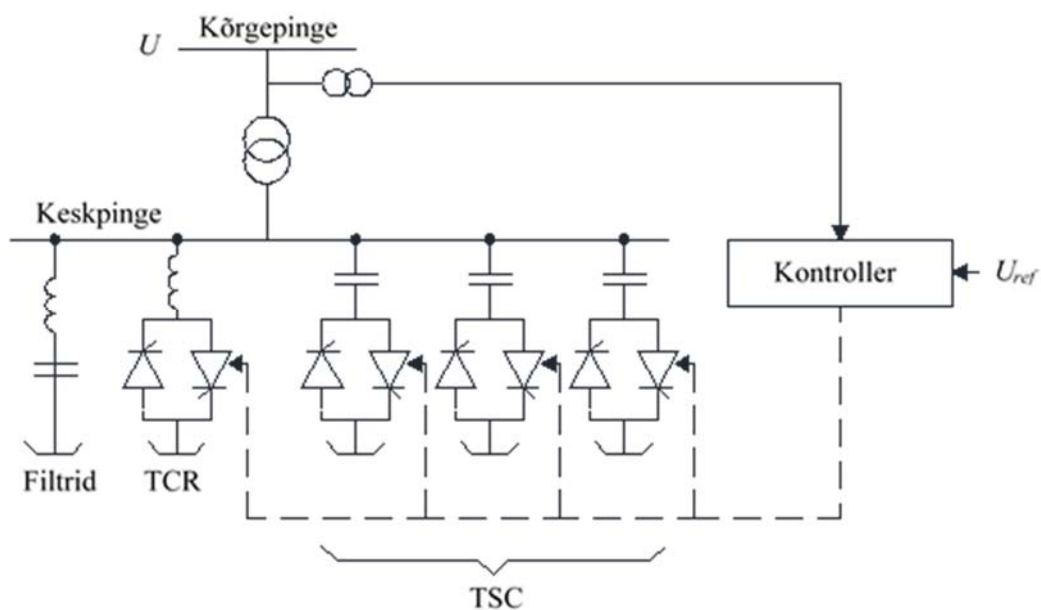
Tuntud on:

- PS (*thyristor controlled phase shifter*) türistorjuhitav faasinihuti, mis võib kiiresti muuta elektriülekanne faasinurki
- LTC (*load tap changer*) trafo türistorlülititega astmelüliti
- TCR (*thyristor controlled reactor*) põiklülituses türistorjuhitav reaktor
- TSC (*thyristor switched capacitor*) türistorlülitusega põiklülituses kondensaator
- SVC (*static var compensator*) staatiline reaktiivvõimsuse kompensaator, mis ühendab TCR ja TSC
- TCSC (*thyristor controlled series capacitor*) türistorjuhitav pikilülituses kondensaator millega on rööbiti lülitatud ka reaktor
- IPC (*interphase power controller*) pikilülituses induktiivne ja mahtvuslik haru, mis võimaldavad sõltumatult reguleerida nii aktiiv- kui reaktiivvõimsuse ülekannet
- STATCOM (*static compensator*) staatiline sünkroonkompensaator, mis põiklülituses võimaldab reguleerida nii pinget, kui reaktiivvõimsust
- SSSC (*solid-state series controller*) staatiline pikikompensaator, mis vähendab ülekande takistust ja reguleerib pinget
- UPFC (*unified power flow controller*) universaalne võimsusvoo kontrollier ühendab praktiliselt SSSC ja STATCOMi
- HVDC-VSC on VSC-põhine alalisvoolulink, mis on paigutatud vahelduvvooluvõrku.

Vaatleme siinkohal lähemalt reaktiivvõimsuse kompensaatoreid SVC ja STATCOM ning universaalset võimsusvoogude kontrolleri UPFC.

#### 4.3.1 SVC

Staatiline reaktiivvõimsuse kompensaator SVC, (*static var system*) koosneb türistorjuhitavast reaktorist (*thyristor-controlled reactor*, TCR), türistorjuhitavatest kondensaatoritest (*thyristor-switched capacitors*, TSCs) ning harmoonikute filtrist, mis samuti genereerib reaktiivvõimsust (joonis 4.19).



Joonis 4.19. Reaktiivvõimsuse kompensaatori SVC skeem.

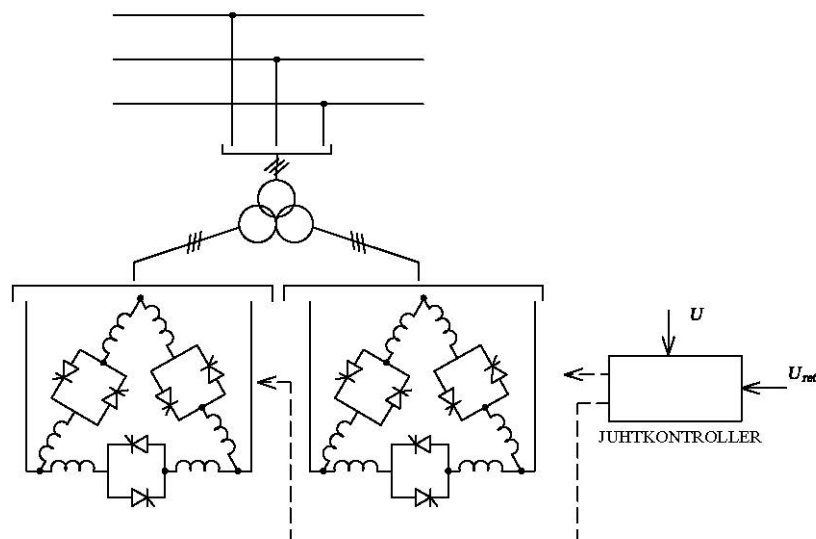
Reaktiivvõimsuse kompensaator stabiliseerib elektrisüsteemi pinget, vähendab võimsuskadusid, võimaldab tõsta ülekantavat võimsust, vähendab pinget kõikumisi ning tõstab elektrisüsteemi stabiilsust. Kompensaatorit võib rakendada ka jaotusvõrgus, kus see pinget ja reaktiivvõimsuse reguleerimise kõrval võimaldab balansseerida asümmeetrilisi koormusi ja vähendada pinget fluktuatsiooni.

Reaktorit ja kondensaatoreid juhivad antiparalleelselt lülitatud türistorid selleks, et toimida pinget mõlemas poolperioodis. Nii nagu alalisvoolu muunduritegi korral lülitatakse türistorid sisse juhtimpulsiga ja need sulguvad piisavalt väikese voolu juures. Mehaaniliste lülititega võrreldes on türistorlülitid tunduvalt kiiretoimelisemad, taluvad lühiseid ning on töökindlamad. Ka puuduvad neil mehaanilise kommutatsiooni probleemid nagu liigpinged ja siirdehäiringud.

Kuna transistori lubatud vool ulatub 3...6 kA ning vastupinget 4...9 kV, siis transistoride rööplülitusi ei ole vaja, küll aga tuleb neid lülitada järjestikku.

Reaktori korral peab transistoride tüürnurk olema vahemikus  $\alpha = 90^\circ \dots 180^\circ$ . Väiksemate nurkade korral tekib ülekate – üks transistor lülitub sisse varem kui teine jõuab sulguda. Maksimaalne vool saavutatakse nurga  $\alpha = 90^\circ$  juures. Nurga  $\alpha = 150^\circ$  juures on vool praktiliselt minimaalne. Sõltuvalt tüürnurgast genereerib türistorlülitid harmoonikuid. Kui kummagi türistori tüürnurk on sama, siis vaid paaritud harmoonikuid, kusjuures praktilist tähtsust on harmoonikutel 3, 5 ja 7.

Türistorjuhitavad reaktorid lülitatakse enamasti kolmnurka. Türistore haaravate võimalike lühisvoolude vähendamiseks on reaktorid paigutatud türistorploki mõlemale poole (joonis 4.20). Kolmnurklülitus väldib kolmekordsete (3, 9, 15, ...) harmoonikute sattumist elektri võrku. Kui lisaks rakendada topeltlülitust, kus ühte plokki toidetakse täht-, teist kolmnurk mähisest, siis tekib 12-pulsiline süsteem ning jäävad ära ka harmoonikud 5 ja 7. Praktiliselt on vaja filtreerida siis vaid harmoonikuid 11 ja 13.



Joonis 4.20. Türistorjuhitava reaktori kolmefaasiline lülitus.

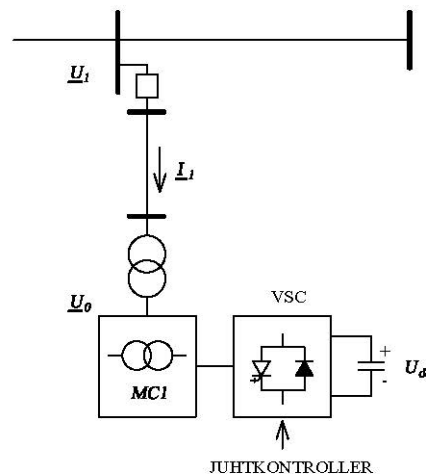
Kondensaatoreid juhitakse samuti vastuparalleelselt lülitatud türistoridega, Lülitiploki teisele poole paigutatakse väike reaktor selleks, et kompenseerida türistoride vooluimpulsse ja vältida resonantsi võrguga teatud sagedustel. Liigpingete vältimiseks lülitatakse transistoridega paralleelselt aktiivtakistid. Põhimõtteliselt võivad kondensaatorid olla ka mehaaniliselt juhitavad, mis alandab seadme hinda säilitades reguleerimisvõimalused.

### 4.3.2 STATCOM

Staatiline sünkroonkompensaator STATCOM võib põiklülituses elektrivõrguga nii toota kui tarbida reaktiivvõimsust, st toimib nii mahtuvusliku kui induktiivse allikana. Väljend

"staatiline" tähendab siin seda, et puuduvad liikuvad osad, tegemist on jõuelektronika-seadmega. Väljend "sünkroon" taas seda, et toodab kolmefaasilist sinusoidaalset pinget. STATCOM põhineb pingekonverteril (VSC), mis toimib IGBT transistoride või GTO türistoride baasil. STATCOMi rakendatakse enamasti dünaamilise kompensatorina näiteks pingelüüsi fluktuatsiooni vähendamiseks, elektrisüsteemi dünaamilise stabiilsuse tõstmiseks või võnkumiste summutamiseks.

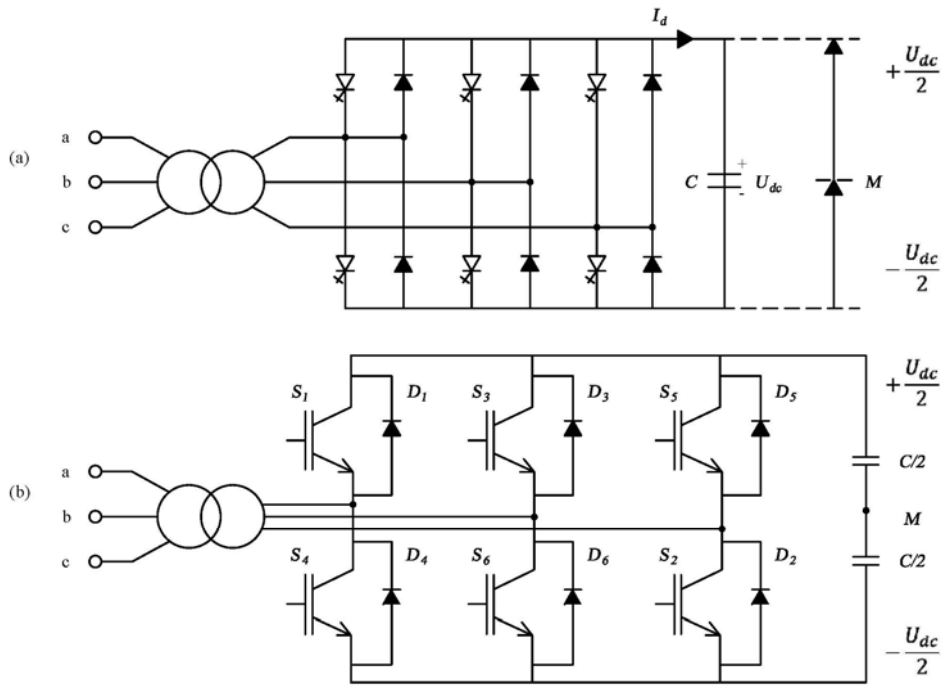
STATCOM koosneb pingekonverterile lisaks magnetahelast (reaktorist) (MC), trafost, võimsuslülitist ja juhtseadmest (joonis 4.21). Konverterit toidab alalisvoolukondensaator. Pingekonverter genereerib magnetahela (reaktori) kaasabil ligi siinuselist kolmefaasilist pinget. Mingil määral antakse võrku siiski ka kõrgemaid harmoonikuid. Kolmefaasilise kahetasemelise STATCOMi skeemid GTO-türistoride ja IGBT-transistoride baasil on joonisel 4.22.



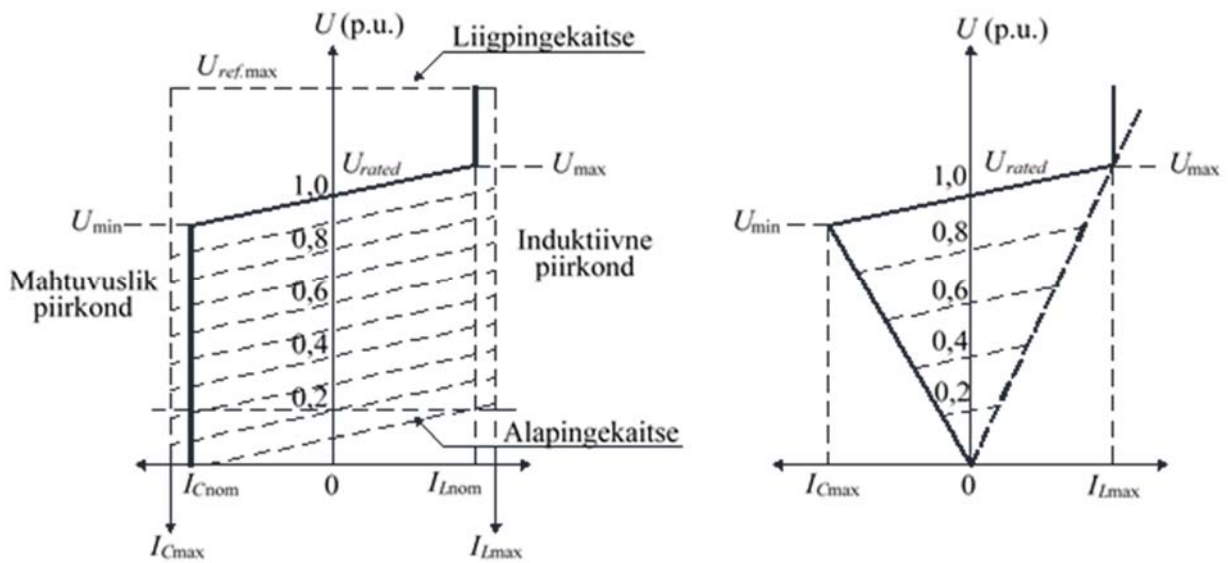
Joonis 4.21. STATCOMi põhimõtteskeem.

Esitatud skeemid on kuuepulsilised. Vähem harmoonikuid genereerib 12-pulsiline skeem, mis koosneb kahest segmendist, millest üks on ühendatud tähtlülituses ja teine kolmnurklülituses. Veelgi vähem genereerib harmoonikuid mitmetasemeline ning pulsimodulatsiooniga konverter.

STATCOM genereerib voolu, mille nurk pingega on  $+90^\circ$  või  $-90^\circ$ . Vastavalt konverter toodab või tarbib reaktiivvõimsust. Voolu maksimumväärtus sõltub vähe võrgupingest. Joonisel 4.23 on STATCOMi talitlust võrreldud SVC talitlusega. Kuna SVC põhineb reaktoritel ja kondensaatoritel, millede võimsus väheneb proportsionaalselt pingelüüsi ruuduga, siis on voolu võimalik väärtus madalamatel pingetel väiksem. STATCOMi eeliseks on lisaks suurem toimekiirus ning kondensaatorite puudumine, mis võiks sattuda resonantsi elektrivõrgu induktiivsusega.



Joonis 4.22. Kolmefaasiline kahetasemeline pingekonverter GTO (a) ja transistoride (b) baasil.



Joonis 4.23. STATCOMi ja SVC karakteristikud.

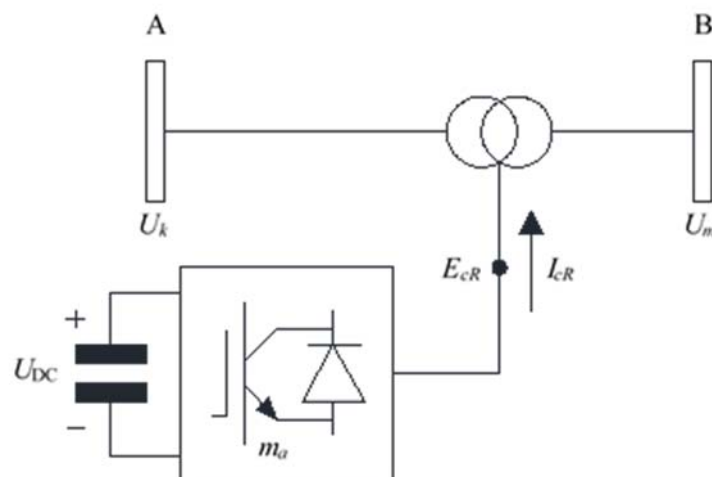
STATCOM sobib pinge kiirete muutuste kompenseerimiseks. Üheks selliseks on vārelus – pingeline amplituudi muutumine, mis mõjub nāgemisele. Eriti koormavad on vārelused sagedusega 0,5...25 Hz. Vārelust vōib pōhjustada nāiteks elektrikeevitus mis pōhjustab nii aktiiv- kui reaktiivvōimsuse muutusi. Eriti efektiivne on, kui STATCOM paigutada keevituskoha vahetusse lāhedusse. Muidugi vōib STATCOM kompenseerida ka muudel pōhjustel tekkinud pingemuutusi.

Kui STATCOM paigutada pika elektriülekanne keskossa, tagab see seal konstantse pinget, mis jagab ülekanne elektriliselt kahte ossa, kummalgi poole väiksem takistus ja seega ka kahekordne ülekannevõime. Samas tõuseb ka elektrisüsteemi staatiline ja dünaamiline stabiilsus. STATCOM nii nagu SVC võimaldavad summutada elektrisüsteemi võnkumisi, mis on probleemiks suurte ühendussüsteemide korral. STATCOMi eeliseks SVCga võrreldes on, et toimib efektiivselt ka madalate pingete juures, mis võib ette tulla koormatud ülekannete korral.

### 4.3.3 UPFC

Jõuelektroonikakonvertereid võib paigutada elektriülekannetesse ka pikilülituses, kus need toimivad näiteks analoogselt staatiliste kondensaatoritega, vähendades ülekanne takistust või reguleerivad aktiivvõimsust. Sellisteks seadmeteks on staatiline pikikompensaator SSSC (*static synchronous series compensator*) ja universaalne võimsusvoo kontroller UPFC (*unified power flow controller*), mis ühendab praktiliselt SSSC ja STATCOMi.

Nii SSSC kui UPFC tuginevad pingekonverteritele. SSSCsse kuulub üks VSC, mis on pikitrafo kaudu elektriülekandega liidetud. SSSC genereerib pinget, mis on risti elektriliini pingega. Sellega reguleeritakse nii reaktiiv-, kui aktiivvõimsuse vooge ja sõlmepinget. SSSC toimib seega ka faasinihutina. SSSC saab vajaliku reaktiivvõimsuse kondensaatorpatareist, mille mahtuvusest sõltub SSSC võimsus (joonis 4.24).

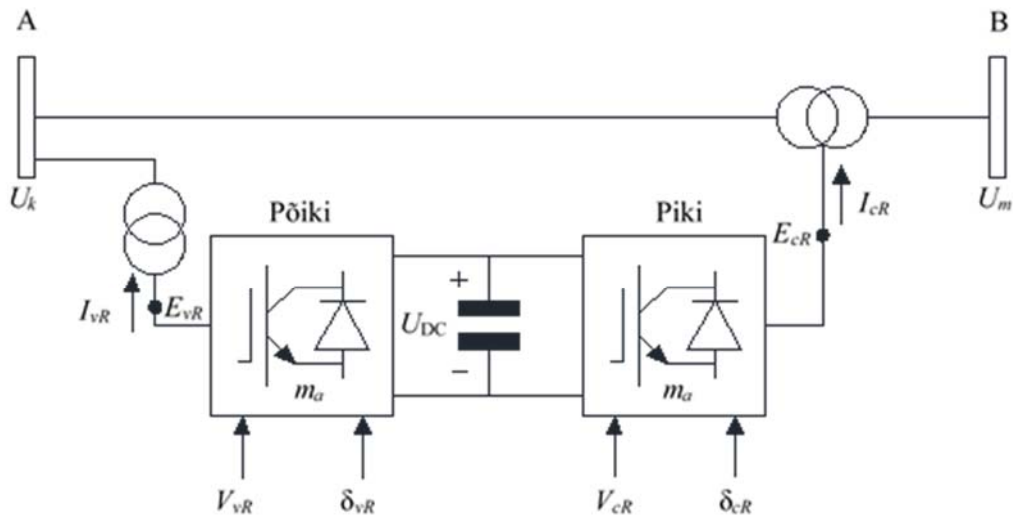


Joonis 4.24. SSSC skeem.

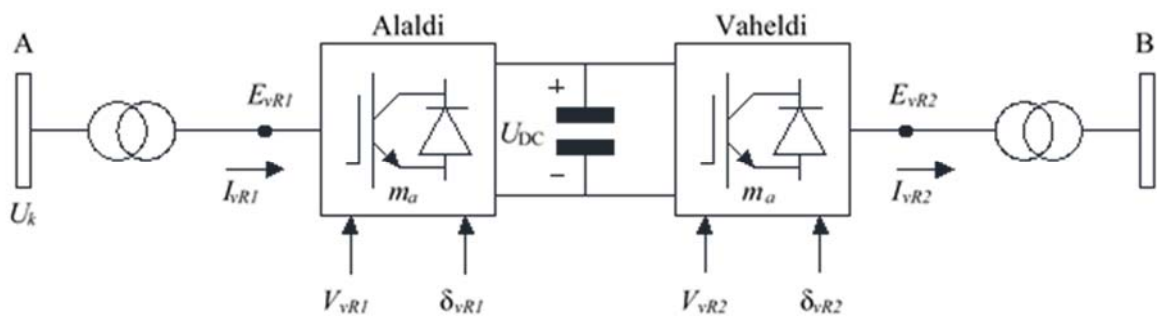
UPFCsse kuulub kaks pingekonverterit, millest üks on võrguga ühendatud põiki, teine piki (joonis 4.25). UPFC võimaldab reguleerida ülekanne aktiiv- ja reaktiivvõimsust ning

sõlme pinget üksteisest sõltumatult. Juhtseade võib olla seatud nii ühe, kui kõigi kolme suuruse reguleerimisele.

Veelgi efektiivsem võib olla VSC-põhine alalisvoolulink (HVDC-VSC), kui see paigutada vahelduvvooluvõrku (joonis 4.26). Pinge ja reaktiivvõimsuse reguleerimise kõrval võib see üle kanda täpselt ettenähtud aktiivvõimsust. Muidugi võib konvertereid ühendada ka alalisvooluliini, kui see osutub vajalikuks näiteks pika kaabelliini näol.



Joonis 4.25. UPFC skeem.



Joonis 4.26. Alalisvooluühendus vahelduvvooluvõrgus.

#### 4.3.4 Elektrituulikud

Tuuleenergia eeliseks on kütuse vajaduse puudumine. Puuduseks taas genereerimise mittestabiilsus, mis tähendab elektri kvaliteedi probleeme ja võimsuse ebabalansi elektrisüsteemis. Muuhulgas võib vahelduda ka reaktiivvõimsuse genereerimine, mis suuremas mastaabis võib viia elektrisüsteemi pinge mittestabiilsuseni.



Asünkroon (induktsioon) tüüpi elektrituulikud ei ole võimelised reguleerima reaktiivvõimsust ja pinget, küll aga jõuelektronikakonverteritega elektrituulikud. Pinget ja reaktiivvõimsust on efektiivne reguleerida tuuleelektrijaama kohta tsentraalselt. Jõuelektronika konverteritega varustatud generaatorid väljastavad või tarbivad reaktiivvõimsust ettenähtud ulatuses. Induktsioontüüpi generaatorite tarbivad reaktiivvõimsust, kuid need on enamasti varustatud kompensatoritega, mis tagab nullilähedase reaktiivvõimsuse.

Elektrituulikud põhjustavad värelust. Seda nii tuule kui torni väreluse tõttu. Väreluse mõju on väiksem elektrisüsteemi suurema lühisvõimsuse korral. Värelused rikuvad ka pinge sinusoidaalsust – põhjustavad harmoonikuid.

Elektrituulikusse võib kuuluda käigukast, mis tagab generaatori konstantse kiiruse. Lisaks on generaatoritel kaks staatorimähist (8 ja 4 või 6 poolusega) tagamaks vajalikku sagedust nii madalatel kui suurematel pöörlemiskiirustel. Sellised tuulikud, mis olid kasutusel alates 1990 aastatest, on küll odavamad, kuid tarbivad reaktiivvõimsust ja ei taga pinge kvaliteeti. Uuemad elektrituulikud on varustatud otse sünkroon- või asünkroongeneraatoritega. Elektrivõrguga liitumiseks on siin vajalik jõuelektronikakonverter.

Käigukastiga tuuliku elektri kvaliteeti võib tunduvalt parandada, kui kasutada faasirooriga induktsioongeneraatorit DFIG (*double fed induction generator*), mille rootori mähist toidetakse AC/DC/AC ülekandega. Alalisvooluülekannet sobival viisil reguleerides võib saavutada vajaliku pinge ja väljundvõimsuse.

Tuuleelektrijaama võimsustegurit reguleerivad generaatorid ning reaktorid ja kondensaatorid. Tingimuseks võib olla, et võimsustegur ei oleks madalam, kui 0,95. Muidugi sõltub see ka talitluse olukorrast. Elektrisüsteemi stabiilsuse tagamiseks võib olla seatud tingimused ka pinge dünaamika osas. *Low Voltage Ride Trough (LVRT)* nõue tähendab, et elektrituulik ei lülitu välja avarii korral elektrivõrgus, mis kestab vähem kui 0,25 sekundit. Avarii möödumisel peab tuulejaam taastama oma avarieelse talitluse. *High Voltage Ride Through (HVRT)* nõue tähendab, et tuuleturbiin peab ettenähtud aja vastu pinge tõusu elektrivõrgus, mis ületab liitumispunkti 110%.

