



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL  
ELEKTROENERGEETIKA INSTITUUT

# **Eesti elektrisüsteemi laiseiresüsteemi arendamine ja analüüs (WAMPAC)**

Uurimustöö 1.1-4/13/232 / Lep13118 I etapi aruanne

**Tallinn 2014**

## Uurimustöö täitjad:

Ivo Palu	dotsent, tellimustöö vastutav täitja, TTÜ elektroenergeetika instituut
Mati Valdma	professor, TTÜ elektroenergeetika instituut
Mati Meldorf	professor, TTÜ elektroenergeetika instituut
Matti Keel	vanemteadur, TTÜ elektroenergeetika instituut
Jelena Šuvalova	vanemteadur, TTÜ elektroenergeetika instituut
Vadim Šlenduuhov	doktorant, TTÜ elektroenergeetika instituut
Triin Kangro	doktorant, nooremteadur, TTÜ elektroenergeetika instituut
Sander Vaino	laborant, TTÜ elektroenergeetika instituut
Tanel Sarnet	doktorant, nooremteadur, TTÜ elektroenergeetika instituut
Jako Kilter	PhD, elektrisüsteemi ekspert, „Eesti elektrisüsteemi laiseiresüsteemi arendamine ja analüüs (WAMPAC)“ R&D projekti juht, Elering AS
Eero Ülavere	püsitalitluse ekspert, Elering AS
Andrus Reinson	automaatika ja releekaitse talitluse juhataja, Elering AS

# SISUKORD

Sissejuhatus .....	11
1. Laiseiresüsteem .....	14
1.1 Sünkroniseeritud faasimõõtmised.....	14
1.2 Laimõõtesüsteem ja selle rakendused.....	19
1.3 Laijuhtimissüsteem .....	24
1.4 Laimõõtmised Eestis.....	29