Tänapäeval on levinud nn Tüüp 3 (DFIG) ja Tüüp 4 (täiskonverter - FC) tuulikud. Eestis on kõik viimase 10 aasta jooksul ülekandevõrguga ühendatud tuuleelektrijaamad kasutanud täiskonverterlahendusega tuulikuid. Sellise lahenduse korral sõltub tuuleelektrijaama reaktiivvõimsuse reguleerimise võimekus liitumispunkti konverterite enda võimekusest ja tuuleelektrijaama sisevõrgu parameetritest. Sellist võimekust illustreeritakse tavaliselt

elektrijaama PQ kõveraga. Üldjuhul on tuuleelektrijaama reaktiivvõimsuse reguleerimise ulatus liitumispunktis kuni 30% nii induktiivses kui ka mahtvuslikus piirkonnas ja seda olenevalt tootjast alates enamikel juhtumitel 10% nimiaktiivvõimsusest kuni tuuleelektrijaama maksimaalse väljundvõimsuseni. Reaktiivvõimsuse reguleerimise ulatus aktiivvõimsuse suurenedes küll muutub sõltuvalt tuuleelektrijaama sisevõrgu parameetritest aga üldistatud lähenemisel on reguleerimise induktiivne ja mahtvuslik piirkond sümmeetrilised. Juhtumitel, kus tuuleelektrijaama tuulikute konverterid omavad ka nn STATCOM lahendust võib olla võimalik reaktiivvõimsuse reguleerimine ka alla 10% P<sub>n</sub> juures, sõltudes vastavalt ülesse seatud võimekusest.

Selline läbi konverterite ühendatud tuuleelektrijaamade reaktiivvõimsuse reguleerimise võimekus on omane ka läbi konverterite ühendatud päikeseelektrijaamadele.

#### **4.4 Kompenseerimisseadmete investeringute hindamine**

Reaktiivvõimsuse ja pinge reguleerimise võimekuse tagamine elektrivõrkudes on tehnilis-majanduslik küsimus, kus olulist rolli omab kompenseerimisseadmete investeringu maksumused, ühenduslahtri maksumus ning seadmete käidu- ja hoolduskulud. Selles jaotises hinnatakse erinevate kompenseerimisseadmete investeringute tasuvust ja võrdluse teostamiseks on kasutatud lähtekohta, kus kompenseerimisseadme investering konkureerib reaktiivvõimsuse kompenseerimise teenuse ostmisega.

##### **4.4.1 Investeringu hindamise lähteandmed**

Erinevate reaktiivvõimsuse kompensatsiooniseadmete investeringute hindamiseks kasutatakse matemaatilises arutluses puhta nüüdisväärtuse meetodit. Tasuvusarvutuste puhul lähtutakse hindadest, mis on olnud saadaval teaduskirjandusest [5-6], tootjapoolsetest materjalidest [7-9], Inglismaa National Grid raportist [10] ning Elering AS-i poolt antud sisenditest.

Elering AS poolt varasemalt hangitud seadmete osas oli käesoleva analüüsi teostamiseks ligipääs ainult 6-20 kV pingeastme seadmete, sealhulgas reaktiivvõimsuse kompensatsiooniseadmete, andmetele ning selle tõttu puudus sisendandmete kogumisel praktiline 110 kV reaktiivvõimsuse kompenseerimisseadme referents, mille vastu teaduskirjandust valideerida. Selle tõttu kasutatakse esitatud tasuvusarvutuste puhul kirjandusele põhinevaid ning kaudselt tuletatud reaktiivvõimsuse kompenseerimisseadmete ühikhindasid. Ehitus- ja püsikulud on määratud 6-20 kV seadmete hankeinfo keskmistatud hindadele ning hinnaproportsioonidele.

Süsteemi tehnilise modelleerimise mahus ei arvestata ajalise faktoriga. Investeeringute hindamise juures tuleb majanduslike arvutuste puhul rakendada ka ajalist konteksti vastavalt seadmete elueale.

Vastavalt Elering AS poolt antud reaktiiviuuringu sisenditele tuletati hetkel töös olevate kompensatsiooniseadmete keskmiseks koormuseks 75% nimivõimsusest ning see väärtus on võetud ka investeeringu arvutustes baaskoormuseks seadmete eluea lõikes. Arvutustes on tehtud lihtsustus, kus investeeringu hindamiseks võrreldakse üksikühiku (1 Mvar) reaktiivvõimsuse kompensatsiooniseadme eluea koguinvesteeringu tasuvust reaktiivvõimsuse ostmise alternatiivile. Ühikhinnad ning kulud kehtivad 30-100 Mvar seadmete vahemikus. Lisaks on teostatud ka tundlikkuse analüüs, lähtudes hüpoteetilisest seadmest, mille võimsus on 50 Mvar.

Euroala spetsialistide ning riiklikke seisukohtasid arvesse võttes peab järgneva 25 aasta jooksul arvestama 1-2,1% inflatsiooniga aastas. Parimad pankade tähtajalised hoiused võivad ulatuda 20 aasta jooksul kuni 2% määrani. Seega tuleb diskontomääraks võtta vähemalt 4%. Antud projekti majandusliku analüüsi investeeringute hindade sisendite määramine on olnud väga keerukas ning selle tõttu on tasuvuse analüüsis kasutatud ka konservatiivsemat diskontomäära:  $i=9\%$ .

#### 4.4.2 Investeeringu arvutus

Ühe Mvar-ise võimsusega kompensatsiooniseadme baaskoormusega reaktiivenergia (6573 Mvarh) alternatiivne kulu reaktiivenergia ostmise näol maksaks ettevõttele 4207 EUR/aastas. See kuulub jooksvate kulude alla, mida kompensatsiooniseadme paigaldamisega saaks vähendada ning mille vastu investeeringu tasuvust siin võrreldakse. Analüüsi lähtekohad ja tulemus on esitatud tabelis 4.1. Tabelis on välja toodud investeeringu maksumused ning hoolduse- ja käidukulude suurus. Samuti investeeringu NPV.

Tabel 4.1. Mvar reaktiivvõimsuse ühikvõimsuse investeering

<i>Võimsus: 1MVar</i> <i>Eluiga: 30 a.; Koormus: 75%</i>	$C_{\text{reaktor}}$ MEUR/Mvar	$C_{\text{koguinvesteering}}$ MEUR/Mvar/	$C_{\text{hooldus}}$ MEUR/Mvar/a	$B_{\text{sääst}}$ EUR/a	NPV EUR
SVC	0,042	0,08	0,0021	4 207 €	-53 488 €
STATCOM	0,053	0,11	0,0026	4 207 €	-77 667 €
Põikreaktor	0,016	0,03	0,0007	4 207 €	7 038 €
Reguleeritav põikreaktor	0,02	0,04	0,001	4 207 €	1 936 €

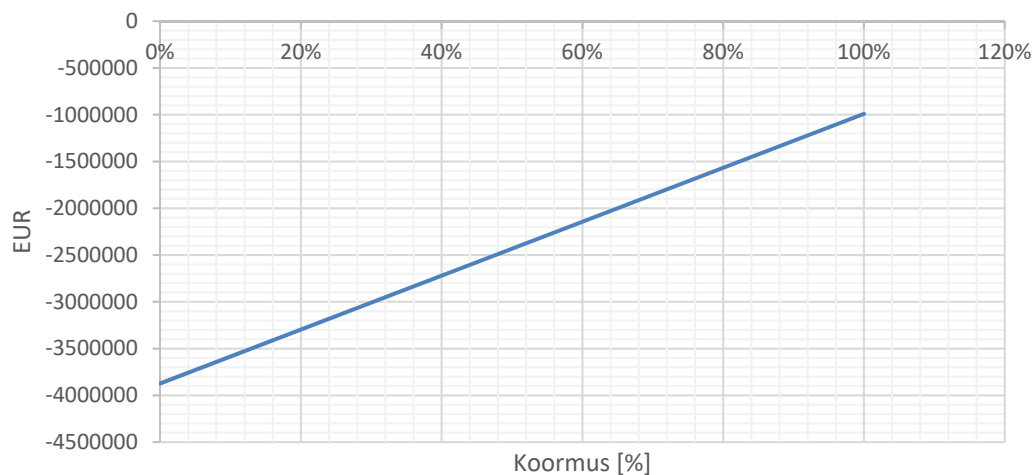
Diskonteeritud tasuvusaja meetodi tulemused näitavad, et majanduslikust aspektist lähtudes on SVC ning STATCOMi kompenseerimisseadmetesse puhtalt reaktiivvõimsuse kompenseerimise jaoks kahjumlik investeering. Põikreaktorite puhul on esialgsel vaatlusel

investeeringud konkreetseesse kompenseerimisseadme tüüpi põhjendatud, sest NPV näitab positiivse investeeringu tulemit. Selles situatsioonis on vajalik vaadata suuremat pilti koos uurimistöö raames tehtud reaktiivvõimsuse kompenseerimise stsenaariumite tulemuste ning tehniliste vajadustega. Siiski saab öelda, et majanduslike arvutuste tulemuste informatsioon on hea referents edasiste tehnoloogiasuundade valikute juures. Kokkuvõtvalt võib öelda, et reaktorite hankimisel on oluline järgida, et seadmete hind ning paigaldus ei ületaks kahekordselt reaktori soetushinda.

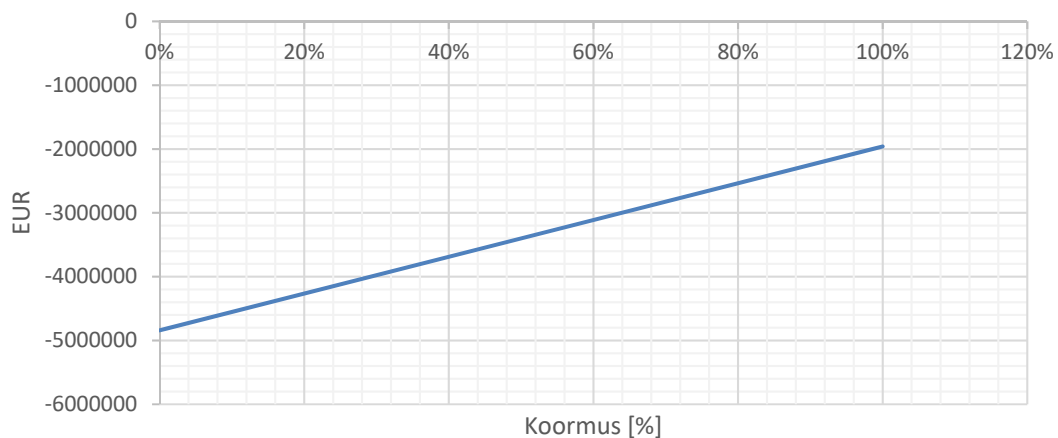
#### 4.4.3 Investeeringute tundlikkus

Reaktorite reaalse töökoormuse määramatust arvestades teostati uuringu raames kõikide reaktiivvõimsuse kompensatsiooniseadmete osas ka stohhastiline tundlikkuse analüüs, kus lähteandmetena on kompensatsiooniseadme võimsuseks määratud 50 Mvar. Kompensatsiooniseadmete näol on tegemist investeeringuga, mille eluiga on vähemalt 25 aastat, siis on määramatuse riskidega arvestamise jaoks vajalik vaadelda reaktorite töökoormuse määra mõju NPV-le. Vastavad tundlikkused SVC, STATCOMi, põikreaktori ja reguleeritava põikreaktori suhtes on vastavalt esitatud joonistel 4.27 – 4.30.

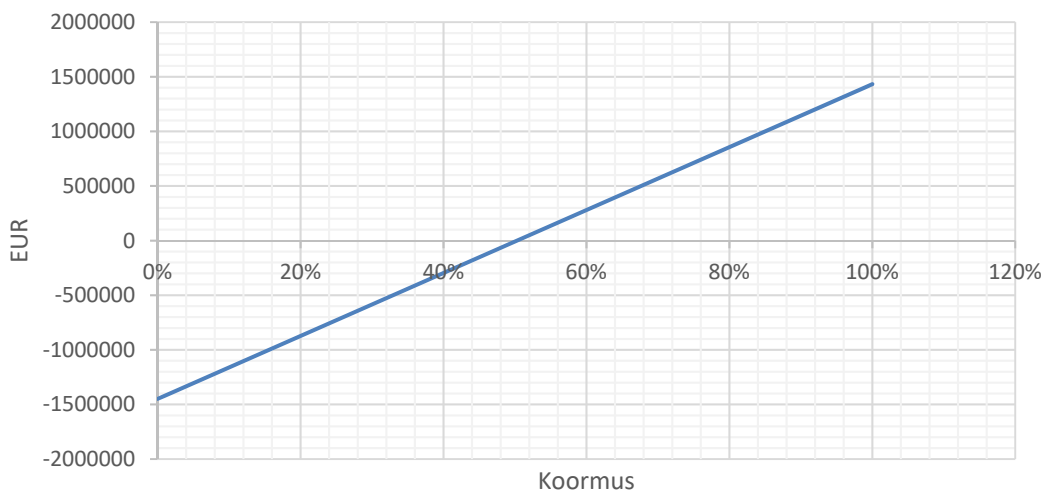
Esitatud töökoormuse tundlikkuse analüüs näitab, et majanduslikult on kõige otstarbekam investeerida põikreaktoritesse ning reguleeritavatesse põikreaktoritesse. Võrreldes STATCOMi ja SVC tehnoloogiatega, on põikreaktorite parem NPV tingitud põikreaktori ühikvõimsuse madalast hinnatasemest.



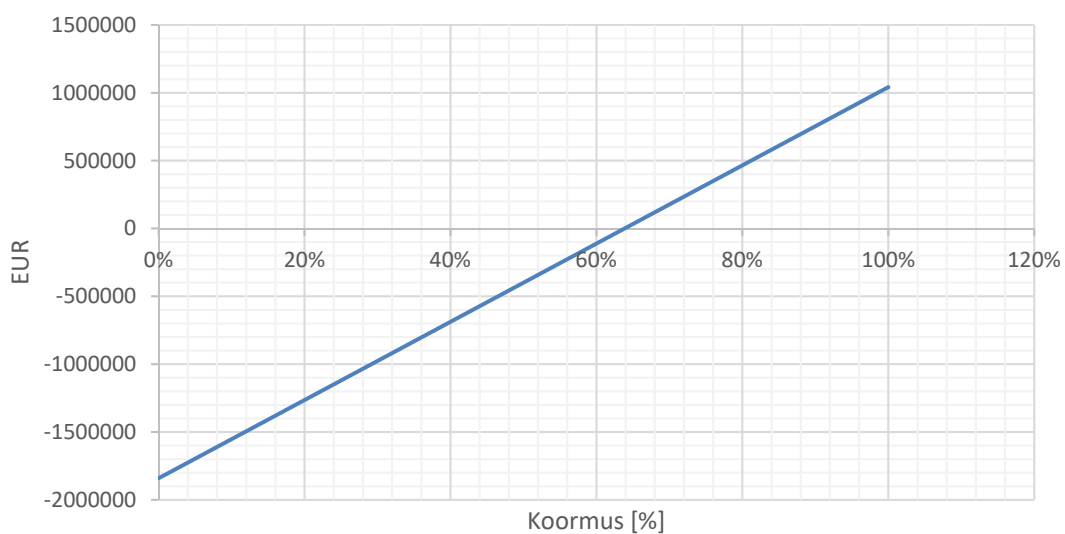
Joonis 4.27. NPV tundlikkus töökoormuse osas: SVC.



Joonis 4.28. NPV tundlikkus töökoormuse osas: STATCOM.

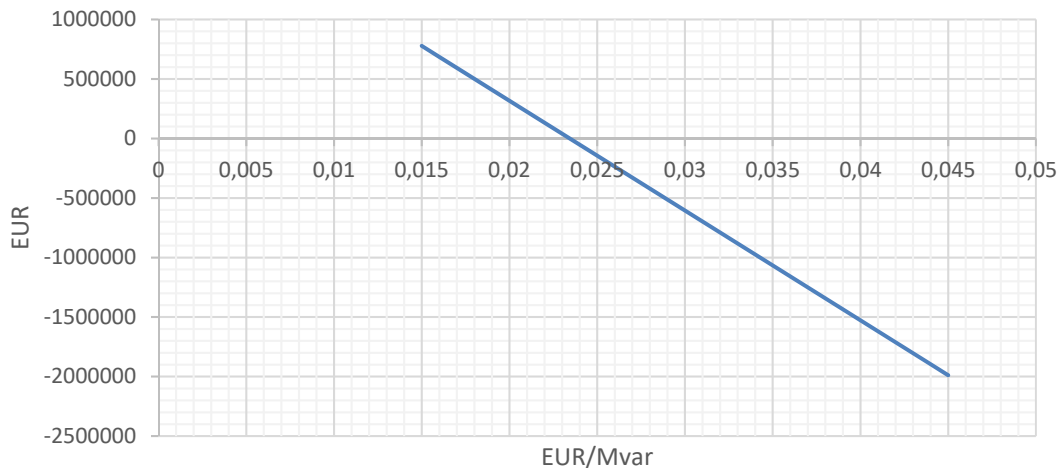


Joonis 4.29. NPV tundlikkus töökoormuse osas: põikreaktor.



Joonis 4.30. NPV tundlikkus töökoormuse osas: reguleeritav põikreaktor.

Olenemata tehnoloogilisest valikust on kasumliku projekti jaoks vaja hangetel jälgida, et kompenseerimisseadme võimsuse ühikhind ei ületaks 0,0223-0,03 MEUR/Mvar hinnapiiri. Vastavalt on reaktiivvõimsuse kompensaatorite NPV tundlikkus EUR/Mvar suhtes esitatud joonisel 4.31. Lisaks veel on reaktorite hankimisel tasuvuse osas oluline järgida ka seda aspekti, et seadmete hind ning paigaldus ei ületaks hankimisel kahekordselt reaktori enda hinda.



Joonis 4.31. Reaktiivvõimsuse kompensaatorite NPV tundlikkus EUR/Mvar suhtes.

#### 4.4.4 Kompensatsiooniseadmete hinnaprognos

Elektrienergia nõudlus, käimasolev võrkude parendamine ning uuendamine nii Euroopas kui ka mujal maailmas toob endaga kaasa reaktiivvõimsuse kompensatsiooniseadmete nõudluse kasvu. Vastavalt erinevatele hinnangutele on prognoositud, et põikreaktorite turg perioodil 2017- 2021 kasvab iga-aastaselt 4,6%, mis toob endaga kaasa ka põikreaktorite kallinemise.

Tabel 4.2. Põikreaktorite hinnaprognos aastani 2021

#### 4.4.5 Stsenariumite investeeringute tasuvus arvestades kaoenergiat

Vastavalt peatükkides 5-7 esitatud konkreetsetele tehnilistele vajadustele ja sellest tulenevate elektrikadude dünaamikale koostati stsenaariumite põhised majandusliku tasuvuse analüüsid. Arvutuste tegemise juures arvestati stsenaariumite põhiste kaoenergia kasvu ja langusega ning

eeldati, et kaoenergia ostuhind jääb 2016. aasta NPS hinnatasemele (34 EUR/MWh) ning seda kõikide reaktiivenergia kompenseerimisseadmete eluea jooksul. Stsenaariumite majandusliku tasuvuse arvutuste puhul eeldatakse, et seadmeid rakendatakse täisvõimsusel 29% aastast. Analüüsi tulemused on esitatud tabelis 4.3. Esitatud tulemused kinnitavad, et olenemata stsenaariumist on nii põikreaktorid kui ka reguleeritavad põikreaktorid majanduslikult tasuvad, olles igas stsenaariumis positiivse NPV-ga. SVC ja STATCOM-i rakendatavust lisaulesannetes tuleb jätkuvalt edasi uurida, et kombineeritud komplekslahenduste juures oleks võimalik viia ka antud tehnoloogiate tasuvused paremaks reaktiivenergia kompenseerimisel.

*Tabel 4.2. Vaadeldavate stsenaariumite NPV-d*

O1 – oleviku stsenaarium 1 (p 6.2)  
O4 – oleviku stsenaarium 4 (p 6.3)  
O5 – oleviku stsenaarium 5 (p.6.4)  
H – perspektiivmudeli stsenaarium 1 (Hiiu- ja Tuulepark ja 2021 investeeringud) (p 7.2)  
N – perspektiivmudeli stsenaarium 2 (Narva jaamade kogutootmine 0) (p 7.3)  
S – perspektiivmudeli stsenaarium 3 (Eesti elektrivõrgu saartalitlus) (p 7.4)

Vastavalt kirjandusele ning algandmetele ei avalda pingestme komponent seadmete lõpphinnale olulist mõju. Reaktiivenergia kompenseerimisseadmete ühikhinnale avaldab kõige rohkem mõju installeeritavate seadmete võimsus.

#### **4.4.6 Võimalikud uuringusuunad tulevikus**

Selles töös on pingereguleerimise majanduslikes arvutustes käsitletud reaktiivvõimsuse kompenseerimise hinda. Tulevikus on otstarbekas teostada terviklikum analüüs ka teiste pingega seotud hinnakomponentidega, mille abil oleks võimalik tuletada pingereguleerimise hind (EUR/ $\Delta$ kV), mis omakorda aitaks paremini planeerida pingereguleerimisega seonduvaid kulutusi.

### **4.5 Reaktiivvõimsuse kompenseerimine Eesti elektrisüsteemis**

Elektrisüsteemi reaktiivvõimsuse tasakaal on määratud reaktiivvõimsuse tootmise ja tarbimise tasakaaluga. Reaktiivvõimsuse tootmise poolele elektrivõrgus avaldavad mõju ülekandeliinid, kaablid, kondensaatorpatareid, konverterid ja sünkroonmasinad. Reaktiivvõimsuse tarbimise pooles on osalised ülekandeliinid, reaktorid, trafod, konverterid ja sünkroonmasinad.

Eesti elektrisüsteemi reaktiivvõimsuse tasakaal on enamjaolt positiivne, tähendades, et ülekandevõrgus on reaktiivvõimsuse ülejääk. See tingib vajaduse reaktiivvõimsust kompenseerida ja tänapäeval kasutatakse selleks enamjaolt reaktoreid, mis on ühendatud 330/110 kV trafode keskpinge õlgadesse. Lisaks kasutatakse pingemuunduri tüüpi alalisvooluühendust, elektrituulikute reaktiivvõimsuse reguleerimise võimekust ja elektriyaamade sünkroongeneraatoreid. Viimased on olnud peamiseks vahendiks pinge taseme reguleerimiseks Eesti elektrisüsteemi olulistes 330 kV sõlmajaamades.

Käesoleva uurimistöo kontekstis oli eesmärk uurida ja määratleda reaktiivvõimsuse kompenseerimise võimalused tuleviku eesmärke silmas pidades. Erinevate võimalike reaktiivvõimsust kompenseeritavate seadmete kokkuvõttev ülevaade on esitatud tabelis 1.1 ja seadmete investeeringu poole teematika selle peatüki eelnevas punktis. Aruande järgnevad peatükid käsitlevad reaktiivvõimsuse kompenseerimise tehnilist vajalikkust Eesti elektrisüsteemi erinevates sõlmedes arvestades elektrivõrgu praegust olukorda ja tulevikustsenaariume.

Kokkuvõtvalt saab öelda, et reaktiivvõimsuse kompenseerimiseks on mõistlik kasutada kõige lihtsamaid ja odavamaid seadmeid (st reaktorid ja kondensaatorpatareid), kui eesmärgiks on ainult reaktiivvõimsuse tasakaalu ja pinge reguleerimise tagamine. Sünkroongeneraatorite kasutamist reaktiivvõimsuse kompenseerimiseks tuleb hinnata lähtuvalt generaatorite stabiilsuse varust. See on oluline, kuna sünkroongeneraatorite abil on võimalik kiirelt reguleerida ja kompenseerida reaktiivvõimsuse muutusi, millest tulenevalt on hea, kui nendel masinatel oleks olemas reserv juhtumiteks, kus seda süsteemis kõige rohkem vajatakse. See tähendab, et esmajärjekorras on reaktiivvõimsuse tasakaal võrgus tarvis tagada reaktiivvõimsuse tootmise ja tarbimise tasakaaluga ning kompenseerimiseseadmete optimaalse valikuga.

Eesti elektrisüsteemi tuleviku raamistikus on kindlasti tarvis reaktiivvõimsust kompenseerida. Kui eesmärgiks on reaktiivvõimsuse kompenseerimine, siis kõige tehniliselt ja majanduslikult on kõige mõistlikuma reaktorite kasutamine. Kui lisaks reaktiivvõimsuse kompenseerimisele on ette näha vajadust elektrisüsteemi dünaamika parendamiseks, siis võivad arutluse alla tulla teised kompenseerimise võimalused, sh SVC, STATCOM, sünkroonkompensaator, jm. Nende valiku määratlemine nõuab täiendavaid uuringuid. Lisavõimaluseks reaktiivvõimsuse kompenseerimiseks on kasutada selleks läbi konverterite ühendatud elektritootjaid, sh tuule- ja päikeseelektriyaamad. Viimaste kasutamine sõltub siiski nende tehnilisest võimekusest ja reaktiivenergia tasudest. Sisulise poole pealt tähendab see, et reaktiivvõimsuse



kompenseerimiseks on olemas turumehhanism, mis tagab liitujale motivatsiooni reaktiivvõimsuse kompenseerimise võimaluse loomiseks ja selle teenuse pakkumiseks. Selliste reaktiivvõimsuse kompenseerimismehhanismide rakendamine nõuab siiski täiendavaid uuringuid, sest reaktiivvõimsuse kompenseerimine ühes sõlmes ei pruugi olla parim globaalne lahendus.

Uurimistöö järgnevat peatükki käsitletakse põhjalikumalt reaktiivvõimsuse tasakaalu erinevates Eesti elektrivõrgu sõlmedes ja leitakse optimaalsemad reaktiivvõimsuse suurused, mida kompenseerida on tarvis.

## **4.6 Kirjandus**

- [1] N. M. Tabatabei, A. J. Aghbolaghi, N. Bizon, F. Blaabjerg. Reactive Power Control in AC Power Systems. Springer, 2017, 634 pp.
- [2] M. Meldorf, H. Tammoja, Ü. Treufeldt, J. Kilter. Jaotusvõrgud. TTÜ Kirjastus, 2007, 546 lk.
- [3] P. Raesaar jt. Eesti põhivõrgu reaktiivvõimsuse kompenseerimiseadmete valiku teoreetilised alused ja meetodika. Lepingu nr 214L lõpparuanne, 2003, 121 lk.
- [4] M- Eremia, C. Liu, A. Edris. Advanced solutions in power system. HVDC, FACTS and Artificial Intelligence. IEEE Press, Wiley, 2016, 1046 pp.
- [5] M. Akhtar, L. Mathew. Cost Comparison of FACTS Devices for Industrial Applications – A study. International Journal of Technical Research and Science. Vol 1, Issue 4, July 2016, pg 39-46.
- [6] A. S Sengar, R. Chhajer, G. Fandi, F. O. Igbinovia. Comparison of the Operational Theory and Features of SVC and STATCOM. 19th International Student Conference on Electrical Engineering (POSTER 2015), May 14, 2015, Prague, Czech Republic. 6 pp.
- [7] Variable Shunt Reactors for Reactive Power Compensation. Trench technical equipment brochure. Trench. 09.09.2010.
- [8] C. Bengtsson. Balance of Power – Variable Shunt Reactors for Network Stability Control. ABB Review Special Report. 25.03.2017. 4 pp.
- [9] Economical and stable grid operation – shunt and series reactors for medium- and high-voltage grids. Siemens technical brochure. 30.05.2017. 16 pp.
- [10] Electricity Ten Year Statement 2015, Appendix E. National Grid. 2015, 92 pp.

## 5 Mineviku mudelite analüüs

### 5.1 Metoodika ja põhimõtted

Elering AS edastas analüüside teostamiseks viis PSS/E mudelit, mis kirjeldavad võrgus esinenud olukordi, kus ilmnesid probleemid reaktiivenergia kompenseerimise ning sõlmepingetega. Sõlmepinged erinevate mudelite puhul on esitatud allpool tabelis 5.1, kus pinged 330 kV alajaamades, mis ületavad lubatud pingepiiri (361 kV) on värvitud punaseks.

Esimese kahe stsenaariumi korral kasutatakse võrgupingete langetamiseks kahe liini operatiivset väljalülitust ehk baasmudelites on 2 liini välja lülitatud. Mudelite põhjal on kahe lahutatud liiniga talitluses pinged lubatud võrgupingete vahemikus. Edastatud viie mudeli analüüsimisel selgus, et stsenaarium 1 korral on liini L511 töösse viimisega võimalik saavutada sarnane pingepiiride ületus kui stsenaariumi 3 korral ja liini L507 töösse viimisega sarnane pingepiiri ületus Püssi AJ kui esineb stsenaarium 4 mudelis. Seetõttu on alust eeldada, et stsenaarium 3 korral piisab L507 väljalülitusest ning stsenaarium 4 korral L511 väljalülitusest, et viia pinge lubatud piiridesse. Stsenaarium 5 mudel erineb lähteandemetest lähtuvalt olulisel määral teistest mudelitest (1-4) seoses mudelis kajastuvate hooldustöödega. Sellest lähtuvalt otsustati liinide lülitamise mõju uurimiseks analüüsida põhjalikumalt stsenaariumite 1, 2 ja 5 mudeleid.

*Tabel 5.1. Mineviku stsenaariumite baasmudelite põhisõlmede pinged*

Edasise analüüsi keskmes on võrgukadude optimeerimine lubatavas pingevahemikus. Võrgukadude vähendamise ja sõlmepingete parandamise meetmetena vaadeldakse liinide

lülitamist (stsenaarium 1 ja 2), millega kaasnevat mõjusid ning kulusid on käsitletud eelnevatel peatükkides, ning täiendavat reaktiivenergia kompenseerimist 330 kV alajaamades. Esitatud baasmudelitele tuginedes analüüsitakse aktiivkadude vähendamise võimalusi lähtudes reaktiivvõimsuse kompenseerimisest. Kompenseerimise võimalustena kaalutakse liinide L507 ja L511 lülitusi, olemasolevaid reaktoreid ja kondensaatorpatareisid ning analüüsitakse täiendavate reaktiivvõimsuse kompenseerimisseadmete tarvidust. Lisaks reaktoritele ja kondensaatoritele on võimalik reaktiivenergiat Eesti ülekandevõrgus tarbida ning toota ka generaatoritega ning Estlink 1 alalisvooluühendust kasutades. Nimetatud seadmete reaktiivenergia kompenseerimise võimekus on piiratud nende PQ-diagrammidega.

Analüüsi käigus leitud lahenditele, lisandunud reaktiivvõimsuse kompenseerimise osas, teostatakse mineviku mudelitele lisaks N-1 analüüs. Selle käigus uuritakse 330 kV süsteemitrafode, 220...330 kV liinide, generaatorite ja kompenseerimisseadmete rikkeid ehk väljalülitumisi. Tegemist on sõlmepingete seisukohalt olulisimate häiringutega. Täpsemalt kasutatakse N-1 analüüsi teostamiseks PSS/E arvutusprogrammi funktsiooni *AC Contingency Solution*. N-1 analüüsimiseks kasutatakse arvutusprogrammis parameetreid, kus astmelülite ja lülitatavate kompenseerimisseadmete juhtimine on lukustatud. Selline lähenemine vastab süsteemi käitumisele häiringu järgselt, kuid enne olukorda leevendavaid tegevusi.

### **5.1.1 Pingepiirid**

Pingete analüüsil on vaatluse all sõlmed nimipingega 330 kV, sest nende sõlmede pingete hoidmine lubatavas vahemikus tagab madalama pingega sõlmede pingete hoidmise piirides trafo astmelülitustega. Mudelite optimeerimisel vajalike reaktiivvõimsuse kompenseerimise mahtude leidmiseks rakendati Eleringile kuuluvate 110...330 kV sõlmedele piiritingimusena mudelis sätestatud normaaltalitluse pingepiire.

Seoses esitatud mudelite ja SCADA ajalooliste andmete erinevustega tuli mudelite analüüsimisel pingete seisukohast lähtuvalt kasutada varutegurit. Varuteguri suuruse määramisel kasutati mudelite ja SCADA reaalse mõõtmiste erinevuse keskmist väärtust. Sellest tulenevalt korrigeeriti 330 kV sõlmede pingepiire 1 kV võrra. Korrigeeritud pingepiiride väärtused vastavalt mudelis esinevatele andmetele on esitatud allpool olevas tabelis 5.2. Lisaks nendele korrigeeriti mudelites ka Estlink 2 alalisvooluühenduse sõlmede pingepiire kõrgemaks.

### 5.1.2 Naabervõrkude ekvivalendid

Esialgsetes PSS/E mudelites kasutati Venemaa ja Läti elektrivõrgu ekvivalentidena viite generaatorit, mida ühendavad Eesti võrguga radiaalsed liinid (iga generaatori kohta üks Eesti võrguga ühendatud liin). Generaatorite aktiivvõimsus vastas stsenaariumiga ette nähtud impordi või ekspordi suurusele ning pinge vastava välisvõrgu sõlme pingele. Ekvivalentgeneraatorite reaktiivvõimsus oli piiramata. Kasutatava lahenduse üheks kaasnevaks ebatäpsuseks oli piiriüleste voogude ümberjaotumise mittekajastamine - Eesti liinide lülituste tulemusena muutuvad reaalses võrgus ka välisliinide võimsusvood tulenevalt Eesti võrgu juhtivuste ja sõlmepingete muutustest. Sellest tulenevalt täiendati vastavalt Elering AS juhiste välisvõrkude lihtsustatud ekvivalentmudeleid.

### 5.1.3 Võrgukadude arvestamine

Võrgukadude määramiseks kasutati võrguarvutusprogrammi PSS/E võimalusi (*Power Flow – > Reports -> Area / Owner / Zone Total*), mille puhul vaadeldi täpsemalt Eleringi võrku kuulate elementide andmeid (mudelis omanikud 1, 2, 4, 5, 6). Mineviku mudelite puhul erinesid osad võrguelementide omanike määratlused oleviku ja tuleviku omadest. Erinevus seisneb välisvõrkude ekvivalentliinide omaniku määratluses. Käesolevas osas vaadeldi neid kui Eleringi elektrivõrgu osana, mille tõttu arvestati ka nende kaod analüüsimisel kogukadude hulka. Teiste mudelitega võrdlemiseks on allpool toodud tabel (tabel 5.3), kus on esitatud mineviku mudelite kadude väärtused erinevate omanike määratluste korral. Tabelist on näha, et aktiivkaod erinevad ligikaudu 3-4 MW erinevate stsenaariumite korral.

## **5.2 Stsenaarium 1: Minimaalne tarbimine**

Esimene stsenaarium kirjeldab võrgu talitlust Eesti piirkonna tootmise 798 MW ja minimaalse tarbimise 572 MW olukorras. Tulenevalt kõrgetest pingetest on baasmudelil tööst välja viidud liinid L507 ja L511.

### **Liinide L507 ja L511 lülitamise mõju 330 kV võrgu pingetele**

Operatiivselt teostatud liinilülituste mõjude hindamiseks modelleeriti esmalt võrgu talitlust neljas erinevas olukorras:

- Liinid L507 ja L511 tööst välja viidud (baasmudel)
- Liin L507 töös, liin L511 väljas
- Liin L507 väljas, liin L511 töös
- Mõlemad liinid töös

Baasmudelil on liinid L507 ja L511 tööst välja viidud. Sellise talitluse korral ületab Tsirguliina alajaama pinge 361 kV piiri. Liini L507 sisse lülitamise järel tõusevad 330 kV võrgu pinged kõikides sõlmedes, suurim pingetõus toimub Sindi AJ (+10,54 kV) ja Paide AJ (+6,82 kV).

Soovitud 330 kV pingepiire ületab ka selles talitluses ainult Tsirguliina AJ ja Püssi AJ pinge. Kui liini L507 asemel lülitada sisse liin L511, siis ületavad lisaks Tsirguliina AJ pingele täiendava 3 alajaama (Balti, Eesti, Püssi) pinged 361 kV piiri. Kõige hullem on olukord mõlema liini töösolekul. Sellisel juhul tõuseb pinge juba enamikus Eesti elektrisüsteemi 330 kV alajaamades üle soovitud väärtuse (üle 361 kV). Pinged jäävad alla lubatud piiri ainult Aruküla, Harku ja Kiisa alajaamas, olles ka seal ülemise pingepiiri lähedal. Täpsemalt näeb liinide lülitamise mõju 330 kV võrgu pingetele tabelis 5.4. Tabelist ilmneb, et mõlema liini lülitamisel tõuseb süsteemis pinge kõige kõrgemaks Püssi ja Tsirguliina alajaamades (vastavalt 365,3 kV ja 364,3 kV), samas kui pingeerinevus võrreldes baasmudeliga on kõige suurem Aruküla ja Sindi alajaamas (vastavalt +16,9 kV ja +15,6 kV).

*Tabel 5.4. 330 kV sõlmepingete sõltuvus liinide töösolekust*

### **PSS/E OPF arvutuse tulemused**

PSS/E OPF arvutuse eesmärgiks on paigutada kompenseerimisseadmed 330 kV võrgus arvestades kahe tingimusega: aktiivkadude minimeerimine ja 110...330 kV sõlmepingete vastavus soovitud piiridele. Kuna kõige väiksemad aktiivenergia kaod olid stsenaarium 1 korral liinide L507 ja L511 töösolekul, siis valiti optimeerimise sisendmudeliks võrgumudel, milles liinid L507 ja L511 on töös. Liinide töösoleku mõju võrgukadudele kirjeldab allpool esitatud tabel 5.5.

*Tabel 5.5. Erinevate talitluste kaod ja liinilülituste mõju kadudele, stsenaarium 1*

OPF arvutuse lahendis on pinged madalamad (tabel 5.6) kui baasmudelis ning mõlemad liinid, L507 ja L511 on töös. Kõik 330 kV sõlmede pinged vastavad soovitud vahemikule. Võimalik on märgata, et OPF lahendis on madalad pinged Aruküla, Harku ja Sindi sõlmes. Üheks madalaid pingeid põhjustavaks teguriks võib-olla liini L8090 sõlmepingete jäämine piirtingimuste hulka, OPF lahendis on selle liini sõlmedes pinge väärtus võrdne pinge piirväärtusega. Liinile lähimad 330 kV sõlmed on Sindi, Kiisa, Harku ja Aruküla.

*Tabel 5.6. Optimaalse võimsusvoogude tulemused*

Paraku on OPF lahendis kaod suuremad kui baasmudelis ning seetõttu on arvatud talitlus küll parema Tsirguliina AJ pingega, kuid ei paku aktiivkadude osas paremat tulemust. Kaod on esitatud tabelis 5.7.

*Tabel 5.7. Erinevate talitluste kaod stsenaariumi 1 korral*

OPF arvutuse teostamisel paigutati kaalutavate reaktiivenergia kompenseerimisseadmete tarbimine võrdselt alajaama 330 kV lattidele, trafo taha ühendamisel kaasneksid täiendavad kaod ja parasiitvoogude riskid. Mineviku esimese stsenaariumi OPF lahendis on suurim reaktiivenergia tarbimise erinevus Harku, Kiisa ja Sindi alajaamas. Põhiosa Sindi AJ paigaldatud reaktiivenergia kompenseerimisseadmetest on kasutusel L507 kaudu alajaama siseneva reaktiivenergia voo kompenseerimiseks. Liini L507 kaudu siseneb alajaama 110 Mvar, millest 35 Mvar pärineb Tartu AJ, ülejäänud 75 Mvar toodetakse eeldatavasti liini L507

poolt. Kiisa AJ kasutatakse 100 Mvar liini L506 kompenseerimiseks, sellest 58 Mvar pärineb Rakverest ning, kuhu see saabub peamiselt Püssist (Püssi – Rakvere reaktiivenergia voog on 67 Mvar). Kiisa AJ saabub lisaks 87 Mvar L357 kaudu ning 56 Mvar suunatakse edasi Harku AJ. Harkus kompenseeritakse 63 Mvar L505 kaudu sisenevat reaktiivenergiat, millest põhiosa pärineb Arukülast, kuhu L511 toob 123 Mvar. OPF arvutuse põhjal lisandunud kompenseerimise maht on toodud allpool olevas tabelis 5.8. Tabelis on lisaks arvutustele saadud kompenseerimise mahtudele esitatud ka võrgus olemasolevad ja mudelis töötavad kompenseerimisseadmete mahud.

*Tabel 5.8. Võrgus olemasolevate reaktorite nimivõimsus ja optimeerimise lahend*

### **N-1 analüüsi tulemused**

Lisaks teostati N-1 analüüs stsenaariumi 1 baasolukorrale ja OPF lahendile, et hinnata mõlema talitusrežiimi töökindlust. Baasmudeli N-1 analüüsi tulemused on toodud tabelis 5.9. Tabelis on esitatud N-1 probleemi põhjustanud element, probleemne sõlm ja nimetatud sõlmes esinev pinge, pingemuutus võrreldes baasolukorraga ( $\Delta$  Pinge) ja pinge limiidi ületus. Baasolukorras on kolm N-1 juhtumit, mille korral on 330 kV võrgus ülepinged, mis jäävad 1 kV piiridesse.

*Tabel 5.9. N-1 tulemused baasolukorrale*



OPF lahendina saadud mudeli korral, liinid L507 ja L511 töös ning täiendavad reaktorid Harku, Kiisa ja Sindi alajaamas, on pingepiiri ületuseni viivaid N-1 talitlusi enam. Tulemused on esitatud tabelis 5.10, millest on näha, et sellisel juhul on 17 elementi, mille väljalülitamise korral tekib 330 kV süsteemis pingeprobleeme. Need tulenevad olemasolevate reaktorite välja lülitumistest Püssi, Balti, Tartu, Rakvere, Paide, Aruküla ja Sindi alajaamades ja lisaks ka kõikide lisatud reaktorite välja lülitamistest. Kõige hullem olukord on Püssi olemasoleva reaktori väljalülitamine, mille juhul tõuseb pinge Püssi alajaamas 362,5 kV-le ja Balti alajaamas 361,3 kV-le. Lisaks on suur mõju ( $\sim 1$  kV pingeliimi ületus) järgmiste elementide väljalülitamisel:

### **Stsenaarium 1 kokkuvõte**

Selgus, et stsenaarium 1 korral põhjustab liinide L507 ja L511 töösolek ülepinge 330 kV alajaamades, kusjuures liini L511 lülitamine on suurema mõjuga kui liini L507 lülitamine. Mõlema liini sees hoidmine põhjustab modelleeritavas olukorras praktiliselt üle Eestilist ülepinge. Kadude seisukohast on kõige parem olukord, kus mõlemad liinid on sees, mis tuleneb võrgu pinge ja kadude seosest.

Olukorrale, kus selles stsenaariumis on sees mõlemad liinid, teostati ka OPF analüüs, et leida lisa kompenseerimisseadmete maht ja asukoht, mis lahendaks eelnimetatud pingeprobleemi. Selleks tuleb lisada Harku, Kiisa ja Sindi alajaamadesse täiendavad kompenseerimisseadmed. ~130 Mvari mahus. Selline lahend võimaldab kasutada mõlemat (L507 ja L511) liini ning vähendada vähesel määral kadusid. Teisest küljest aga näitab N-1 analüüs, et selline lahend põhjustab rohkem pingeprobleeme erinevates N-1 olukordades võrreldes baasstsenaariumiga. Mudeli analüüsimisel selgus, et täiendavalt on sellisel juhul vaja lisada Harku, Kiisa ja Sindi alajaamadesse kokku kompenseerimisseadmeid mahus 221 Mvar. Sellekohane kokkuvõttev tabel 5.11 on esitatud allpool. Tabelis on näha analüüsi tulemusena saadud kompenseerimisseadmed ja nende asukoht.

### **5.3 Stsenaarium 2: Minimaalne tootmine**

Teine stsenaarium kirjeldab võrgu talitlust Eesti piirkonna minimaalse tootmise (531,3 MW) ja 692,1 MW suuruse tarbimise olukorras. Aktiivvõimsuse import Soomest on 692 MW, eksport Läti suunal 383 MW ja Venemaale 143 MW. Tulenevalt kõrgetest pingetest on tööst välja viidud liinid L507 ja L511 ning hooldusest lähtuvalt Balti R1. Baasmudeli madala pingetasemega seoses on algselt välja lülitatud Harku R2R3 ja Kiisa R3.

#### **Liinide L507 ja L511 lülitamise mõju pingetele ja kadudele**

Operatiivselt teostatud liinide L507 ja L511 lülituste mõjude hindamiseks modelleeriti esmalt võrgu talitlust neljas erinevas olukorras:

- Liinid L507 ja L511 tööst välja viidud (baasmudel)
- Liin L507 töös, liin L511 väljas
- Liin L507 väljas, liin L511 töös
- Mõlemad liinid töös

Liinide L507 ja L511 töösolekul on suur mõju 330 kV sõlmede pingetele, liinide sisselülituste põhjustatud pingemuutused võrreldes baasmudeliga on esitatud tabelis 5.12. Liini L507 seesolekul on suurim mõju Sindi ja Paide alajaama pingetele (vastavalt +11 kV ja +7 kV) ning suur mõju Harku, Kiisa ja Aruküla alajaama pingetele (kõigis ligikaudu +6 kV). Liini L511 seesoleku mõju on suurim Aruküla ja Harku alajaama pingetele (vastavalt +13 kV ja +11 kV). Lisaks on liini L511 seesolekul suur mõju Kiisa, Paide ja Sindi alajaama pingetele (vastavalt +10 kV, +8 kV ja +8 kV). Mõlema liini, L507 ja L511, samaaegse seesolekuga kaasneks baasmudeliga võrreldes veelgi kõrgemad pinged, taaskord oleksid mõjud suurimad võrgu lääneosas.

330 kV võrgus vastavad pinged soovitule (alla 361 kV) juhtumil kui L507 ja L511 on välja lülitatud. Liini L507 seesolekul ületaks Tsirguliina AJ pinge 361 kV piiri. L511 seesolekul ületaksid Tsirguliina AJ, Balti AJ ja Püssi AJ pinged 361 kV piiri. Mõlema liini, L507 ja L511, töösolekul ja baasmudelis kirjeldatud reaktiivvõimsuse kompenseerimise korral ületaksid enamiku 330 kV alajaamade pinged 361 kV piiri.

*Tabel 5.11. 330 kV sõlmepingete sõltuvus liinide töösolekust*

Eesti ülekandevõrgu aktiivenergia kaod on väikseimad mõlema liini, L507 ja L511, töösolekul. Kadude erinevus võrreldes baasmudeliga on 1,6 MW. Kui kahest liinist üks töösse viia võrreldes baasmudeliga, siis on võimalik kadusid 0,7..0,9 MW võrra vähendada. Tulemused on kujutatud allpool tabelis 5.13.

*Tabel 5.13 Erinevate talithuste kaod ja liinilülituste mõju kadudele*

Eelnevast lähtuvalt oleksid liinide L507 ja L511 töösolekul võrgu kaod väiksemad kui baasmudeli korral, kuid 330 kV võrgus esineksid enamikus sõlmedes liiga kõrged pinged kui kasutada algset reaktiivenergia kompenseerimise lahendust.

### **OPF tulemused**

Baasmudelis ja eelnevates simulatsioonides olid lahutatud reaktorid Harku R2R3 ja Kiisa R3, nende sisselülitamise korral langeks pinge mitmetes 330 kV alajaamades alla 361 kV, probleemid säiliks Püssi AJ, Rakvere AJ, Tartu AJ ja Tsirguliina AJ. Mõju Harku AJ pingele on umbes 4 kV, Kiisa AJ ja Aruküla AJ pingele 3 kV, Sindi AJ ja Paide AJ pingele 2 kV. Täiendava reaktiivenergia tarbimisega on võimalik pingeid täiendavalt langetada. Lähtuvalt PSS/E OPF lahendist on pingetaseme langetamiseks tarvilik suurendada reaktiivenergia tarbimist Kiisa AJ (24,4 Mvar), Püssi AJ (14,9 Mvar) ja Tsirguliina AJ (12,5 Mvar), ning Harku

R2R3 välja lülitada. Madalamate pingetega on Sindi AJ, Harku AJ ja Kiisa AJ. Kiisa AJ kasutatakse kompenseerimist peamiselt L506 kaudu siseneva reaktiivvõimsuse voo (75 Mvar) kompenseerimiseks, mis pärineb sarnaselt esimesele stsenaariumile Püssi AJ, kus allikaks on Estlink 2 filtrid. Liinide ja kompenseerimisseadmete mõju elektrivõrgu 330 kV alajaama sõlmede pingetele on esitatud tabelis 5.14, punasega on toodud pinged, mis ületavad ette antud piirnormi (361 kV).

*Tabel 5.14. Reaktiivvõimsuse kompenseerimisseadmete mõju 330 kV alajaamade pingetele*

OPF arvutuse põhjal lisandunud kompenseerimise mahud on toodud allpool olevas tabelis 5.15. Tabelis on lisaks arvutustele saadud kompenseerimise mahtudele esitatud ka võrgus olemasolevad ja mudelis töötavad kompenseerimisseadmete mahud.

*Tabel 5.15. Võrgus olemasolevate reaktorite nimivõimsus ja optimeerimise lahend*

Eesti ülekandevõrgu kaod (tabel 5.16) on optimeerimise lahendi põhjal 1,4 MW väiksemad kui baasmudeli korral ning lähtuvalt eelnevast tabelist vastaksid pinged soovitud.

*Tabel 5.16. Erinevate talitluste kaod stsenaariumi 2 korral*

### **N-1 analüüsi tulemused**

Paraku vähendab liinide L507 ja L511 seesolekuga kaasnev kõrge pingetase elektrivõrgu normaaltööd. See tähendab, et on rohkem häiringuid, mis põhjustaksid N-1 olukorras pingepiiri ületuse. Baasmudeli korral on suurimat pingepiiri ületust põhjustavaks häiringuks Paide R1 väljasolek, mis põhjustaks Tsirguliina AJ pingete tõusu üle 362 kV. Optimeeritud talitluse korral põhjustaks sama reaktori väljasolek Tsirguliina AJ pinge üle 364 kV. OPF lahendi puhul toimuvad suurimad pingepiiri ületused N-1 arvutuses Balti, Püssi, Rakvere, Tartu ja Tsirguliina alajaamas. N-1 analüüsi koondtulemused baasolukorrale ja OPF lahendile on kujutatud tabelites 5.17 ja 5.18. Nendest on näha suurimad pingemuutused üle piinormi erinevate välja lülitatud elementide korral.

*Tabel 5.17. N-1 tulemused baasolukorrale*

*Tabel 5.18. N-1 tulemused OPF lahendile*

## **Stsenaarium 2 kokkuvõte**

Stsenaarium 2 korral põhjustab liinide L507 ja L511 töösolek sarnaselt stsenaariumile 1 ülepinge 330 kV alajaamades ja liini L511 lülitamine on suurema mõjuga kui liini L507 lülitamine. Samuti on sarnane laiaulatuslik ülepinge Eesti võrgus mõlema liini samaaegsel töösolekul.

Kuigi täiendava kompenseerimisega talitus võimaldab liine L507 ja L511 töös hoida ning väiksemaid võrgukadusid saavutada, siis sarnaselt stsenaariumile 1 on täiendatud skeemis N-1 juhtumitel rohkem pinge piiride ületamist.

Mudeli analüüsimisel selgus, et täiendavalt on sellisel juhul vaja lisada Eestisse Kiisa, Püssi ja Tsirguliina alajaamadesse kokku kompenseerimisseadmeid mahus 52 Mvar. Sellekohane kokkuvõttev tabel 5.19 on toodud allpool. Tabelis on näha analüüsi tulemusena saadud kompenseerimisseadmete suurused ja nende vajalik asukoht.

*Tabel 5.19. Koondkokkuvõtte teise stsenaariumi tulemustest*

## **5.4 Stsenaarium 5: Sindi A1T hooldus**

Viies stsenaarium kirjeldab võrgu talitlust, kus Sindi alajaama trafo A1T on hoolduses koos Tartu reaktori ja Balti trafodega. See tähendab, et tööst on väljas järgmised kompenseerimisseadmed:

Probleem seisneb selles, et L507 välja viimisel peab omatarbe säilitamiseks sisse jääma liin L346 (Paide-Sindi), mis tõstab pinget Sindi alajaamas. Allolevast tabelist 5.20 on näha, et baasolukorras on sellise stsenaariumi puhul üle piiri enamus Eesti elektrivõrgu 330 kV alajaamade pingetest. Alla ülemise pingepiiri on pinged Aruküla, Harku ja Kiisa alajaamades. Baasmudeli läbi arvutamisel kompenseerimisseadmete lülitamisega muutub olukord paremaks.



Sellisel juhul on üle lubatud normi pinge Püssi, Sindi, Tartu ja Tsirguliina alajaamades, kusjuures kõige suurem pinge on Tartu alajaamas (363,19 kV).

*Tabel 5.20. 330 kV sõlmepingete analüüs*

## **OPF tulemused**

Käesolevale stsenaariumile on koostatud kaks OPF lahendit. Esimene lahend andis liiga kõrge pinge Tartu ja Tsirguliina alajaamadesse (vastavalt 361,24 kV ja 361,23 kV), mis tulenes liiga vabadest pingepiiridest OPF arvutustes. Selle tõttu koostati ka teine OPF lahend kitsamate piirtingimustega.

Saadud tulemused, mis kirjeldavad 330 kV võrgu pingeid Eesti elektrisüsteemis on toodud järgnevates tabelites 5.21 ja 5.22. Tabelis 5.21 on toodud pinged baasolukorras, OPF1 ja OPF2 lahendile ja OPF2 arvutusele, kus on tehtud püsitalitluse arvutus võrgu kompenseerimisseadmete lülitamisega. Tuleb märkida, et ka OPF2 lahendi püsitalitluse arvutuse puhul on pinge Tartu alajaamas veidi üle lubatud normi (0,13 kV) aga selle suuruse tõttu võib jätta selle arvestamata. Tabelis 5.22 on toodud ka olemasolevad ja OPF lahendite poolt lisatud kompenseerimisseadmete suurused ja asukohad. Tabelist 5.22 on esitatud ka kompenseerimisseadmete mahud, mis on liiga väikesed, et praktiliselt realiseerida (nt. Aruküla AJ lisandunud 0,2 Mvar kompenseerimist). Küll aga annab lahend märgatava lisa Kiisa, Rakvere, Sindi ja Tsirguliina alajaamadesse. Tuleb tähele panna, et Tsirguliina alajaamas on mudel olemasoleva kompenseerimisseadme väljalülitatud ja sinna juurde lisanud 35,2 Mvar kompenseerimist, mis tegelikkuses tähendaks aga 5,2 Mvari võrra alajaama kompenseerimisseadmete lisandumist. Kompenseerimisseadmete lisamine võimaldab pingeid Eesti võrgus vähendada OPF1 lahendi puhul keskmiselt 6 kV ja OPF2 lahendi puhul keskmiselt

5,5 kV. Viimase lahendi läbi arvutamisel kompenseerimisseadmete ja astmelülite muutmise võimalusega väheneb pinge keskmiselt 4,56 kV.

*Tabel 5.21. Optimaalse võimsusvoogude arvutustulemused*

OPF lahendi põhjal toimub peamine kompenseerimine Kiisa AJ, kus kompenseeritakse 69 Mvar liiniga L357 ning 32 Mvar liiniga L506 sisenevat reaktiivenergiat.

*Tabel 5.22. Optimaalse võimsusvoogude arvutustulemused*

\* Lisatud reaktorid mõlemale 330 kV latile samas suurus; tabelis näidatud kogusuurus.

\*\* Käesolevas mudelis kasutatav osa paigaldatud kompenseerimisseadmetest, sulgudes paigaldatud kompenseerimisseadmete kogusuurus.

## **Aktiiv- ja reaktiivkaod**

Stsenaariumi 5 mudeli arvutuste käigus saadud võrgukaod on toodud allolevas tabelis 5.23. Kõige väiksemad aktiivenergia kaod on baasolukorras (17,1 MW). See tuleneb baasolukorras olevatest kõrgetest pingetest. Teistest variantidest annab kõige parema lahendi teine OPF lahend kompenseerimisseadmete lülitamisega (17,3 MW).

*Tabel 5.23. Erinevate talitluste kaod stsenaariumi 2 korral*

## **N-1 analüüsi tulemused**

Lisaks teostati 5. stsenaariumile N-1 analüüs baasolukorrale ja OPF2 lahendile.

Baasolukorra N-1 analüüsi tulemused on toodud allolevas tabelis (tabel 5.24). Tabelis on toodud N-1 probleemi põhjustanud element, probleemne sõlm ja nimetatud sõlmes olev pinge, pingemuutus võrreldes baasolukorraga ( $\Delta$  Pinge) ja pinge limiiti ületav suurus. Vaadeldud on 10 suurimat pingeprobleemi, tegelikkuses on sellises olukorras N-1 puhul märgatavalt rohkem ülepinge juhtumeid. Kõige suuremat probleemi põhjustavad liini L346 ja Paide A1T välja lülitus, mille puhul pinge Sindi alajaamas tõuseb vastavalt ~10 kV ja ~8 kV.

*Tabel 5.24. N-1 halvimal tulemused baasolukorrale*

Tabelis 5.25 on toodud N-1 tulemused OPF-i kaudu saadud lahendile. Ka selles tabelis on toodud 10 kõige raskemat juhtumit ja kõige suuremat pinge muutust. On näha, et ka sellises olukorras on kõige hullem liini L346 lülitus (4,03 kV pinge üle lubatud piirnормi) aga selle

mõju pingele on märgatavalt väiksem baasolukorrast (5,86 kV väiksem pinge tõus). Lisaks põhjustavad üle 1 kV pingeliimi ületust Tartu A2T, Paide A2T ja OPF lahendi poolt lisatud Tsirguliina kompenseerimisseadmete väljalülitumine.

*Tabel 5.25. N-1 tulemused OPF2 lahendile*

### **Stsenaarium 5 kokkuvõte**

Analüüsitud stsenaariumi eesmärgiks oli uurida, kuidas tuleks kompenseerida Eesti ülekandevõrku selliselt, et pinged jääksid lubatud piiridesse. Selleks tuleks lisada täiendavaid kompenseerimisseadmeid (reaktoreid) Kiisa, Rakvere, Sindi ja Tsirguliina alajaamadesse.

Pakutud lahend aitab kaasa ka Eesti elektrisüsteemi talitlusele N-1 olukordades, vähendades elementide välja lülitamise mõju pingetele. Sellest olenemata on N-1 olukordi, mille puhul ei ole pinge tõus erinevates 330 kV sõlmedes aktsepteeritav. Kadude puhul ei ole märgatavat vahet erinevate uuritud olukordade puhul.

Mudeli analüüsimisel selgus, et täiendavalt on sellisel juhul vaja lisada Eestisse Kiisa, Rakvere, Sindi ja Tsirguliina alajaamadesse kokku kompenseerimisseadmeid mahus 107 Mvar. Sellekohane kokkuvõttev tabel on esitatud allpool (tabel 5.26). Tabelis on näha analüüsi tulemusena saadud kompenseerimisseadmed ja nende asukoht. Ei ole arvestatud olukordadega, kus OPF lahend andis tulemuseks lisada alajaamadesse kompenseerimisseadmeid < 5 Mvar, sest see on liiga väike võimsus arvestades vajalikke investeeringuid.

## **5.5 Kokkuvõte**

Esimese kahe stsenaariumi puhul on sarnane madal koormus võrgus ning liinide L507 ja L511 operatiivne väljalülitus baasmudelil. Baasmudelil kasutatava reaktiivenergia kompenseerimise korral olid ülekandevõrgu kaod väikseimad liinide L507 ja L511 töösolekul, kuid 330 kV võrgu pinged ületasid lubatud piire. Täiendava reaktiivenergia kompenseerimisega oli võimalik viia pinged soovitud piiridesse. Aktiivkadude minimeerimise seisukohalt optimaalse lahendi korral olid pinged 330 kV võrgus kõrgemad kui baasstsenaariumis. Sellest tulenevalt esines optimeeritud talitluse N-1 analüüsi tulemuste hulgas enam pingepiiride rikkumisi kui baasstsenaariumil. Vastukaaluks parandas täiendav reaktiivenergia kompenseerimine N-1 analüüsi tulemusi 5. stsenaariumi korral: pinge tõusu ebasoovitaval määral põhjustavate katkestuste mõju vähenes.

Kõigi kolme uuritud stsenaariumi korral oli lahendis Kiisa sõlme täiendav reaktiivenergia kompenseerimine. Esimese kahe uuritud stsenaariumi korral näitas OPF lahend täiendava reaktiivenergia kompenseerimise vajadust lisaks Harku ja Püssi sõlmes.

Kokkuvõttev tabel stsenaariumite analüüsi tulemustest on esitatud allpool (tabel 5.27). Tabelis on esitatud lisandunud kompenseerimisseadmete asukohad ja suurused kõigile kolmele stsenaariumile. On näha, et kõigi kolme stsenaariumi puhul on täiendavalt vaja kompenseerida reaktiivenergiat Kiisa alajaamas. Samuti on kahel puhul kolmest vaja täiendavalt lisada kompenseerimisseadmeid Sindi ja Tsirguliina alajaamadesse. Enim vajab kompenseerimist esimene stsenaarium, kus on vaja täiendavalt lisada 100 Mvar Harku alajaama, 75 Mvar Kiisa alajaama ja 47 Mvar Sindi alajaama.



## 6 Oleviku mudelite analüüs

Sarnaselt peatükis 5 käsitletud mineviku stsenaariumitele edastati ka oleviku stsenaariumite analüüsiks 5 PSS/E mudelit, mis kirjeldavad ülekandevõrgu püsitalitlust erinevates režiimides. Lähtuvalt tabelist 6.1 erinevad oleviku mudelid peamiselt Eesti süsteemi impordi ja ekspordi ning Eestis paiknevate tootmisüksuste võimsuse poolest. Tarbimine on kõigi oleviku stsenaariumite korral minimaalne (500 MW). Nende viie mudeli hulgast valiti kolm põhjalikumaks analüüsiks. Analüüsi teostamisel kasutatud metoodikat ning viie mudeli hulgast kolme mudeli valikut on käsitletud peatükis 6.1.

*Tabel 6.1. Oleviku stsenaariumite kirjeldus*

### 6.1 Baasmudelite analüüs ja metoodika

Algsetes mudelites oli kasutusel naabervõrkude ekvivalentgeneraatorite pinge 359 kV. Selles olukorras (tabel 6.2) ületasid stsenaarium 1 korral peaaegu kõikide 330 kV sõlmede pinged soovitud taseme (enamikus sõlmedes on soovitud pingevahemiku piiriks 361 kV).

*Tabel 6.2. 330 kV alajaamade pinged erinevate oleviku stsenaariumite korral*

Lähtuvalt laiaulatuslikest pingeprobleemidest valiti stsenaarium 1 esimeseks põhjalikumalt analüüsitavaks stsenaariumiks. Seejärel tõsteti Venemaa ja Läti elektrivõrgu ekvivalentgeneraatorite pinget väärtuseni 362 kV, mis suurendas pingeprobleeme kõigis viies mudelis. Pinge väärtus 362 kV vastab halvimale võimalikule naabervõrkude pingele. Seda pingeväärtust kasutati käesoleva peatüki kõikides alapeatükkides. Kõrgema ekvivalentgeneraatorite pingega olukorda kirjeldab tabel 6.3. Stsenaariumi 0 pingeprobleemid sarnanevad 4. stsenaariumile, probleemsed on Tartu, Tsirguliina ja Balti EJ sõlm. Erinevusena ei ole stsenaariumis 0 pingeprobleemi Eesti EJ sõlmes. Seetõttu on nende kahe hulga otstarbekas analüüsida põhjalikumalt stsenaariumit 4, milles on laiaulatuslikumad pingeprobleemid. Lisaks stsenaariumile 1 ja 4 on laiaulatuslikumad pingeprobleemid stsenaariumis 5, mille korral lisandub stsenaariumis 4 esindatud pingeprobleemidega sõlmedele Sindi AJ. Kokkuvõttes valiti põhjalikumaks analüüsiks välja stsenaariumid 1, 4 ja 5 lähtudes ülepingega sõlmede arvust.

*Tabel 6.3. 330 kV alajaamade pinged erinevate oleviku stsenaariumite korral (Venemaa ja Läti ekvivalentgeneraatorite pinge 362 kV)*

Mudelite analüüsiks kasutati sarnast meetodikat kui kirjeldati peatükis 5.1. Järgnevalt on käsitletud peatükis 6 kasutatud meetodika erinevusi võrreldes peatükis 5 esitatud kirjeldustega. Analüüsi teostamise eel korrigeeriti PSS/E mudelis kadude arvutamisel probleeme põhjustanud liinide OWNER väärtused ning seetõttu on selles peatükis arvatud kadude väärtused kooskõlas Elering AS teostatavate kadude arvutustega. Samuti eemaldati 110 kV ja 220 kV sõlmede pingepiirid optimeerimisel, sest selgus, et nende pingepiiride kasutamine põhjustab optimeerimise lahendi olulist muutust: suurendab Kiisa alajaamas reaktiivenergia



kompanseerimise mahtu ja vähendab Harku ja Aruküla alajaamas kompenseeritavat. Taoline lahend pakub 220 kV sõlmedes piirväärtuste vahemikku jäävat pinget, kuid põhjustab ka madalama pingetaseme Kiisa 330 kV sõlmedes, mis mõjub ebasoodsalt aktiivvõimsuse kadudele. 220 kV pingepiiride eemaldamine piirtingimuste hulgast viis kohati 1 MW võrra väiksemate kadudega lahendini. Kuna 220 kV liini pinge väljumine PSS/E mudelis kasutatavatest piiridest on võrgu seisukohalt lubatav, siis on madalamate kadudega lahendite tuvastamiseks laiemate pingepiiride kasutamine sobilik.

## **6.2 Stsenaarium 1**

Stsenaarium 1 baasmudelil esinevad laiaulatuslikud pingeprobleemid, seetõttu on selle stsenaariumi korral prioriteetne pingete viimine soovitud tasemele. Järgnevalt tabelist 6.4 selgub, et 330 kV sõlmede pinged on optimeeritud lahendite korral võrdsed ülemise pingepiiriga või sellest väiksemad ehk normaaltalitluses vastavad soovitud vahemikule. Samuti on võimalik märgata, et madalaimad on 330 kV võrgu pinged viimase lahendi, tehniline lahend (N-1) korral. Selle lahendi pinged on lähedased Elering AS pingeplaneerimise vahemikule 354 +/-1%.

*Tabel 6.4. Oleviku stsenaarium 1, pinged peamistes 330 kV sõlmedes*

Reaktorite paigutust võrgus kirjeldab tabel 6.5. Võrreldes baasmudeliga suureneb kõikides optimeeritud talitlustes reaktiivenergia tarbimine enim Püssi AJ, kus ligi 70 Mvar kulub Estlink 2 kompenseerimiseks. Püssi AJ kompenseerib liine L359, L364 täielikult ning liine L206 ja L360 osaliselt. Kuna Venemaa võrgu pinge on kõrge, siis on otstarbekas hoida Balti EJ ja Eesti EJ sõlmes võimalikult kõrget pinget, et piirata reaktiivenergia voogu Eesti võrku. Sellel

põhjusel esineb oluline reaktiivvõimsuse voog (kõikides lahendites üle 50 Mvar) Balti EJ ja Eesti EJ sõlmest Püssi AJ. Lisaks Püssi AJ sõlmele kompenseeriti kõikides lahendites enam Tartu AJ ja Tsirguliina AJ, mõlemad on Eesti võrgu seisukohalt piiri alajaamad. Minimaalse kompenseerimise korral (OPF lahend ja OPF lahend nullseisust) saavutati nendes sõlmedes pinge piirväärtus, mis taaskord näitab, et naabervõrkude kõrgete pingete korral on Eesti võrgu piiralajaamades otstarbekas pinget kõrgena hoida.

N-1 olukordades oli probleeme Rakvere AJ pinge hoidmisega, kus reaktori R1 väljasolekul piisaks 10 Mvar suurusest reaktorist pinge piiramiseks. Tartu AJ reaktori R1 või R2 väljasolekul oleks tarvis täiendavalt 40 Mvar. Tsirguliina AJ pinge on pingepiiri lähedal kui A1T trafoga ühendatud reaktorite lahutamise korral jääb sõlme alla 40 Mvar reaktoreid. Üks võimalus selle probleemi lahendamiseks on 330 kV reaktori lisamine Tsirguliina AJ, mis jääks töösse ka trafo A1T lahutamisel. Tulevikus on võimalik seda probleemi lahendada ka paigaldades mõlema Tsirguliina trafo (nii olemasoleva kui planeeritava) külge vähemalt 40 Mvar reaktoreid, kokku vähemalt mahus 90 Mvar.

*Tabel 6.5. Oleviku stsenaarium 1, alajaamades kasutatud reaktorite summaarne nimivõimsus*

Tehnilise lahendi koostamisel lisati süsteemitrafode 10 kV ja 20 kV õlgadesse reaktoreid ainult juhul kui trafode PSS/E mudelis esitatud PATL väärtus seda võimaldas. PATL väärtuse arvestamisel võeti arvesse, et kui trafo „PATL“ on 60 MVA, siis saab trafoga ühendada maksimaalselt 50 Mvar nimivõimsusega reaktori, sarnaselt mitmete PSS/E mudelis kajastatud teiste alajaamadega. Tabelis 6.6 on esitatud tehnilises lahendis kasutatud reaktorite põhiandmed

ning kirjeldatud paigutust. Tartu ja Tsirguliina sõlmes on pool lisatavast reaktorite võimsusest N-1 talitluses pingete lubatavas vahemikus hoidmiseks.

*Tabel 6.6. Oleviku stsenaarium 1, tehniline lahend (N-1) korral lisanduvad reaktorid*

OPF lahend ja OPF lahend (nullseisust) on leitud eeldades, et lisatavad kompenseerimisseadmed ühendatakse otse alajaamade 330 kV lattidele. Taoline lähenemisviis mõjutab olulisel määral arvutuslikke võrgukadusid. Kui eeldada, et kompenseerimisseadme trafo taha ühendamisega kaasneb kadude suurenemine suurusjärgus 0,5% kompenseerimisseadme nimiväärtusest, siis on võimalik saada tabelis 6.7 esitatud korrigeeritud võrgukadude väärtused, mis on võrdlemiseks paremas vastavuses kui PSS/E arvutatud väärtused.

*Tabel 6.7. Oleviku stsenaarium 1, PSS/E arvutatud aktiivkaod ja arvutuslikult korrigeeritud kaod*

\* PSS/E mudelis 330 kV lattidele ühendatud komp. seadmete lisakadu trafo taha ühendamisel (eeldades lisakadu 0,5% Qn)

Trafode kadude arvestuslik suurus 0,5% on valitud lähtudes modelleerimisel tehtud tähelepanekust, et kompenseerimisseadmete ümberpaigutamisega 330 kV lattidelt trafode tertsiaalmähisele suurenesid võrgu aktiivkaod ligikaudu 0,4..0,5% kompenseerimisseadmete nimivõimsusest. Reaktorite võimsusi on kirjeldatud nimivõimsuse kaudu, et paremini võrrelda paigaldatud reaktorite suurusi ning kogumahtu. Huvitavaks tulemuseks on nullseisust arvutatud lahendi suured korrigeeritud kaod, mille põhjuseks võib-olla nullseisust arvutamise keerukus, kuid ka trafode kadude ülehindamine.

## **N-1 analüüsi järeldused**

Võrgu N-1 talitlustes toimub arvutuste põhjal koormuse lahtumise ainult Tsirguliina A1T trafo väljalülitumisel. teiste modelleeritud olukordade korral koormuse lahtumist ei esinenud ACCC aruandes. Tegelikus võrgus teostatakse Tsirguliina A1T koormusele automaatne toite ümberlülitus Tsirguliina A1T väljalülitumise korral.

### **Stsenaarium 1 kokkuvõte**

Stsenaarium 1 baasmudelil oli suurim reaktiivenergia ülejääk Püssi AJ, kus N-1 olukordades pinget soovitud piirides püsivaks oli tarvis lisada 120 Mvar reaktoreid. Rakvere AJ lisandus 10 Mvar, Tartu AJ 40 Mvar ja Tsirguliina AJ 60 Mvar. Tartu ja Tsirguliina AJ korral piisaks normaaltalitluses pingete piiramiseks poole väiksemast reaktorite nimivõimsusest, Rakvere AJ täiendav reaktor on tarvilik pelgalt N-1 olukordades pinget piiramiseks. Stsenaariumi baasmudeli analüüsi käigus ilmnes, et kadude seisukohalt on otstarbekas hoida võimalikult kõrget pinget piirialajaamades, sest sel juhul on reaktiivenergia import minimaalne.

## **6.3 Stsenaarium 4**

Lähtuvalt tabelist 6.8 esinevad Stsenaarium 4 baasmudelil pingeprobleemid Tartu, Tsirguliina, Balti EJ ja Eesti EJ sõlmedes. Sarnaselt stsenaariumile 1 on N-1 tingimusi täitva tehnilise lahendi pinged lähedased 354 kV  $\pm 1\%$  pingevahemikule ning OPF lahendites on piirilähedaste alajaamade (Tartu, Tsirguliina, Balti EJ, Eesti EJ) pinged lubatud maksimaalse taseme lähisel.

*Tabel 6.8. Oleviku stsenaarium 4, pinged peamistes 330 kV sõlmedes*

Stsenaarium 4 korral on peamiseks probleemiks alakompenseerimine Tartu ja Tsirguliina alajaamas - kõik tabelis 6.9 esitatud lahendid soovivad nendesse alajaamadesse täiendavate reaktiivenergiat tarbivate kompenseerimisseadmete paigaldamist. Lähtuvalt tehnilisest lahendist (N-1 ei ole täidetud) on pingete minimaalseks piiramiseks tarvis lisada vähemalt 20 Mvar Tartu AJ ja 20 Mvar Tsirguliina AJ. Kui võtta lisaks arvesse pingeid N-1 olukordades, siis on tarvis lisada Sindi AJ vähemalt 20 Mvar, Tartu AJ vähemalt 40 Mvar ja Tsirguliina AJ vähemalt 50 Mvar reaktoreid.

*Tabel 6.9. Oleviku stsenaarium 4, alajaamades kasutatud reaktorite summaarne nimivõimsus*

Tabelis 6.10 on esitatud tehnilises lahendis kasutatud reaktorite põhiandmed ning kirjeldatud paigutust. Tsirguliina AJ korral on 330 kV reaktorit tarvis, et trafo A1T väljasolekul jääksid pinged soovitud vahemikku. Tartu AJ Sindi AJ puhul oli 330 kV reaktorite kasutamise põhjuseks ühenduskohtade puudus – süsteemitrafode tertsiaalmähised olid koormatud PATL väärtusele vastavate reaktoritega.

*Tabel 6.10. Oleviku stsenaarium 4, tehniline lahend (N-1) korral lisanduvad reaktorid*

PSS/E arvutuste põhjal on väikseimate võrgukadudega (tabel 6.11) nullseisust arvatud OPF lahend (selle korral on kõik kompenseerimisseadmed ühendatud otse 330 kV lattidele). Korrigeeritud kadude osas on baasmudel, OPF lahend ja tehniline lahend (N-1 ei ole täidetud) lähedaste kadudega.

*Tabel 6.11. Oleviku stsenaarium 4, PSS/E arvatud võrgukaod ja arvutuslikult korrigeeritud kaod (eeldades 0,5% suurust lisakadu kompenseerimisseadmete ühendamisel trafode taha)*

\* PSS/E mudelis 330 kV lattidele ühendatud komp. seadmete lisakadu trafo taha ühendamisel (eeldades lisakadu 0,5% Qn)

### **N-1 analüüsi järeldused**

Võrgu N-1 talitlustes toimub arvutuste põhjal koormuse lahtumise ainult Tsirguliina A1T trafo väljalülitumisel. Teiste modelleeritud olukordade korral koormuse lahtumist ei esinenud ACCC aruandes. Tegelikus võrgus teostatakse Tsirguliina A1T koormusele automaatne toite ümberlülitus Tsirguliina A1T väljalülitumise korral. Suurimaid pingeprobleeme võib põhjustada Sindi R1 väljasolek koos Paide-Sindi liiniga.

### **Stsenaarium 4 kokkuvõte**

Stsenaarium 4 baasmudelis oli suurim reaktiivenergia ülejääk Tartu ja Tsirguliina alajaamas, kuhu N-1 olukordades pinge soovitud piirides püsimiseks oli tarvis lisada vastavalt 40 ja 50 Mvar reaktoreid. Sindi AJ vajab 20 Mvar reaktorit, et N-1 olukordades pinget soovitud väärtuseni piirata.

## **6.4 Stsenaarium 5**

Stsenaarium 5 erineb stsenaariumist 4 tootmisüksuste osas: elektrienergia tootmine Eestis on enam hajutatud ning ei koonu Narva elektrijaamadesse (Eesti EJ ja Balti EJ). Import/eksport ning sisemine tarbimine on stsenaariumitel 4 ja 5 samad. Stsenaarium 5 korral võrgus esinevaid pingeid kirjeldab tabel 6.12. Tootmisüksuste hajutatud paigutus põhjustab stsenaarium 5 korral kõrgemaid pingeid kui stsenaariumis 4, näiteks Tsirguliina AJ pinged on

3,7 kV kõrgemad. Kõrgeimad pinged esinevad Tsirguliina, Tartu, Eesti EJ, Balti EJ ja Sindi alajaamas.

*Tabel 6.12. Oleviku stsenaarium 5, pinged peamistes 330 kV sõlmedes*

Lähtuvalt tabelist 6.13 on nullseisust optimeerimisel suurim reaktiivenergia puudujääk Balti EJ alajaamas, üheks peamiseks põhjuseks on Balti AJ väljuvate 330 kV liinide alakoormatus, mis põhjustab reaktiivenergia täiendavat tootmist võrreldes stsenaariumiga 4. Kasutades pingete piiramiseks võrgus olemasolevaid reaktoreid ning lisades 40 Mvar Tartu AJ on võimalik pingeid viia soovitud vahemikku. N-1 olukordades toimiva tehnilise lahenduse jaoks on võrreldes normaaltalitluse pingeid korrigeeriva lahendiga, tehniline lahend (N-1 ei ole täidetud), tarvis Paide, Sindi, Tartu ja Tsirguliina alajaamas täiendavalt reaktiivenergiat kompenseerida vastavalt 20 Mvar, 10 Mvar, 80 Mvar ja 110 Mvar.

*Tabel 6.13. Oleviku stsenaarium 5, alajaamades kasutatud reaktorite summaarne nimivõimsus*

Tabelis 6.14 on esitatud tehnilises lahendis kasutatud reaktorite põhiandmed ning kirjeldatud paigutust. Tsirguliina AJ korral on kahte 330 kV reaktorit tarvis, et trafo A1T või ühe lisatud reaktori väljasolekul jääksid pinged soovitud vahemikku. Tartu AJ ja Sindi AJ puhul oli 330 kV reaktorite kasutamise põhjuseks ühenduskohtade puudus – süsteemitrafode tertsiaalmähised olid koormatud PATL väärtusele vastavate reaktoritega.

*Tabel 6.14. Oleviku stsenaarium 5, tehniline lahend (N-1) korral lisanduvad reaktorid*

Võrgu aktiivkadude osas on väikseimad kaod baasmudelil, kus osad pinged ületavad soovitud taset ning taaskord on korrigeeritud aktiivkaod suurimad nullseisust arvatud OPF lahendi korral.

*Tabel 6.15. Oleviku stsenaarium 5, PSS/E arvatud aktiivkaod ja arvutuslikult korrigeeritud kaod*



## **Stsenaarium 5 kokkuvõte**

Tootmisüksuste paigutuse erinevuse tulemusena suurenes tehnilises lahendis Paide, Tartu ja Tsirguliina alajaama kompenseerimisvajadus võrreldes stsenaariumiga 4 ning vähenes Sindi alajaama kompenseerimisvajadus (10 Mvar võrra). Lähtuvalt nullseisust optimeeritud lahendist, oli stsenaarium 5 korral suurim reaktiivenergia ülejääk Balti AJ tulenevalt 330 kV liinide alakoormatusest ja suurest reaktiivvõimsuse genereerimisest.

### **6.5 Kokkuvõte**

Oleviku stsenaariumite analüüsi tulemustes oli mitmeid sarnasusi. PSS/E arvatud kadude osas oli sageli väikseimate kadudega nullseisust optimeeritud lahend, mille üheks põhjuseks oli kindlasti kompenseerimisseadmete paigutamine alajaamade 330 kV lattidele. Kui arvutuslikult lisada reaktorite trafodega ühendamise kaod, siis suurimate kadudega oli sama nullseisust arvatud OPF lahend. Üks võimalik põhjus võib-olla trafo kadude ülehindamine, samuti võib põhjuseks olla kompenseerimata algseisust optimeerimise keerukus. Probleemid ilmnevad kohati juba kompenseerimisseadmeteta püsitalitluse arvutamisel. Samuti oli tehniline lahend üldiselt suuremate arvutuslikult korrigeeritud kadudega kui baasmudel ning väiksemate kadudega kui N-1 olukordades toimiv mudel. Üheks põhjuseks on kindlasti tehnilise lahendiga saavutatav madalam pingetase kui baasmudeli pingetase, samuti põhjustavad täiendavad kompenseerimisseadmed lisakadusid ühendamiseks kasutatavates trafodes.

N-1 olukordades toimiva tehnilise lahendi korral olid normaaltalitluses pinged sageli 354 kV  $\pm 1\%$  pingevahemikus, mida kasutatakse võrguettevõttes normaaltalitluse planeerimisel. Eranditeks on Balti EJ ja Eesti EJ, mille sõlmes esines kõrgemaid pingeid. N-1 olukordades toimivate tehniliste lahenduste korral lisatud reaktorid on esitatud tabelis 6.16. Võimalik on märgata, et kõikides lahendites olid kasutusel täiendavad reaktorid Tartu ning Tsirguliina alajaamas.

*Tabel 6.16. Oleviku stsenaarium 1, tehniline lahend (N-1) korral lisanduvad reaktorid*



## 7 Perspektiivmodelite analüüs

Perspektiivmodelite analüüsi raames vaadeldi 3 perspektiivmodelit:

- Hiiumaa: Hiiumaa tuuleelektrijaam ja 2021 investeeringud
- Narva 0: Narva jaamade (Balti, Eesti) tootmine 0 MW (2021 investeeringud)
- Saar: Eesti saartalitus

### 7.1 Baasmudelite analüüs ja metoodika

Tabelis 7.1 on esitatud perspektiivmodelite põhisõlmede pinged normaaltalitluse olukorras. Madalast võrgukoormusest ning naabervõrkude kõrgetest pingetest tingituna on kõikides perspektiivmodelites probleeme liiga kõrgete pingetega. Saartalitluse baasmudelil on Balti AJ ühendatud bilansisõlme pinge viiteväärtus 362 kV ning väljundvõimsus piiramatult ehk Balti AJ pinget hoitakse fikseerituna 362 kV peal sõltumata reaktiivenergia kompenseerimise määrast. Kuna Balti EJ sõlmede soovitud pinge oli 361 kV või madalam, siis oli baasmudeliga püstitatud optimeerimisprobleem lahendumatu ja peatükis 7.4 langetati bilansisõlme pinget.

Kõikides tuleviku stsenaariumites on lisandunud Kilingi-Nõmme sõlmed ning Hiiumaa tuuleelektrijaamaga mudelis Aulepa ja Risti.

*Tabel 7.1. Pinged perspektiivmodelite baasolukorras*

Käesolevas peatükis kasutati analüüsi teostamisel sarnast metoodikat kui peatükis 6. Esmalt analüüsiti mudeliga kirjeldatud pingeolukorda, kontrollides pingete vastavusi soovitud

Käesolevas peatükis kasutati analüüsi teostamisel sarnast metoodikat kui peatükis 6. Esmalt analüüsiti mudeliga kirjeldatud pingeolukorda, kontrollides pingete vastavusi soovitud pingetasemele. Pingepiiride osas kasutati sarnaselt peatükile 5 kitsendatud pingevahemikku, et tagada pingearu ja arvestada võimalike mudeli ebatäpsustega. Seejärel optimeeriti võrgu reaktiivenergia kompenseerimist kasutades PSS/E OPF moodulit. Optimeerimisel kasutati kahte lähtemudelit: baasmudelit ja ilma olemasolevate seadmeteta baasmudelit. Baasmudelist lähtudes optimeeritud lahendit tähistatakse järgnevas tabelites OPF ning olemasolevate seadmeteta mudelist lähtuvalt optimeeritud lahendit OPF (nullist). Baasmudeli optimeerimisel saadud skeemi muudeti, et saada tehniliselt teostatav reaktiivenergia kompenseerimise lahendus. Lahendusele teostati N-1 analüüs, et tuvastada sõlmed, kus pinge ületaks N-1 olukorras soovitud pingevahemiku. N-1 analüüsi käigus modelleeriti generaatorite, 220..330 kV liinide, süsteemitrafode ning kompenseerimiseseadmete väljalülitusi. Vaatluse all oli olukord vahetult väljalülitumise järel ehk keelatud olid talitlust kergendavad kompenseerimiseseadmete, astmelülitite, liinide ja teste võrguelementide lülitused. Pingeprobleemidega sõlmede pingepiire vähendati OPF arvutustes ning lahenduse põhjal suurendati OPF lahendi soovitatud sõlmedes reaktiivenergia kompenseerimiseseadmete arvu või võimsust vastavalt olukorrale. N-1 analüüsi ja optimeerimist korrati kuni leiti pingetase ja kompenseerimise lahendus, mille kaod normaaltalitluses on minimaalsed ja mis tagaks N-1 talitlustes 330 kV sõlme pingete vastavuse soovitud vahemikule.

Kadude tabelites on esitatud ka arvutuslikud kaod, mis kirjeldavad kadusid, kui 330 kV pingele ühendatavate seadmete asemel ühendada kompenseerimiseseadmed läbi trafo. Arvutuslike kadude korral eeldatakse trafo kadude suurusena 0,5%.

## **7.2 Stsenaarium 1: Hiiumaa tuuleelektrijaam ja 2021 investeeringud**

Tabel 7.2 põhjal olid Hiiumaa tuuleelektrijaama stsenaariumis pinged soovitud tasemel Kirde-Eestis (Püssi, Balti ja Eesti alajaamas) ja eriti kõrged Aulepa, Risti, Kilingi-Nõmme, Sindi, Tartu ja Tsirguliina alajaamas. Tabelites 7.2 ja 7.3 esitatud pingete põhjal viivad optimeerimise lahendid Rakvere, Tartu ja Tsirguliina alajaamas pinge ülemisele soovitud tasemele. Üldine võrgu pingetase on lahendites pigem kõrge ning ühtlane: madalaim pinge OPF lahendites on 356,2 kV ning kõrgeim 362,0 kV ehk 330 kV alajaamade suurimad pingetasemete erinevused on väiksemad kui 2% nimipingest. Tehnilise lahendi korral on pinged oluliselt madalamad kui teiste optimeerimise lahendite korral. Peamiseks põhjuseks on Sindi alajaamas trafo A2T külge ühendatud 100 Mvar koguvõimsusega reaktorid, mille väljalülitumine põhjustab suuri

pingemuutusi nii Sindi alajaamas kui ka teistes naabruskonna alajaamades. Tehnilise lahendi mudelis põhjustab Sindi A2T väljalülitamine Sindi sõlmes 11,7 kV ja Kilingi-Nõmme alajaamas üle 9,7 kV suuruse muutuse. Normaaltalitluses peab pingearu ületama need väärtused, et N-1 talitluses jääksid pinged soovitud piiridesse.

*Tabel 7.2. Perspektiivmudel 1, pinged baasmudelist lähtuvalt optimeeritud mudelites*

Tabelis 7.4 esitatud nullseisust optimeeritud lahendid näitavad, et Risti sõlmes kompenseerimise alternatiiviks normaaltalitusel on suuremahulisem kompenseerimine Harku, Püssi ja Sindi alajaamas, mis võimaldab vähendada kompenseerimist Aruküla ja Kilingi-Nõmme sõlmes. Samuti selgub nullseisust arvatud lahenditest, et liini L511 väljalülitamisega on võimalik summaarset kompenseerimisvajadust vähendada 90 Mvar võrra, sellest enamik (54 Mvar) Aruküla alajaamas. Liini väljalülitamisega kaasneb kompenseerimisvajadus Rakvere ja Tartu alajaamas. Nullseisust arvatud lahendites ületab kompenseerimisvajadus võrku paigaldatud ja planeeritud reaktorite võimsust Harku, Kilingi-Nõmme, Paide, Rakvere ja Sindi alajaamas (juhul kui Risti alajaamas kompenseerimine ei olnud lubatud).

*Tabel 7.4. Perspektiivmudel 1 (Hiiumaa), alajaamades kasutatud reaktorite nimivõimsus nullseisust optimeeritud lahendite korral, baasmudel ja tehniline lahend võrdluseks*

Tabelis 7.5 on optimeerimisel võetud arvesse olemasolevate ja planeeritud kompenseerimis-seadmete paigutust. Lahenditest selgub, et liini L511 väljalülitamisega on võimalik vähendada tarvilikku kompenseerimisvajadust 70...80 Mvar (eelnevas lõigus nullseisust optimeerides oli sama väärtus 90 Mvar). Kompenseerimine Risti ja Kilingi-Nõmme sõlmes ei mõjuta oluliselt võrgu summaarset kompenseerimisvajadust normaaltalitluses, kuid mõjutab reaktiivenergia kompenseerimise paigutust: Risti ja Kilingi-Nõmme alajaamas kompenseerimine võimaldab vähendada kompenseerimisvajadust Sindi ja Tartu alajaamas. N-1 talitlusi arvesse võttes tuleb siiski ka Risti ja Kilingi-Nõmme alajaamas kompenseerides suurendada kompenseerimise võimekust Sindi ja Tartu alajaamas peamiselt Sindi A2T väljalülitumise (millega kaasneb 100 Mvar koguvõimsusega reaktorite kaotus) korral pingete piiramiseks.

*Tabel 7.5. Perspektiivmudel 1 (Hiiumaa), alajaamades kasutatud reaktorite nimivõimsus baasmudelist lähtuvalt optimeeritud mudelites*

Tehnilise lahendi puhul lisatud reaktoritest (tabel 7.6) kompenseerib Kilingi-Nõmme AJ paigutatud reaktor osaliselt Kilingi-Nõmme alajaamaga ühendatud liine ning vähendab seeläbi Kilingi-Nõmme AJ pinget sõltuvust Kilingi-Nõmme Sindi alajaamaga ühendava liini

töösolekust. Tsirguliina 30 Mvar (330 kV) reaktor piirab pinget Tsirguliina reaktorite R1 ja R2 väljalülitumisel. Mõlema Tsirguliina trafo 10 kV mähisele saaks paigaldada lisaks kuni 20 Mvar, seetõttu Tsirguliina 330 kV reaktori alternatiiviks on R1 ja R2 laiendamine 50 Mvar võimsuseni ning 10 Mvar 330 kV reaktori paigaldamine, et tagada 60 Mvar reaktorite töösolek ühe Tsirguliina süsteemitrafo katkestuse korral. Tabelis esitatud lahendi puuduseks on Tsirguliina reaktori katkestuse korral pingepiiri ületus 0,04 kV võrra, mille katmine võib olla otstarbekam generaatoritega. Tartu AJ täiendavate reaktorite eesmärgiks on Tartu AJ reaktori või Sindi A2T trafo katkestuse korral Tartu AJ pinget piirata. Sindi AJ täiendava reaktori eesmärgiks on pinge piiramine Sindi A2T väljasolekul. Ilma Risti ja Kilingi-Nõmme reaktorita oleks tarvis Harku AJ, Sindi AJ ja Tartu AJ täiendavat kompenseerimist, et tagada pingete vastavaus soovitud N-1 talitlustes.

*Tabel 7.6. Tehniline lahend (N-1) korral lisanduvad reaktorid*

Tabelis 7.7 esitatud kadude põhjal on modelleeritud võrgutalitluses otstarbekas liini L511 väljalülitamine, mis ei põhjusta kadude olulist suurenemist, kuid võimaldab eelnevast lähtuvalt vähendada võrgu kompenseerimisvajadust suurusjärgus 70...80 Mvar. Reaktiivenergia kompenseerimine Kilingi-Nõmme alajaamas on kadude seisukohalt olulise mõjuta ning Risti sõlmes kompenseerimine pakub mudeli põhjal aktiivkadude vähenemist 0,3 MW suurusjärgus. Tehnilise lahendi kaod on suurimad tulenevalt madalamatest võrgupingetest ja täiendavalt lisatud reaktorite kadudest.

*Tabel 7.7. Perspektiivmudel 1 (Hiiumaa), PSS/E arvatud aktiivkaod ja arvutuslikult korrigeeritud kaod*



\* – PSS/E mudelis 330 kV lattidele ühendatud komp. seadmete lisakadu trafo taha ühendamisel (eeldades lisakadu 0,5% Qn)

a – Eestis asuvate tootmisüksuste  $Q=0$

b – Kilingi-Nõmme sõlmes kompenseerimine ei ole lubatud

c – Risti sõlmes kompenseerimine ei ole lubatud

d – Liin L511 tööst välja viidud

## **Stsenaarium 1 (Hiiumaa) kokkuvõte**

Stsenaariumis 1 on kompenseerimise seisukohalt võtmeküsimuseks kompenseerimine Sindi sõlmes ning reaktiivenergia kompenseerimine Sindi A2T väljalülitumise korral. Sindi ja Tartu alajaama kompenseerimisvajadust on võimalik vähendada reaktiivenergia kompenseerimisega Risti ja Kilingi-Nõmme alajaamas ning liini L511 väljalülitamisega. Kadude seisukohalt vähendab kompenseerimine Risti alajaamas kadusid. Liini L511 väljalülitamise mõjud sõltuvad lisatud reaktorite ühendusviisist ning kaasnevatest kadudest, mudeli põhjal suurenevad võrgukaod kuni 0,2 MW. Võttes arvesse olemasolevate ja planeeritud reaktorite paigutust on otstarbekas kaaluda täiendavate reaktorite paigutamist Kilingi-Nõmme (20 Mvar), Risti (30 Mvar), Sindi (70 Mvar), Tartu (50 Mvar) ja Tsirguliina (30 Mvar) alajaama.

## **7.3 Stsenaarium 2: Narva elektri jaamade kogutootmine 0 MW ja 2021 investeringud**

Narva jaamade kogutootmise 0 MW korral on pinged Kirde-Eestis (Püssi, Eesti EJ, Balti EJ) madalamad kui ülejäänud Eestis ning kõrgeimad pinged esinevad Kilingi-Nõmme alajaamas (tabel 7.8). Võrgus olemasolevaid ja planeeritud seadmeid arvestavates optimeerimise lahendites on sõlmede pinged üldiselt vahemikus 358...362 kV. Erandiks on Aruküla sõlm lahendis OPF (a, c). Põhjuseks on eeldatavasti reaktiivenergia puudujääk Harku alajaamas, mille kompenseerimiseks Aruküla alajaamas hoitakse mõlemat 50 Mvar reaktorit töös. Tabel 7.9 OPF (a, c, d) lahend toetab seda seisukohta: nullist optimeerimise lahendi põhjal oleks Arukülas vaja 30 Mvar ja Harkus 110 Mvar, kuid 2021 investeringuid arvesse võttes on Harkus saadaval ainult 80 Mvar ja Arukülas 110 Mvar ehk Harkus on puudu 30 Mvar, mille kompenseerimiseks ei piisa Aruküla 50 Mvar reaktori 20 Mvar suuruselt ülejäägist.

Nullseisust optimeeritud lahenditest on OPF (a, d) pingete põhjal üle kompenseeritud, kõikides sõlmedes on võrreldes lubatud pingega varu erinevalt lahendist OPF (a, c, d), mille korral 330 kV põhisõlmede pingeerinevus on 1 kV piires. Tehnilise lahendi mudeli korral põhjustab Sindi

A2T väljalülitus Sindi sõlmes 11,7 kV suuruse pingemuutuse ja Kilingi-Nõmme alajaamas üle 9,6 kV suuruse muutuse. Normaaltalitluses peab pingevaru ületama need väärtused, et N-1 talitluses jääksid pinged soovitud piiridesse. Seetõttu on Kilingi-Nõmme AJ ja Sindi AJ pinged oluliselt madalamad kui OPF lahendites. Pingetest lähtudes võib Aruküla madala pingepõhjus olla sarnane lahendile OPF (a, c): Aruküla reaktoreid kasutatakse Harku AJ pingete piiramiseks. N-1 talitluste põhjal on Harku AJ kõrgeimad pinged Sindi A2T väljasolekul ning selles olukorras ilma ühe Aruküla reaktorita võiksid Harku AJ pinged ületada soovitud pingevahemiku piiri.

*Tabel 7.8. Perspektiivmudel 2 (Narva 0), 330 kV põhisõlmede pinged*

Tabel 7.9 põhjal on optimeerimise lahendites mitmeid sarnasusi eelneva perspektiivmudeli lahendustega. Liini L511 väljalülitamisega on võimalik vähendada tarvilikku kompenseerimisvajadust 60...70 Mvar võrra. Kompenseerimine Kilingi-Nõmme sõlmes ei mõjuta oluliselt võrgu summaarset kompenseerimisvajadust normaaltalitluses, kuid mõjutab reaktiivenergia kompenseerimise optimaalset paigutust: Kilingi-Nõmme alajaamas 30 Mvar kompenseerimine võimaldab vähendada kompenseerimisvajadust Sindi alajaamas 40 Mvar ja 4 Mvar Tartu alajaamas. Paraku suureneb Paide alajaamas kompenseerimisvajadus 11 Mvar. N-1 talitlusi arvesse võttes tuleb siiski ka Kilingi-Nõmme alajaamas kompenseerides suurendada kompenseerimise võimekust Sindi ja Tartu alajaamas peamiselt Sindi A2T

väljalülitumise (millega kaasneb 100 Mvar koguvõimsusega reaktorite kaotus) korral pingete piiramiseks.

Nullseisust optimeerimisel on peamiseks erinevuseks väiksem kompenseerimine Aruküla ja Kiisa alajaamas. Aruküla alajaamas piisaks liini L511 väljalülituse korral lähtuvalt lahendist OPF (a, c, d) ühe olemasoleva Aruküla reaktori töösolekust. Paraku oleks selleks vaja Harku alajaamas enam kompenseerida. Nullseisust optimeeritud lahendite osas on huvitav tulemus suuremahuline kompenseerimine Kilingi-Nõmme alajaamas, kus esinesid baasmudelisis kõrgeimad pinged.

*Tabel 7.9. Perspektiivmudel 2 (Narva 0), alajaamades kasutatud reaktorite summaarne nimivõimsus*

Tehnilise lahendi korral lisandunud reaktorite paigutust ja põhiparameetreid kirjeldab tabel 7.10. Kilingi-Nõmme AJ paigutatud reaktorid kompenseerivad osaliselt Kilingi-Nõmme alajaamaga ühendatud liine ning vähendavad seeläbi Kilingi-Nõmme AJ pinget sõltuvalt Kilingi-Nõmme Sindi alajaamaga ühendava liini töösolekust. Sindi AJ täiendava reaktori eesmärgiks on pinget piiramine Sindi A2T väljasolekul. Tartu AJ täiendava reaktori eesmärgiks on Tartu AJ pinget piiramine Tartu AJ reaktori R1, R2 või Sindi A2T väljasolekul. Tsirguliina

30 Mvar (330 kV) reaktor piirab pinget Tsirguliina reaktorite R1 ja R2 väljalülitumisel. Mõlema Tsirguliina trafo 10 kV mähisele saaks paigaldada lisaks kuni 20 Mvar, seetõttu Tsirguliina 330 kV reaktori alternatiiviks on R1 ja R2 laiendamine 50 Mvar võimsuseni ning 10 Mvar 330 kV reaktori paigaldamine, et tagada 60 Mvar reaktorite töösolek ühe Tsirguliina süsteemitrafo katkestuse korral.

*Tabel 7.10. Tehniline lahend (N-1) korral lisanduvad reaktorid.*

Tabeli 7.11 põhjal on liini L511 lülitamise mõjud võrgukadudele väiksed. Kuna lähtuvalt eelnevast võimaldab liini lülitus vähendada kompenseerimist võrgus 60..70 Mvar võrra, siis kasutati liini L511 väljalülitust ka tehnilise lahendi korral, sarnaselt eelmisele stsenaariumile. Reaktiivenergia kompenseerimine Kilingi-Nõmme alajaamas on kadude seisukohalt olulise mõjuta, sarnaselt eelnevale lahendile. Kilingi-Nõmme sõlmes kompenseerimist kasutati tehnilise lahendi korral peamiselt N-1 talitlustes pingete piiramiseks ning Sindi ja Tartu AJ kompenseerimisvajaduse vähendamiseks. Tehnilise lahendi kaod on suurimad tulenevalt madalamatest võrgupingetest ja täiendavalt lisatud reaktorite kadudest.

*Tabel 7.11. Perspektiivmudel 2 (Narva 0), PSS/E arvutatud aktiivkaod ja arvutuslikult korrigeeritud kaod.*

## **Stsenaarium 2 (Narva 0) kokkuvõte**

Stsenaariumi 2 tehniline lahendus kasutas reaktiivenergia kompenseerimise vajaduse vähendamiseks liini L511 väljalülitust, mis lähtuvalt modelleerimise tulemustest vähendab kompenseerimise vajadust 60..70 Mvar ning ei põhjusta olulisi lisakadusid. Reaktiivenergia ja pingete seisukohalt on stsenaarium 2 võtmeküsimuseks kompenseerimine Sindi sõlmes ning reaktiivenergia kompenseerimine Sindi A2T väljalülitumise korral. Võttes arvesse olemasolevate ja planeeritud reaktorite paigutust on otstarbekas kaaluda täiendavate reaktorite paigutamist Kilingi-Nõmme (40 Mvar), Sindi (70 Mvar), Tartu (50 Mvar) ja Tsirguliina (30 Mvar) alajaama. Oluline on lisatavate seadmete sõltumatus olemasolevatest süsteemitrafodest, mille kaudu on ühendatud olemasolevad ja planeeritud Sindi, Tartu ja Tsirguliina reaktorid, sest lisatavatel reaktoritel on oluline roll võrgu N-1 talitlustes pingete piiramisel.

### **7.4 Stsenaarium 3: Eesti elektrivõrgu saartalitus**

Eesti elektrivõrgu saartalitluse korral on probleemiks liiga kõrge pingetase (tabel 7.12) kui bilansisõlmes on pingeks 362 kV, generaatorite toodetav Q on algsel tasemel ja olemasolevad reaktorid on töös lähtuvalt algsest mudelist (Balti EJ, Tartu ja Virtsu alajaamas on töös ainult üks reaktor). Optimeerides reaktiivenergia kompenseerimist ilma arvestamata olemasolevaid seadmeid ning bilansisõlme pingetuhtimise võimalust saavutab PSS/E pinge, mis on lähedane soovitud pingevahemiku ülemisele piirile. Optimeerides lähtuvalt olemasolevast ja planeeritud kompenseerimisseadmete paigutusest, on võimalik samuti pingepiiride lähedasi pingeid saavutada.

Lahendite OPF (a) ja OPF (a, b) arvutamisel kasutati võrgu reaktiivenergia bilansi muutmiseks täiendavalt liini L511 lülitamist, võrgu pingetuhtimist ning OPF lahendite arvutamisel viidi Eestis asuvate generaatorite reaktiivenergia tootmine nulli. Erandiks jäi bilansisõlme generaator (ühendatud Balti AJ sõlme), mis jäi pingetuhtimisele. Lahendis OPF (a) kasutati bilansisõlmes pingena 358,05 kV, sellel pingel oli generaatori reaktiivenergia tootmine -20,34 Mvar. Lahendis OPF (a, b) kasutati pingena 356,7 kV, generaatori reaktiivenergia tootmine -6,05 Mvar.

Tehnilise lahendi koostamisel kasutati liini L511 väljalülitust tulenevalt liini madalast koormatusest ning langetati bilansisõlme pinget väärtuseni 1.0709 sü ehk 353.4 kV. Täiendavalt teostati järgnevas lõigus kirjeldatud reaktorite lülitused. Sellise bilansisõlme pinge ja võrgukonfiguratsiooni korral tootis bilansisõlm 41 Mvar, millest enamik läks Eesti EJ generaatorite reaktiivenergia tarbimise katmiseks.

Reaktiivenergia kompenseerimise paigutust erinevate lahendite korral kirjeldab tabel 7.13. Ilma olemasolevaid ja planeeritud seadmeid arvestamata, tabelis 7.13 OPF (nullseisust), oleks otstarbekas kompenseerida enim Sindi AJ. Erinevus võrreldes Sindi AJ saadaval oleva reaktorite koguvõimsusega (150 Mvar) on ligi 40 Mvar. Samuti selgub lahendist, et Aruküla ja Kiisa alajaamas võiks kompenseerimist vähendada. Planeeritud võrgukonfiguratsioonile tuginevas lahendis, OPF, on erinevused väiksemad, peamised erinevused on Balti EJ, Paide ja Sindi alajaamas täiendav reaktiivvõimsuse kompenseerimine. Balti AJ korral on võimalik olemasolevate reaktoritega saavutada OPF lahendi lähedane kompenseerimine viies töösse kõik Balti AJ reaktorid (kokku 100 Mvar). Paide AJ puhul on puudujääk 17 Mvar ja Sindi AJ korral 13 Mvar.

N-1 talitlustes toimiv lahendus, tehniline lahend (b), kasutab reaktiivenergia kompenseerimiseks liini L511 lülitust, bilansisõlme pinge langetamist ning võrgus paiknevaid reaktoreid. Võrreldes algse talitlusega on välja lülitatud reaktorid Balti alajaamas, vähendatud kompenseerimist Püssi AJ (50 Mvar võrra) ning suurendatud kompenseerimist Tartu AJ (50 Mvar võrra) ja Virtsu AJ (20 Mvar võrra).

Tabelis 7.14 esitatud kadude põhjal on väikseimad kaod nullseisust OPF lahendil kui kompenseerimisseadmed paigaldada 330 kV pingele. Kadude seisukohalt on järgmised OPF (a, b), tehniline lahend (b) ja OPF (a), mille kaod on 0,3...0,5 MW võrra väiksemad kui baasmudelil. Lähtuvalt kadudest on võimaldab liini L511 väljalülitus kadusid vähendada.

*Tabel 7.14. Perspektiivmudel 3 (Eesti saartalitus), PSS/E arvutatud aktiivkaod ja arvutuslikult korrigeeritud kaod*

a – Eestis asuvate tootmisüksuste  $Q=0$  (v.a. bilansisõlm Balti)

b – Liin L511 on välja lülitatud

\* PSS/E mudelis 330 kV lattidele ühendatud komp. seadmete lisakadu trafo taha ühendamisel (eeldades lisakadu 0,5%  $Q_n$ ).

### **Stsenaarium 3 (Eesti saartalitus) kokkuvõte**

Stsenaarium 3 korral töötas Eesti ülekandevõrk saartalitluses ning oli madala koormusega. Sellise mudeli korral oli võimalik pingeid piirata ning kadusid vähendada viies tööst välja liini L511, Balti AJ reaktorid, vähendades kompenseerimist Püssi AJ ning suurendades kompenseerimist Tartu AJ. Lisaks langetati ekvivalentgeneraatori 201 pinget väärtuseni 1,0709; sellel pingel tootis generaator 41,1 Mvar reaktiivenergiat.

### **7.5 Kokkuvõte**

Esimeses kahes perspektiivmudelis (Hiiumaa tuuleelektrijaam ja Narva jaamade kogutootmine 0 MW) oli reaktiivenergia kompenseerimise seisukohalt võtmeküsimuseks reaktiivenergia kompenseerimine Sindi AJ sõlmes. Seotud probleemiks oli reaktiivenergia kompenseerimine Sindi A2T rikke korral kui Sindi AJ väheneb kompenseerimine 100 Mvar võrra. Mõlemas mudelis oli võimalik Sindi AJ kompenseerimisvajadust vähendada lisades reaktori Kilingi-Nõmme alajaama ning lülitades välja liini L511. Liini L511 lülitus vähendas reaktiivenergia kompenseerimise vajadust võrgus 60...90 Mvar võrra, sõltuvalt optimeeritud talitlusest, ning suurendas modelleeritud olukordades kadusid kuni 0,2 MW. Hiiumaa tuulepargi mudelis oli täiendavalt võimalik lisada reaktor Risti alajaama, mis vähendab kompenseerimisvajadust Sindi AJ ja Harku AJ ning vähendab võrgukadusid suurusjärgus 0,3 MW.

Võttes arvesse olemasolevate ja planeeritud reaktorite paigutust on stsenaarium 1 ja 2 mudelite põhjal otstarbekas kaaluda täiendavate reaktorite paigutamist Kilingi-Nõmme (20...40 Mvar), Risti (30 Mvar), Sindi (70 Mvar), Tartu (50 Mvar) ja Tsirguliina (30 Mvar) alajaama. Oluline on lisatavate seadmete sõltumatus olemasolevatest süsteemitrafodest, mille kaudu on ühendatud olemasolevad ja planeeritud Sindi, Tartu ja Tsirguliina reaktorid, sest lisatavatel reaktoritel on oluline roll võrgu N-1 talitlustes pingete piiramisel.

Perspektiivmudeliga 3 kirjeldatud Eesti ülekandevõrgu saartalitluse korral on võimalik võrgu reaktiivenergia kompenseerimisvajadust vähendada kasutades liini L511 väljalülitust ning võrgu pingetaset kontrollida generaatoriga. Modelleeritud olukorras reaktiivenergia kompenseerimiseks piisas võrgus olemasolevatest reaktoritest.



## Kokkuvõte

Käesoleva uurimistöö eesmärgiks oli analüüsida Eesti elektrisüsteemi reaktiivvõimsuse tasakaalu ja määrata majandus-tehniliselt optimaalsed asukohad ning võimalused selle kompenseerimiseks. Samuti oli uurimistöös olulisel kohal Eesti elektrisüsteemis kasutatavate uute kahekorruseliste liinide reaktiivvõimsuse kompenseerimise olemus ja seda tüüpi ülekandeliinide modelleerimismudelite koostamine.

Kokkuvõtvalt on uurimistöö põhilised tulemused järgmised:

- Reaktiivvõimsuse tasakaalu reguleerimiseks kasutatakse kompenseerimiseadmeid, millede tüüp oleneb konkreetsest elektrivõrkudest ja selle kitsaskohtadest. Kui tarvidus on tagata ainult reaktiivvõimsuse staatiline tasakaal, siis piisab kõige tavalisematest reaktoritest ja kondensaatorpatareidest. Kui võrgus on täiendavalt tarvis tagada ka reaktiivvõimsuse dünaamiline tasakaal, sh lahendada võrgu stabiilsuse ja/või elektri kvaliteediga seotud küsimusi, siis on kasutusel komplekssemad seadmed.
- Ülekandeliinidel kaasnevad mitmesuguste lülitustoimingutega (liinide sisse- ja väljalülitamine, ATL-i tsüklid) siirdeprotsessid, mille käigus võivad tekkida isolatsioonile ja lülititele ohtlikud liigpinged. Kui kompenseerimisaste on lähedal väärtusele „1“, st kui on tegu täieliku või peaaegu täieliku kompenseerimisega, siis võib tekkida põhisagedusliku resonantsi oht. On leitud, et liigpingete piiramiseks kvaasistatsionaarsetel asümmeetrilistel talitlustel ei tohiks kompenseerimisaste olla vahemikus  $0,765 \leq K \leq 1,012$ . Vastasel juhul tuleb üks põikreaktor välja või sisse lülitada, või lülitada tähtlülituses reaktorite nullpunkti ja maa vahele täiendav maandusreaktor.
- Võrgu (liinide) suurem koormatus vähendab lülitusliigpingete levikut, sealhulgas 110 kV ja lõpptarbija juurde. 330 kV lülitusliigpingete mõju 110 kV seadmetele ja lõpptarbijatele madalpingevõrgus ei ületa reeglina seadmete pingetalutavuse piire, eriti kui võtta arvesse ka erinevatele pingestmetele paigutatud liigpingepiirikute piiravat mõju.
- Ülekandeliinide erinevad konfiguratsioonid avaldavad tarbitavale ja toodetavale reaktiivvõimsusele teatud mõju, kuid küllaltki suures mõõtmete vahemikes olid muutused reaktiivvõimsustes küllaltki väiksed, jäädes mõne protsendi piiresse. Erinevused on niivõrd väiksed, et märgatavaid erinevusi liini reaktiivvõimsuste

tasakaalus liini konfiguratsiooniga muuta ei ole otstarbekas. Selliste liinide projekteerimisel jäävad üldjuhul määravaks pigem muud kaalutlused.

- Lähtuvalt mineviku stsenaariumite analüüsile saab järeldada, et kõige suuremat mõju Eesti elektrisüsteemi pingetele avaldab liini L511 seesolek. Iga vaadeldud stsenaariumi puhul on vaja lisada täiendavaid kompenseerimisseadmeid erinevatesse alajaamadesse mahus 51...130 Mvar. Lisakriteeriumina tuli kõikide stsenaariumite puhul välja vajadus kompenseerida reaktiivvõimsust Kiisa alajaamas (20...75 Mvar).
- Oleviku stsenaariumite analüüsi baasil saab järeldada, et Tsirguliina A1T trafo koormuse ja reaktori samaaegne väljalülitus võib põhjustada ülepingeid Tsirguliina AJ sõlmedes. Tsirguliina AJ pingeid on võimalik piirata soovitud tasemeni kui lisada Tsirguliina AJ reaktoreid 30..80 Mvar mahus (võrreldes planeeritud 60 Mvar reaktorite koguvõimsusega).
- Oleviku stsenaariumi 1 tulemustest on oluliseim tõdeda, et reaktiivvõimsuse kompenseerimise põhiraskus Püssi AJ piirkonda, millest tulenevalt tekkis vajadus 120 Mvar täiendava kompenseerimisvõimekuse järele. Samuti saab kokkuvõtvalt lisada, et kui tegemist on võrgus harva esineva talitlusega, siis võib olla võimalik täiendavate reaktorite tarvilikku võimsust vähendada kasutades osa reaktiivvõimsuse kompenseerimiseks Eesti EJ või Balti EJ generaatoreid.
- Perspektiivstsenaariumite analüüsi põhjal (olukorras kus Eesti ja Läti võrgus on koormus madal ja pinged kõrged) on tulevikus üheks võtmeküsimuseks reaktiivvõimsuse kompenseerimine Kilingi-Nõmme sõlme piirkonnas (Kilingi-Nõmme, Sindi ja Tartu alajaam). Pingetaseme tagamiseks Kilingi-Nõmme alajaamas on tarvilik tähelepanu pöörata Sindi A2T ning Sindi ja Kilingi-Nõmme vahelise liini rikete mõjudele. Nende rikete mõju vähendamiseks on üks võimalus Kilingi-Nõmme alajaama reaktorite paigaldamine 40 Mvar mahus, mis võimaldaks Kilingi-Nõmme alajaamas kompenseerida osa Tartu ja Kilingi-Nõmme ning Sindi ja Kilingi-Nõmme vahelise ülekandeliini toodetavast reaktiivvõimsusest.
- Perspektiivstsenaariumi põhjal on otstarbekas kompenseerida reaktiivvõimsust suures mahus Sindi alajaamas. Kui võtta arvesse olemasolevate ja planeeritud seadmete paigutust ning võrgu toimivust N-1 olukordades, on otstarbekas kuni 70 Mvar reaktori täiendav paigutamine Sindi AJ. Selle tulemusena on võimalik vähendada Sindi A2T väljasoleku mõju.

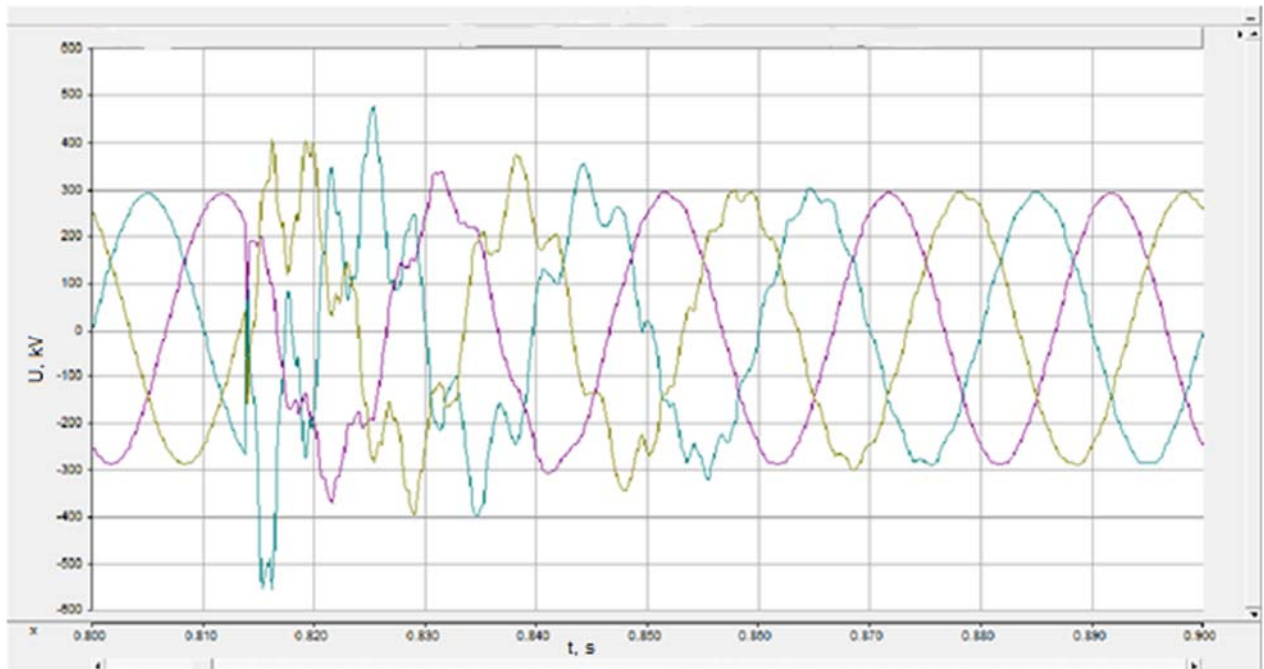
- Oleviku ja perspektiivstsenaariumite alusel saab väita, et Läti ja Eesti ülekandevõrgu kõrgete pinget korral võib olla tarvilik Tartu alajaama täiendavate reaktorite, mis ei ole sõltuvuses Tartu alajaama trafodest, paigutamine. Reaktorite tarvilik koguvõimsus on 50...80 Mvar.
- Eesti saartalitluse stsenaariumi põhjal on võimalik madala koormuse korral olemasolevate reaktorite, liini L511 väljalülituse ja sobiva võrgu pingetaseme valiku korral saavutada pingete seisukohalt sobilik võrgu normaaltalitus.
- Majandusliku analüüsi alusel on reaktiivvõimsuse staatilise taseme kompenseerimiseks otstarbekas kasutada statsionaarseid reaktoreid. Ilma täiendava dünaamika analüüsita ei ole alust keerulisemate ja kallimate seadmete hankimiseks.

Võimalike edasiste uuringute teemadena saab välja tuua järgmist:

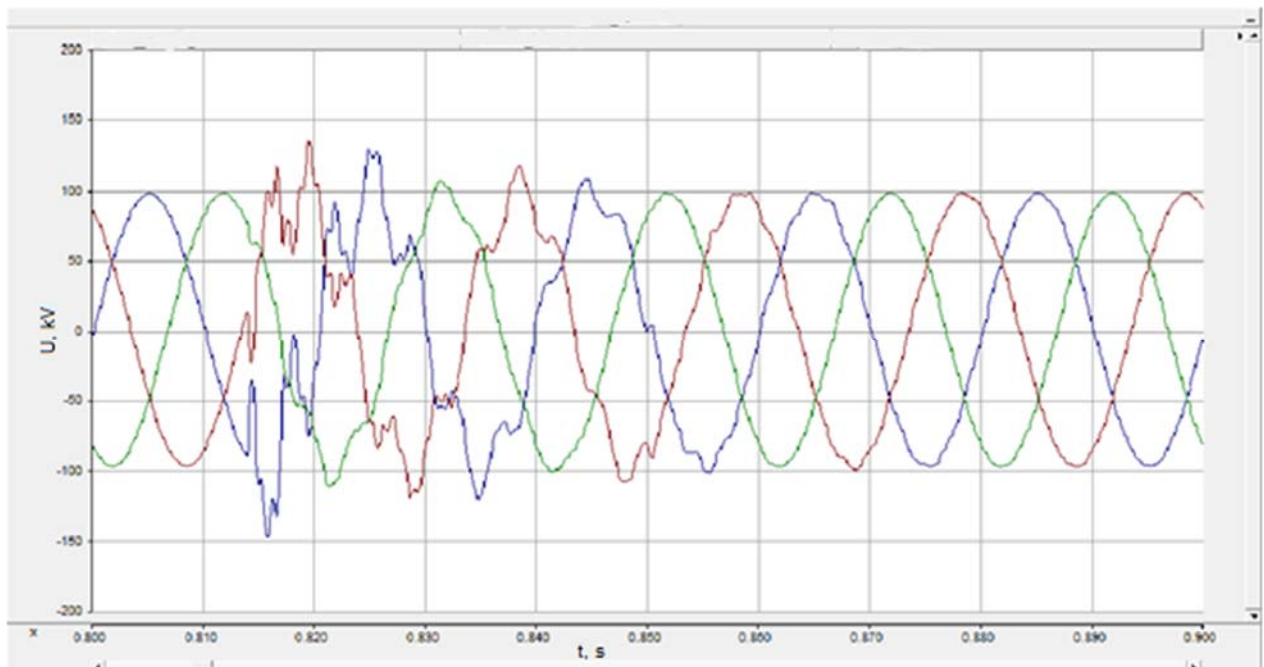
- Ülekandevõrgu lühiste mõju lülitusliigpingetele;
- Kahekorruselises liinis indutseeritavate pingete suurused ja mõjud;
- Reaktiivvõimsuse turud, nende põhimõtted ja pinge reguleerimise hinna (EUR/ $\Delta$ kV) määratlemine;
- Kadude põhjuste dünaamika ja majanduslik seos;
- Tunnipõhine reaktiivvõimsuse kompenseerimisvajaduse tehnilis-majanduslik analüüs ja tasakaalupunktide määratlemine;
- Elektrisüsteemi ekvivalentide koostamise analüüs, sh vastavate mudelite täpsustamine, ja mõju hindamine;
- Võrgumudelite analüüsimine ja täpsustamine;
- Dünaamikaprotsesside modelleerimine ja analüüsid ning mõjude kaardistamine tuleviku süsteemi arenguid arvestades.

## Lisa 1 Siirdeprotsesside modelleerimise tulemused

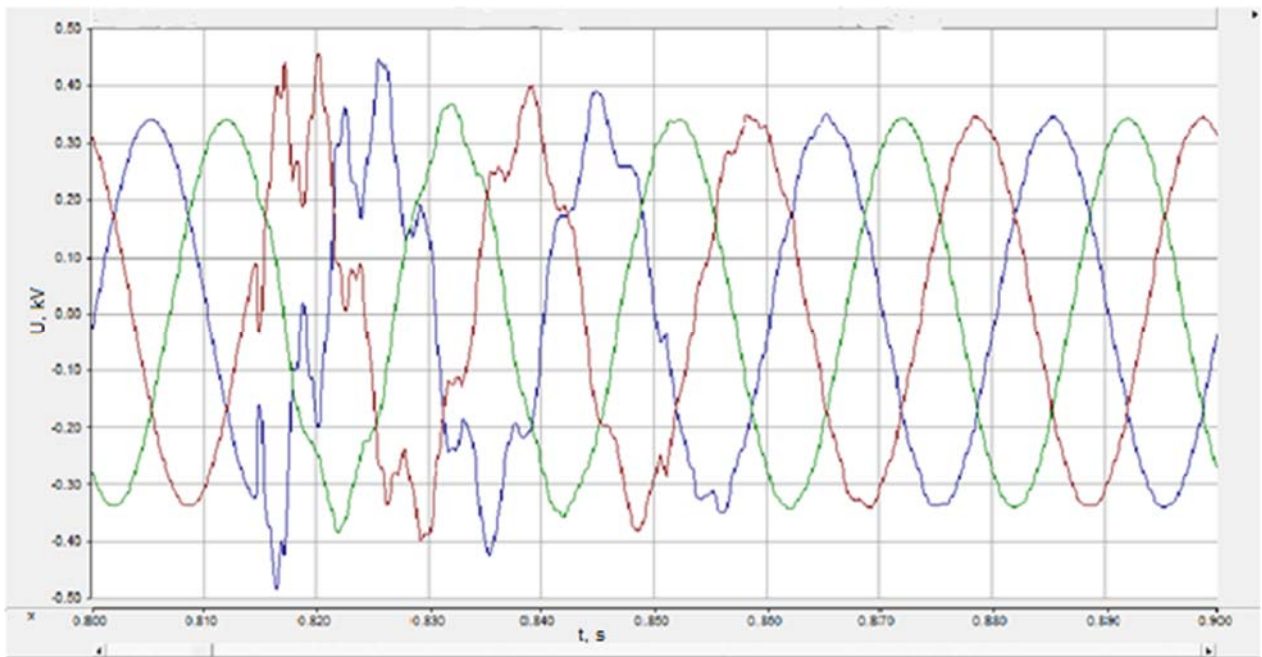
### Lisa 1.1 Stsenaariumi 1 kohased pingekõverad



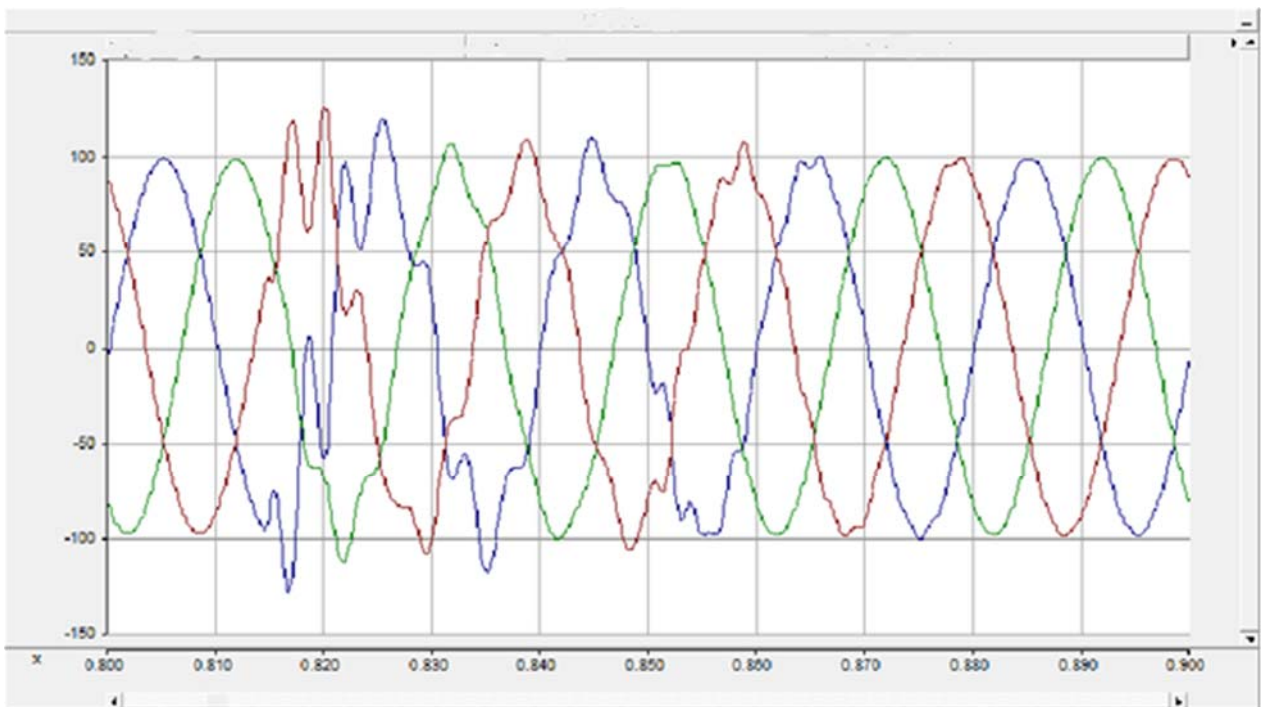
Joonis L1.1. Alajaama E 330 kV latipinged taaslülitusel (stsenaarium 1)



Joonis L1.2. Alajaama G 110 kV latipinged taaslülitusel (stsenaarium 1)

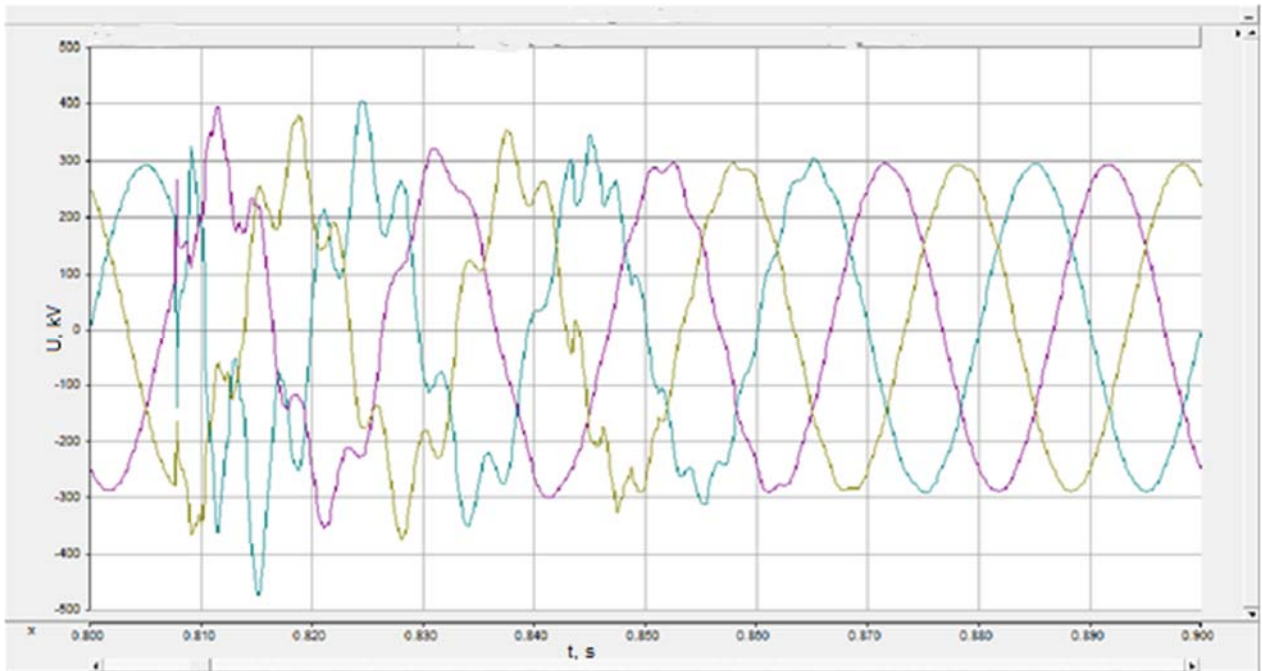


Joonis L1.3. Alajaamast G toidetava jaotusvõrgu (0,4 kV) pinged taaslülitusel (stsenaarium 1)

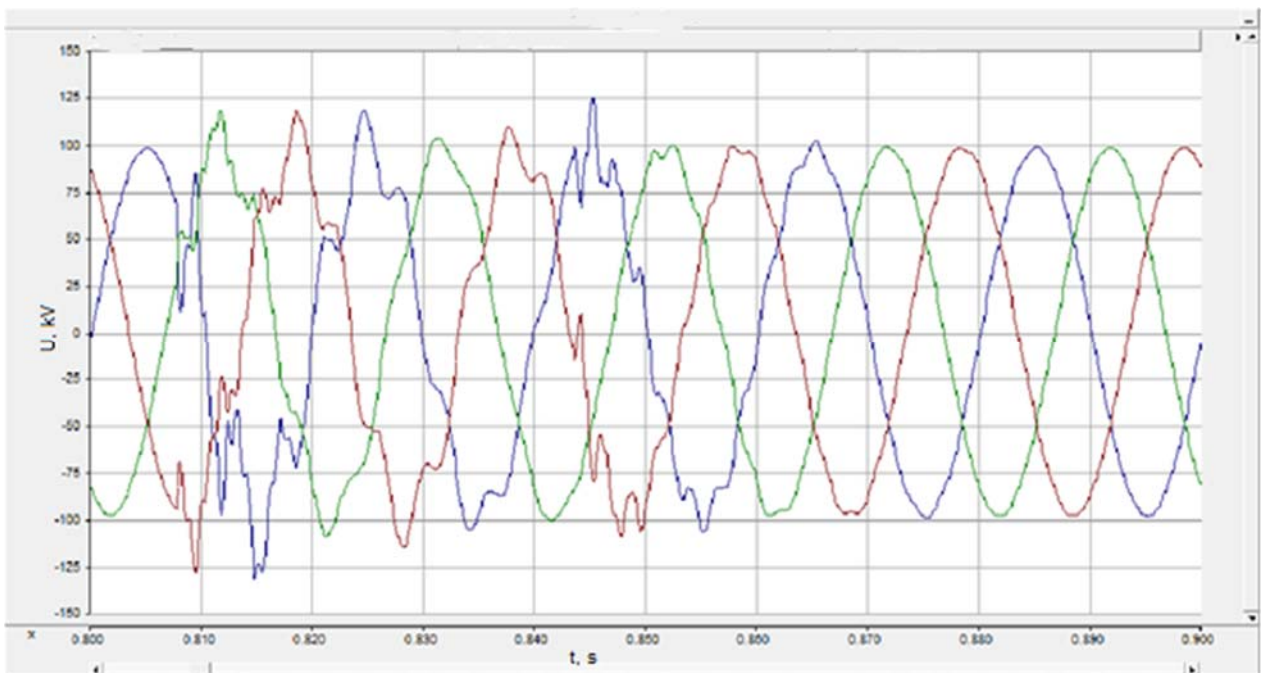


Joonis L1.4. Alajaama C 110 kV latipinged taaslülitusel (stsenaarium 1)

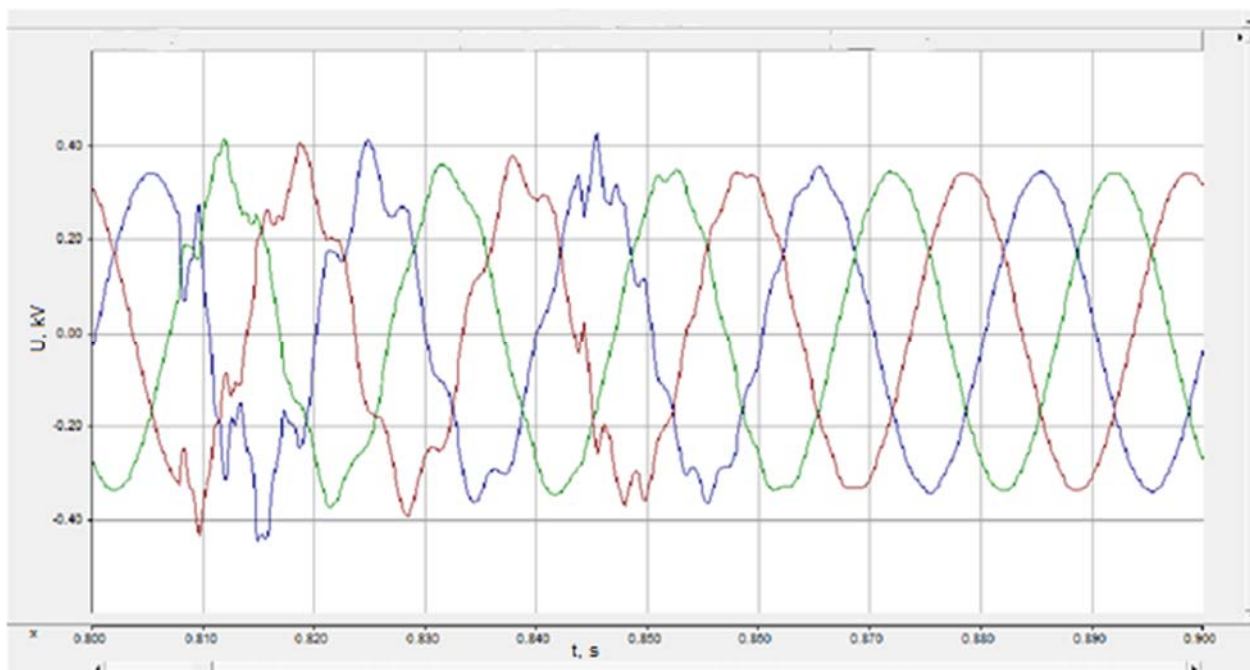
## Lisa 1.2 Stsenaariumi 2 kohased pingekõverad



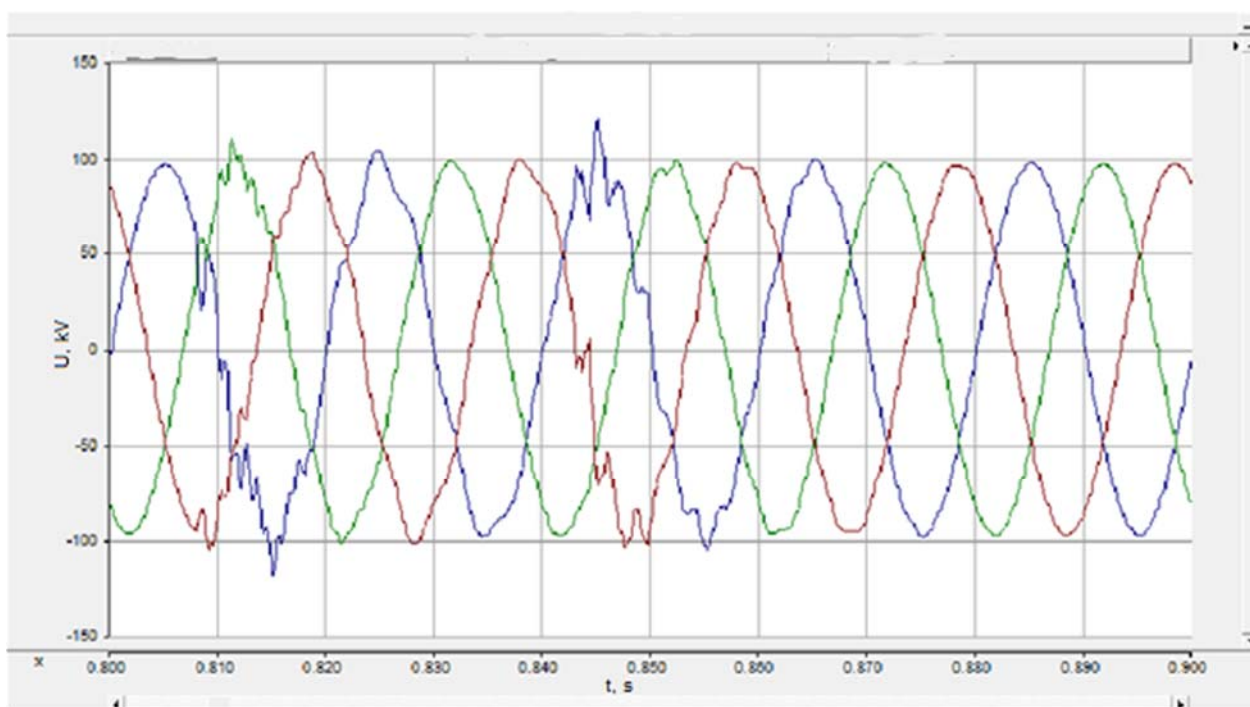
Joonis L1.5. Alajaama E 330 kV latipinged taaslülitusel (stsenaarium 2)



Joonis L1.6. Alajaama G 110 kV latipinged taaslülitusel (stsenaarium 2)

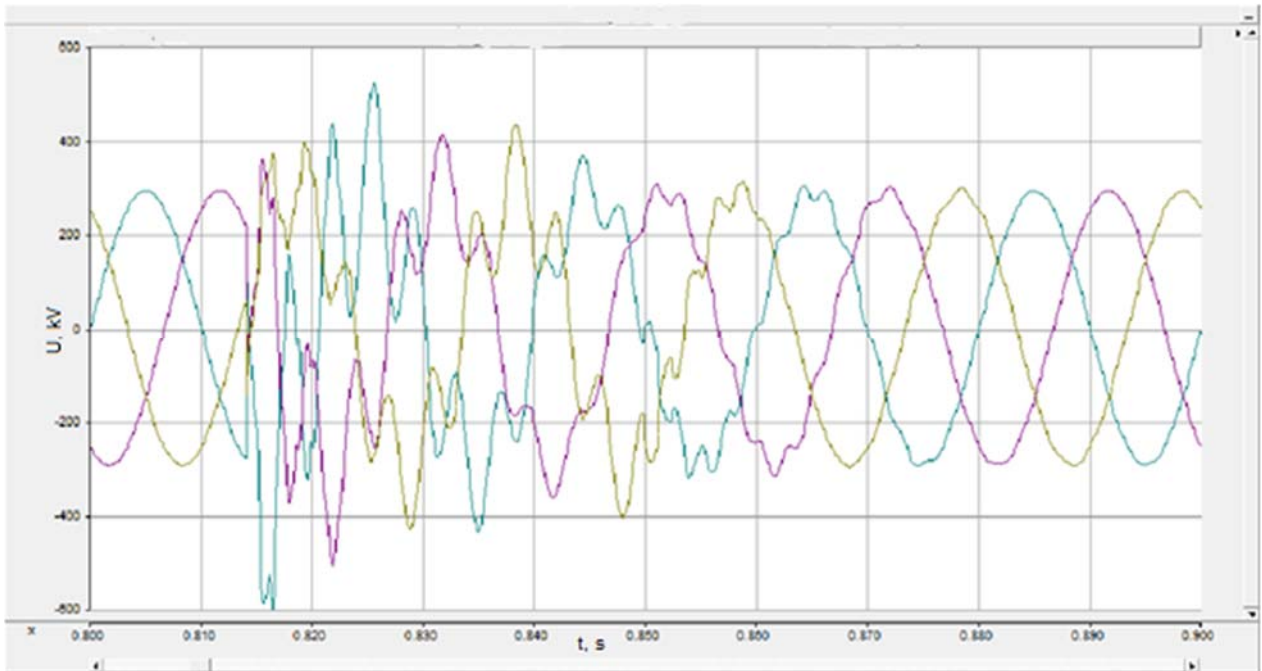


Joonis L1.7. Alajaamast G toidetava jaotusvõrgu (0,4 kV) pinged taaslülitusel (stsenaarium 2)

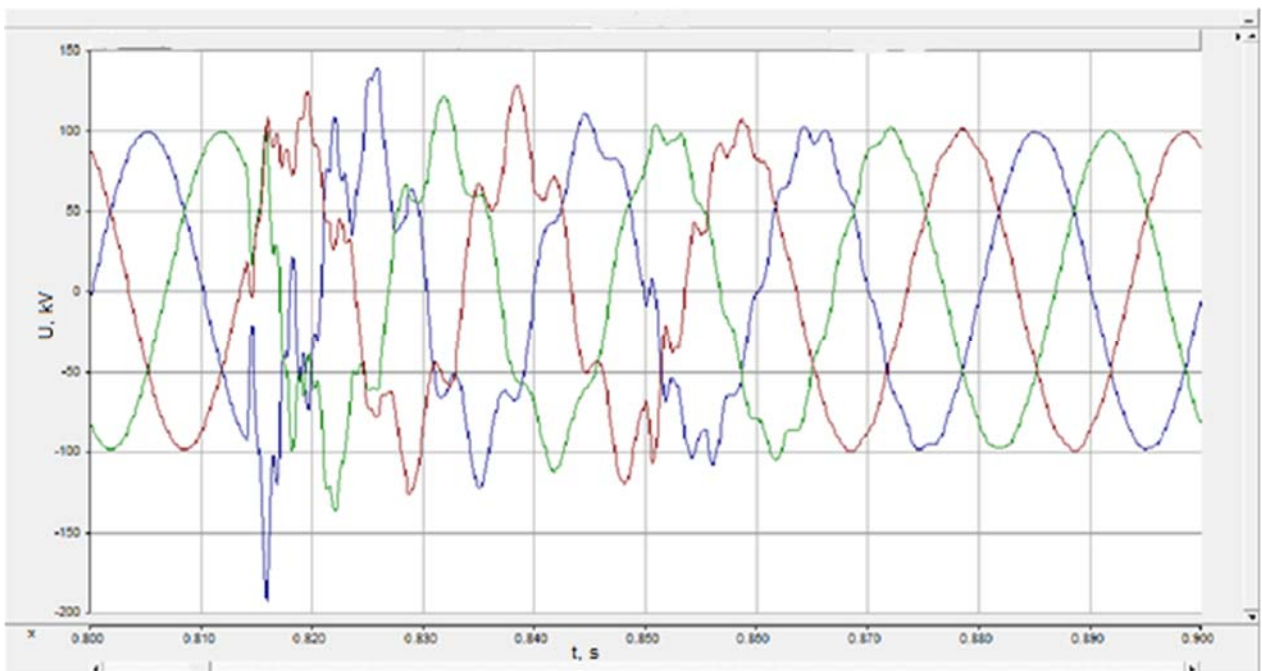


Joonis L1.8. Alajaama C 110 kV latipinged taaslülitusel (stsenaarium 2)

### Lisa 1.3 Stsenaariumi 3 kohased pingekõverad

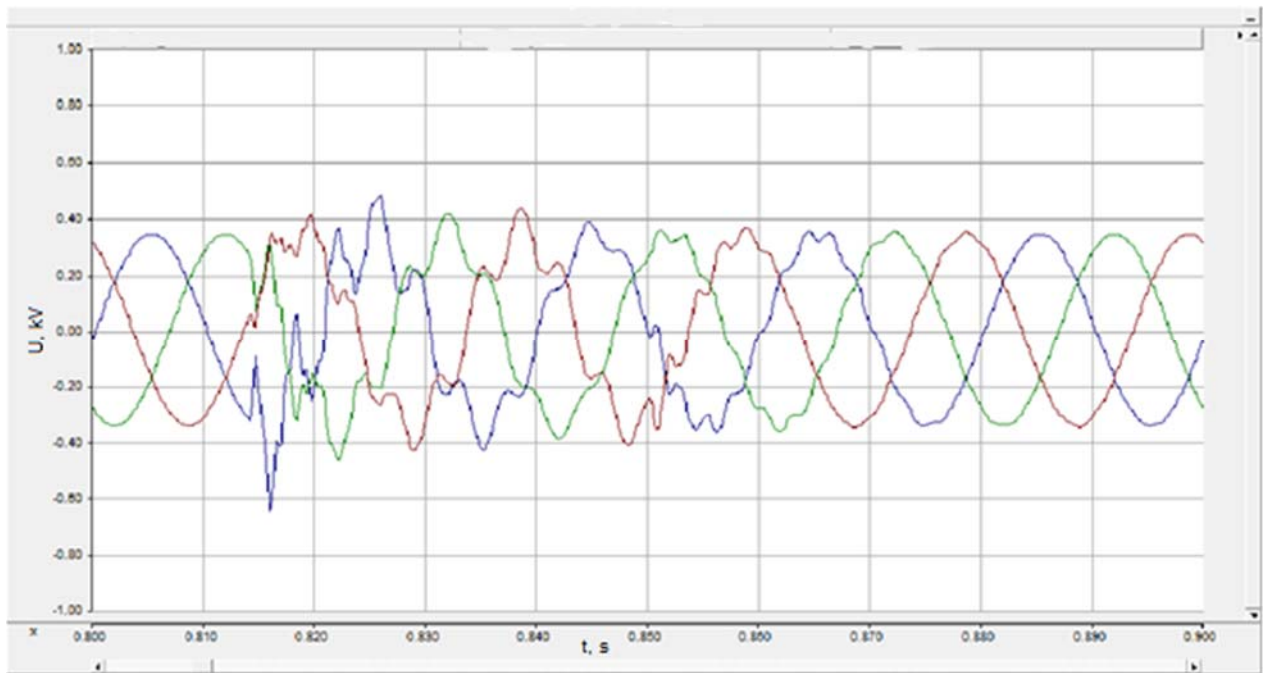


Joonis L1.9. Alajaama E 330 kV latipinged taaslülitusel (stsenaarium 3)

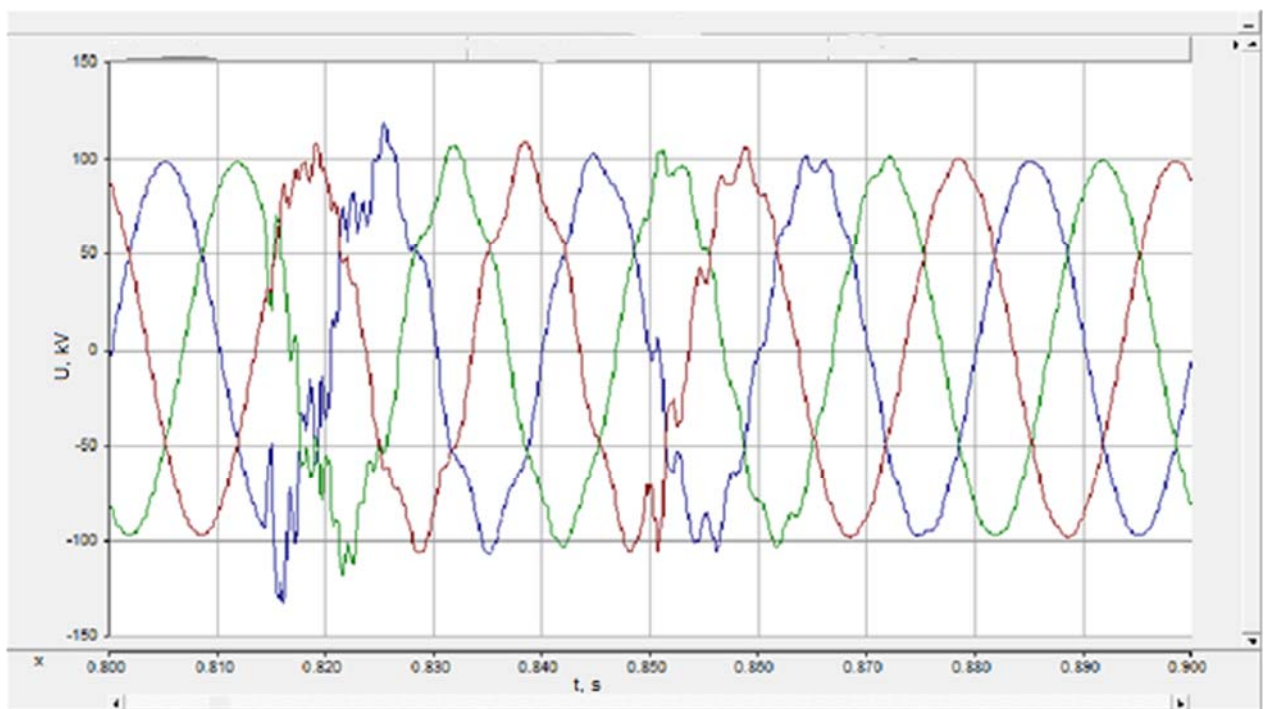


Joonis L1.10. Alajaama G 110 kV latipinged taaslülitusel (stsenaarium 3)



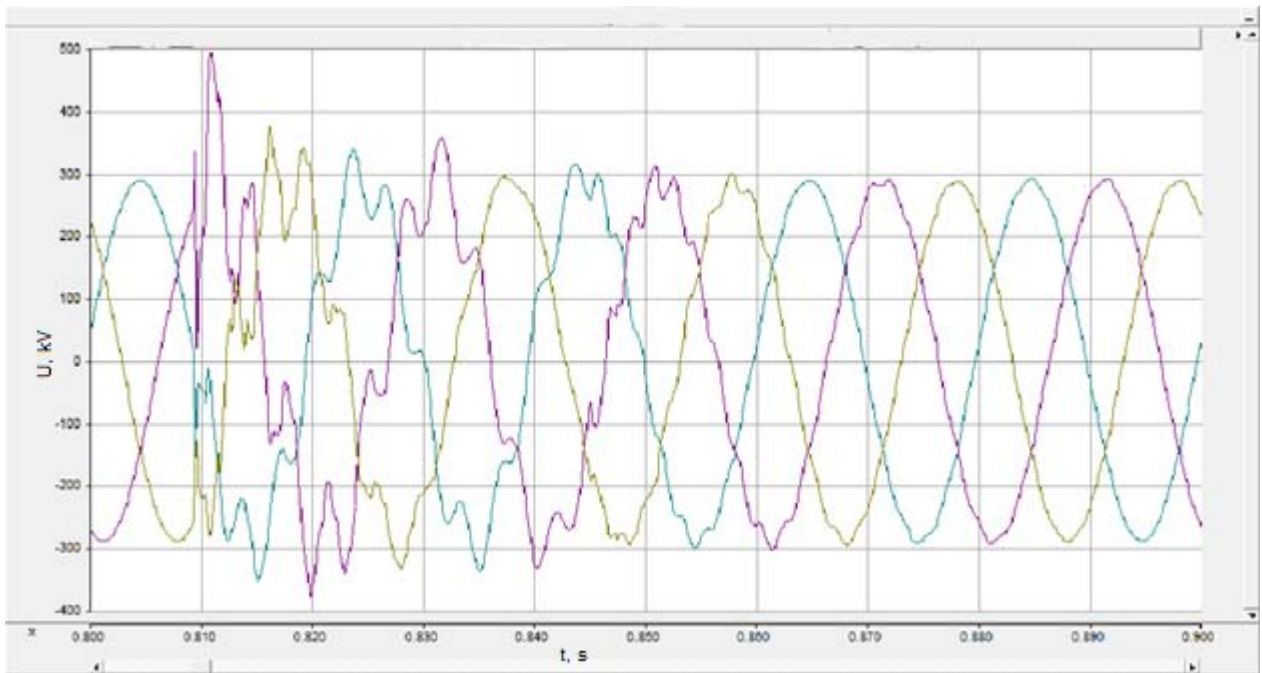


Joonis L1.11. Alajaamast G toidetava jaotusvõrgu (0,4 kV) pinged taaslülitusel (stsenaarium 3)

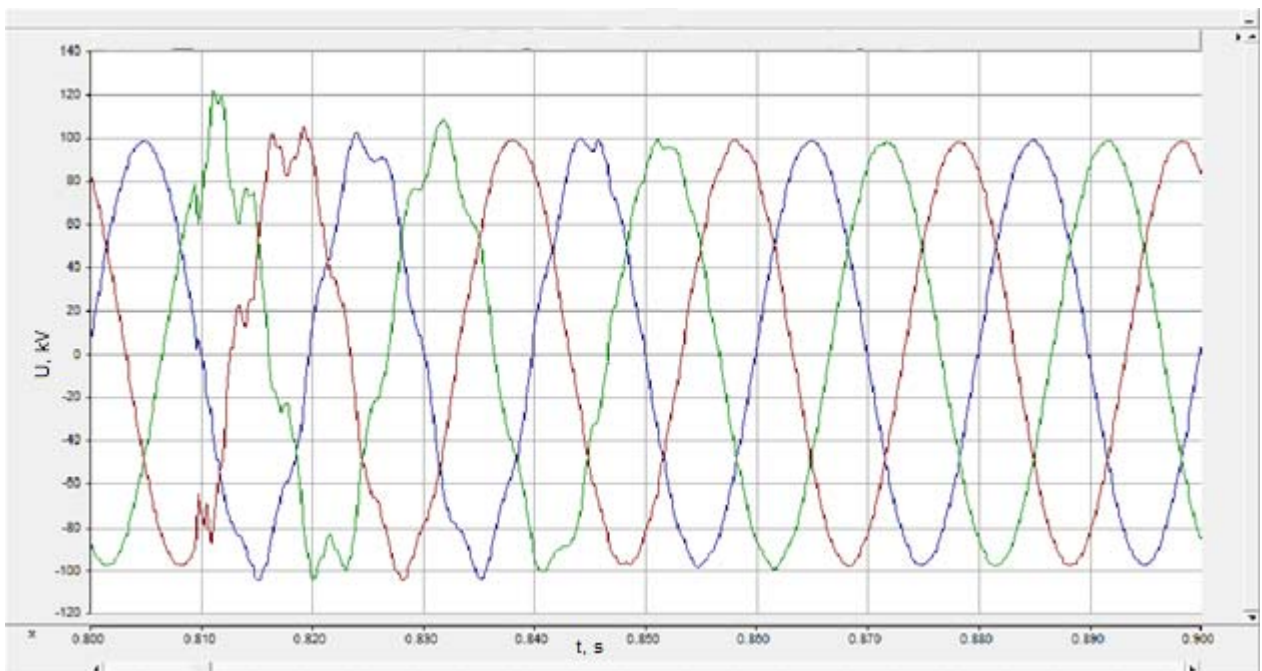


Joonis L1.12. Alajaama C 110 kV latipinged taaslülitusel (stsenaarium 3)

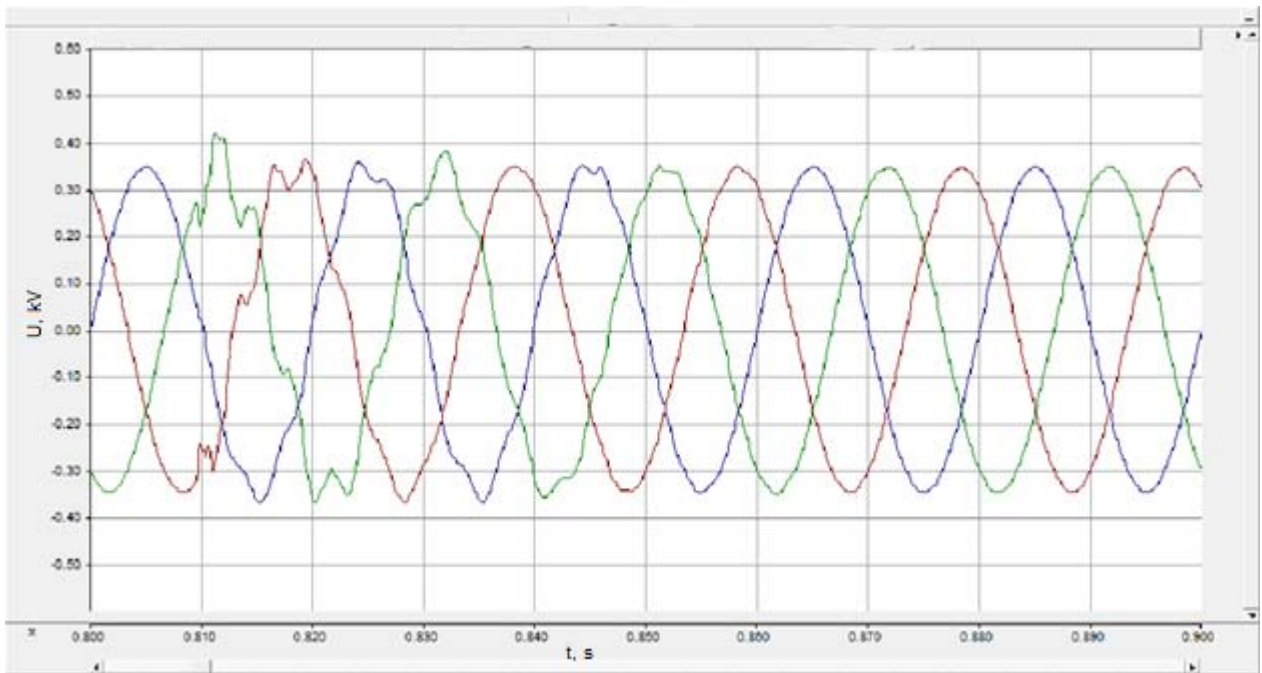
## Lisa 1.4 Stsenaariumi 4 kohased pingekõverad



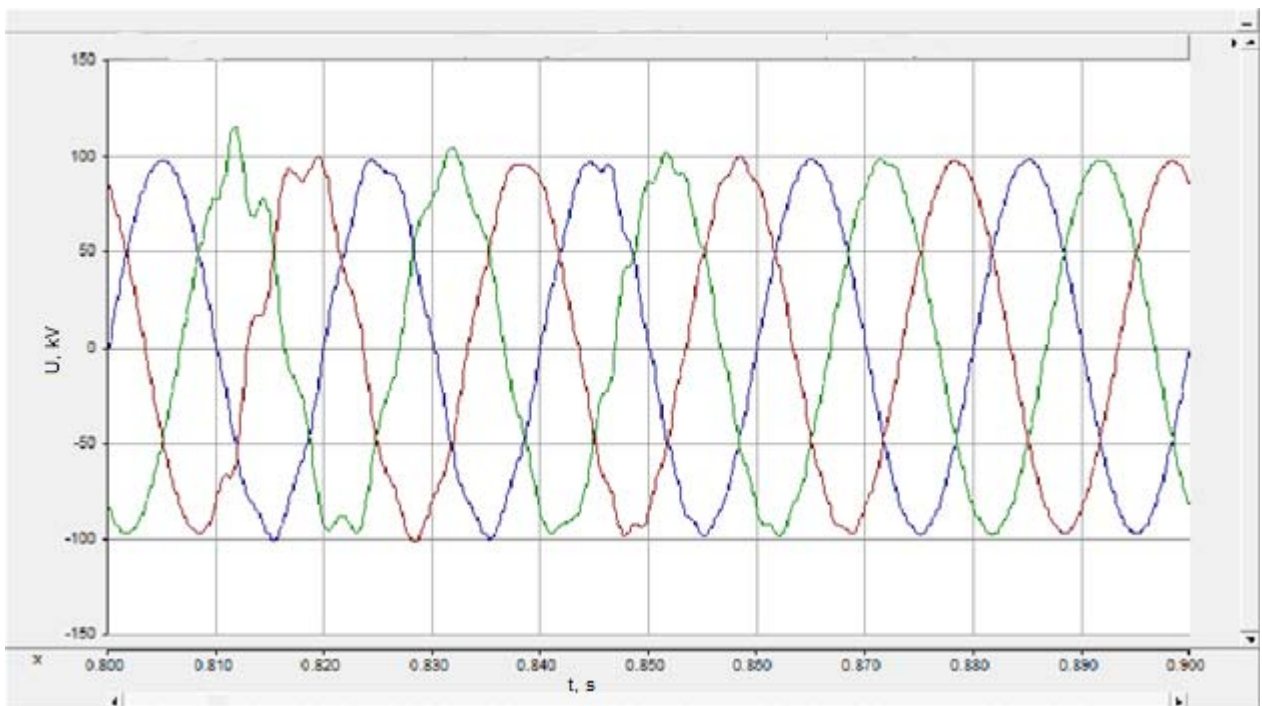
Joonis L1.13. Alajaama E 330 kV latipinged taaslülitusel (stsenaarium 4)



Joonis L1.14. Alajaama G 110 kV latipinged taaslülitusel (stsenaarium 4)

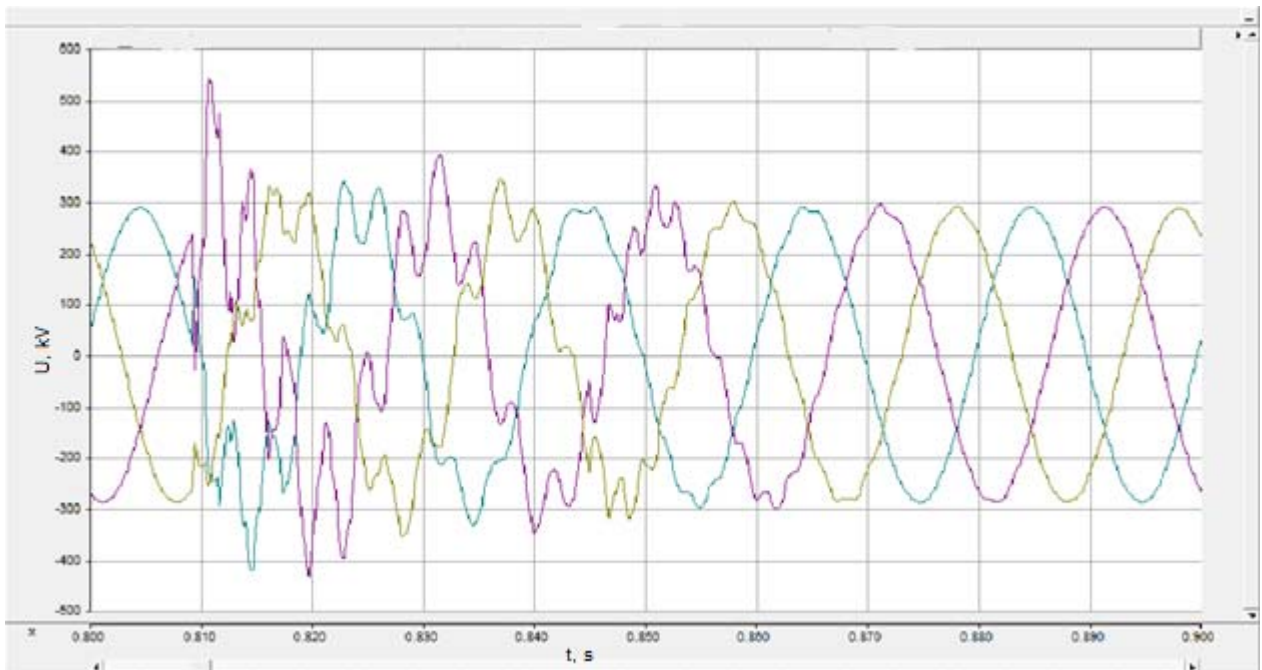


Joonis L1.15. Alajaamast G toidetava jaotusvõrgu (0,4 kV) pinged taaslülitusel (stsenaarium 4)

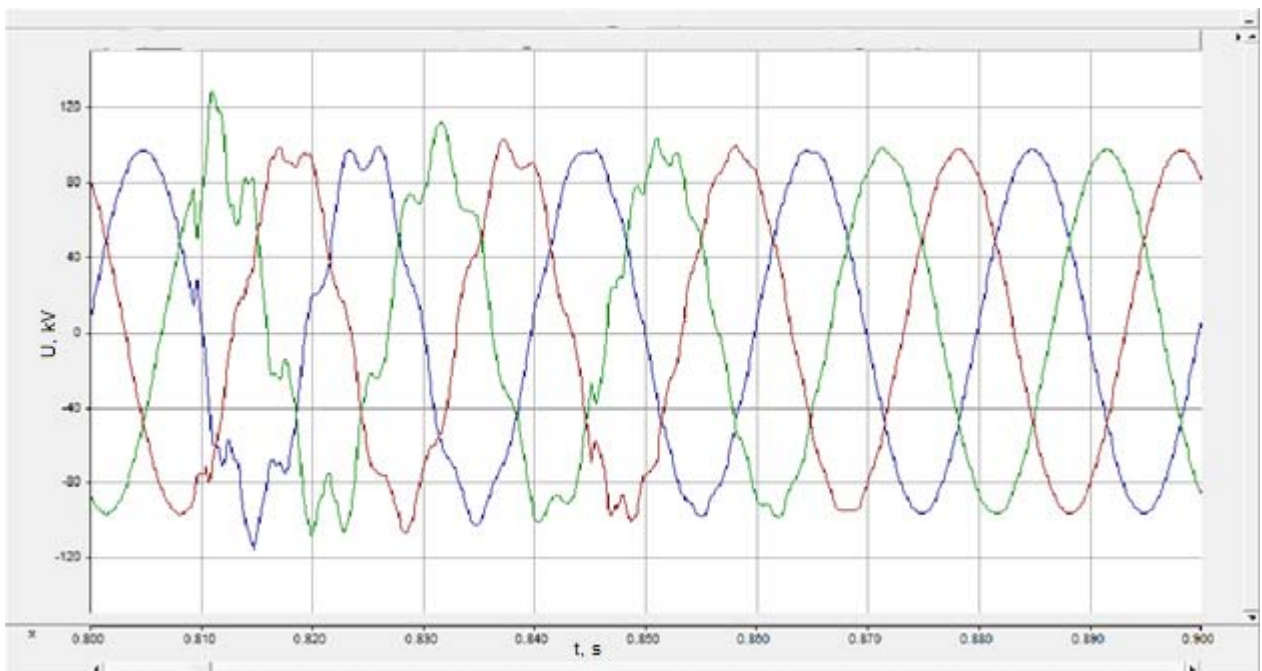


Joonis L1.16. Alajaama C 110 kV latipinged taaslülitusel (stsenaarium 4)

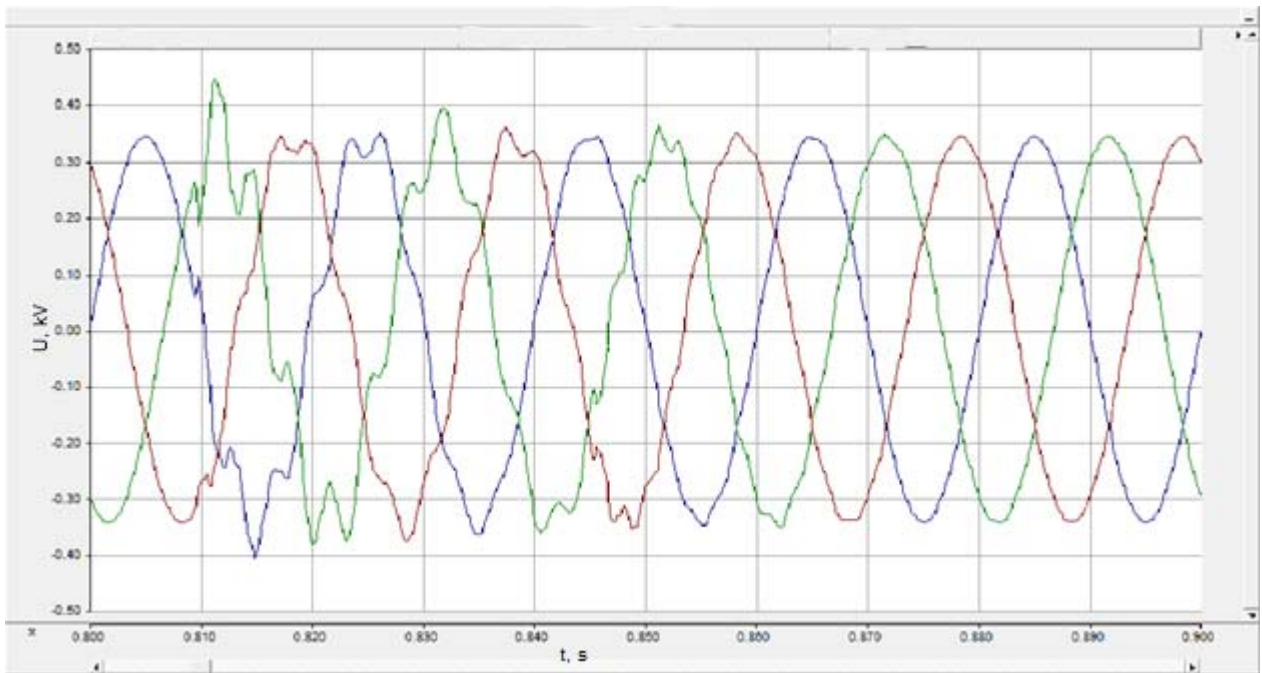
## Lisa 1.5 Stsenaariumi 5 kohased pingekõverad



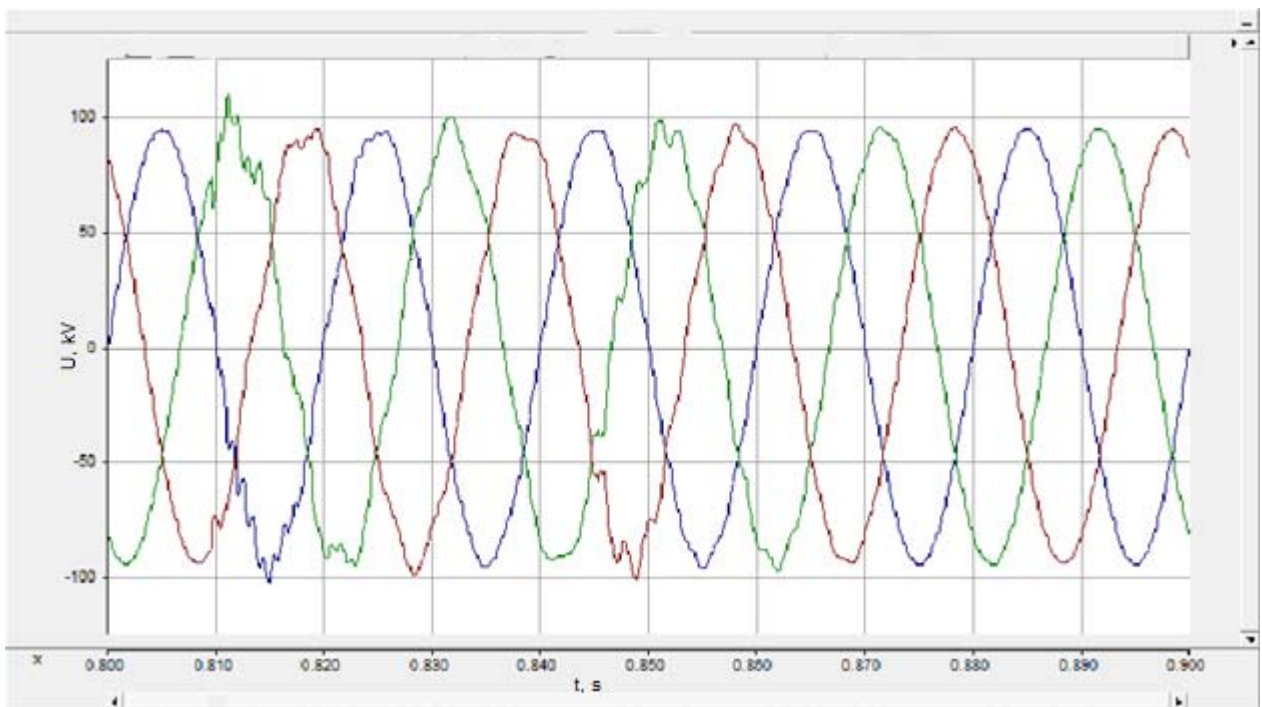
Joonis L1.17. Alajaama E 330 kV latipinged taaslülitusel (stsenaarium 5)



Joonis L1.18. Alajaamast G 110 kV latipinged taaslülitusel (stsenaarium 5)

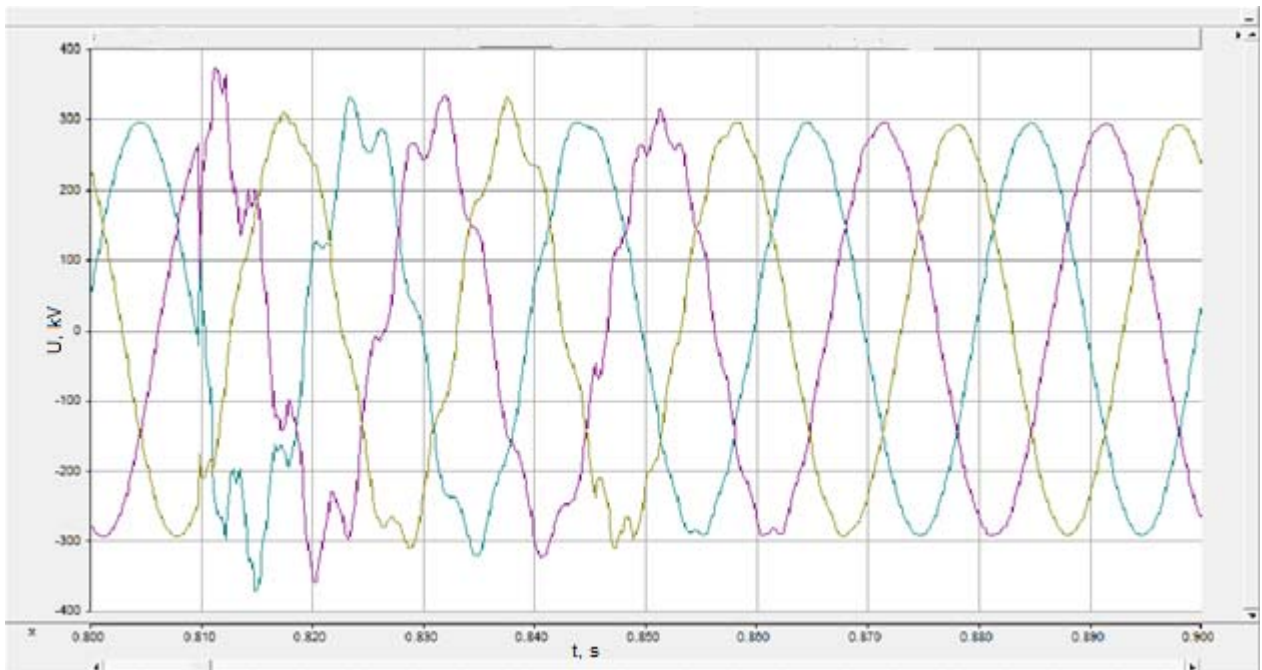


*Joonis L1.19. Alajaamast G toidetava jaotusvõrgu (0,4 kV) pinged taaslülitusel (stsenaarium 5)*

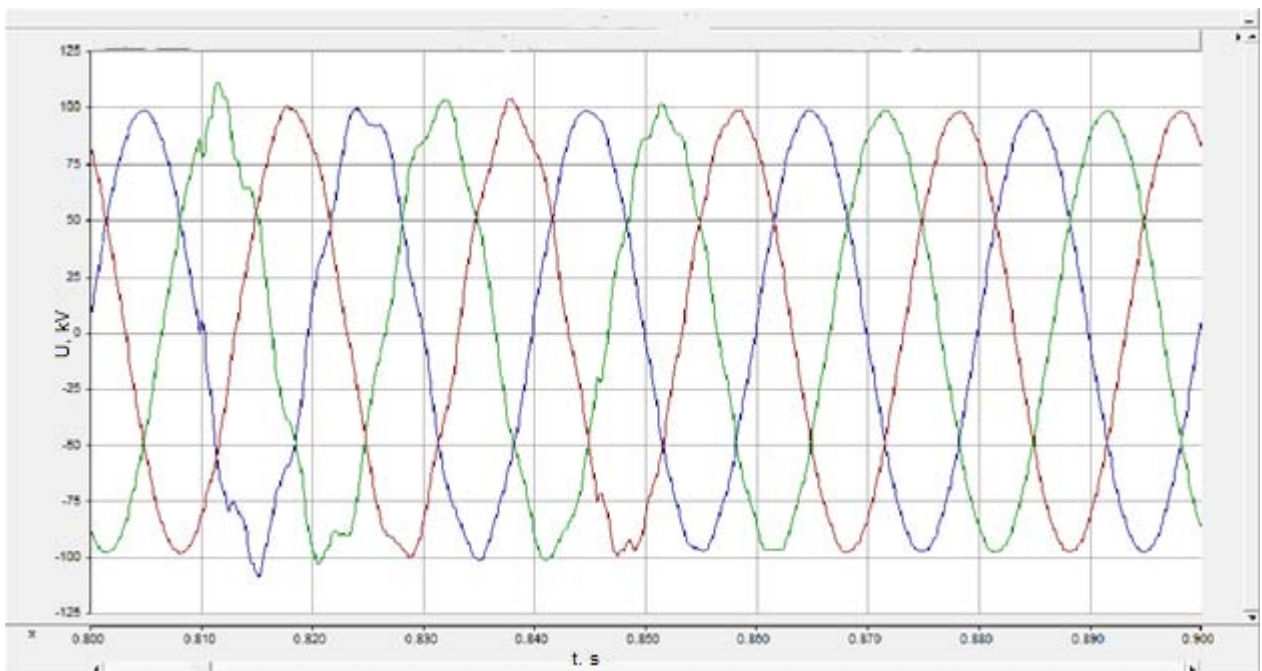


*Joonis L1.20. Alajaama C 110 kV latipinged taaslülitusel (stsenaarium 5)*

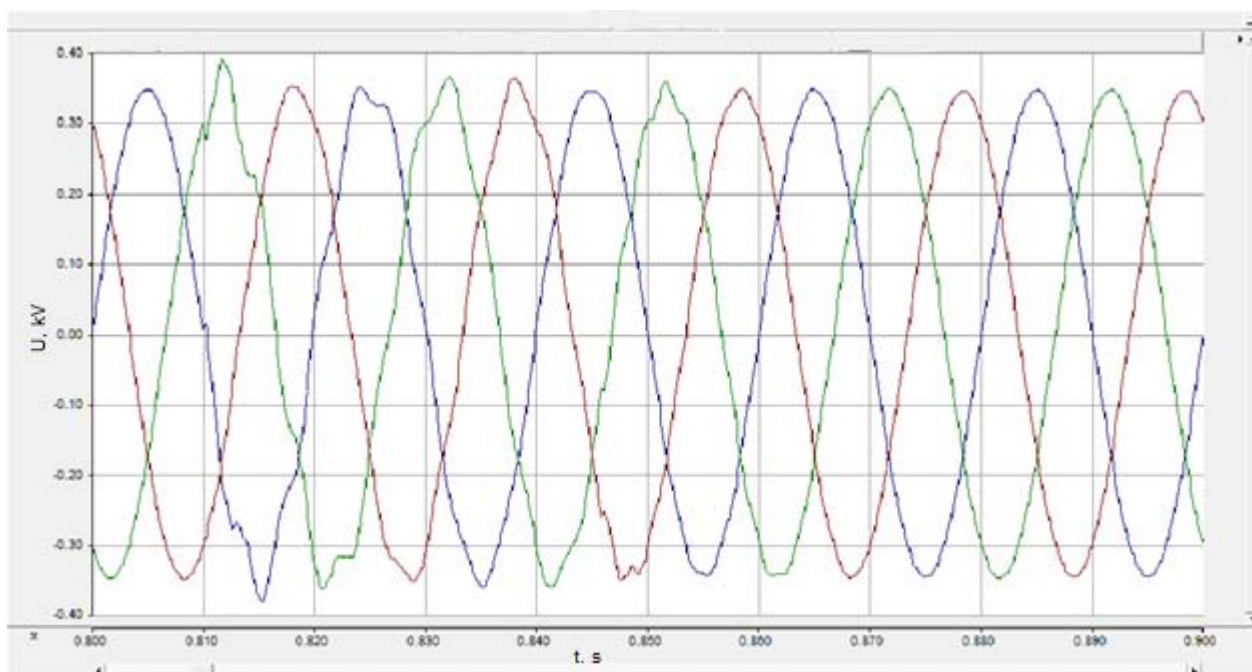
## Lisa 1.6 Stsenaariumi 6 kohased pingekõverad



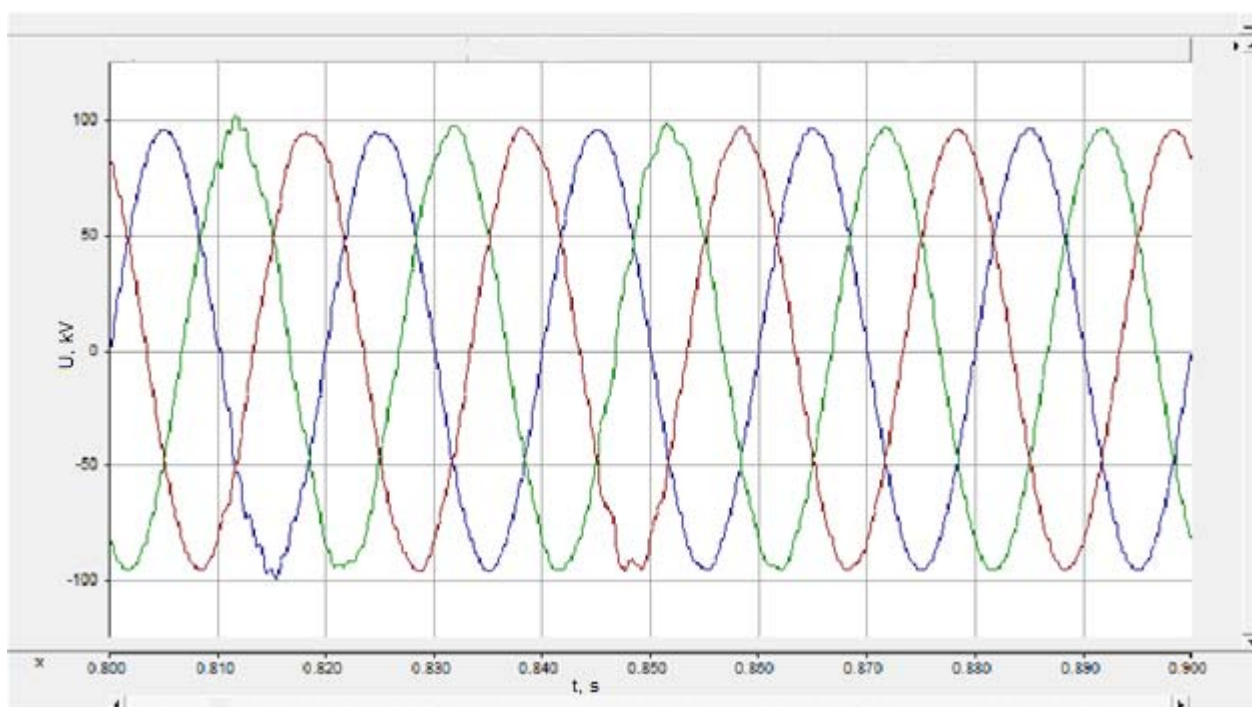
Joonis L1.21. Alajaama E 330 kV latipinged taaslülitusel (stsenaarium 6)



Joonis L1.22. Alajaama G 110 kV latipinged taaslülitusel (stsenaarium 6)



Joonis L1.23. Alajaamast G toidetava jaotusvõrgu (0,4 kV) pinged taaslülitusel (stsenaarium 6)



Joonis L1.24. Alajaama C 110 kV latipinged taaslülitusel (stsenaarium 6)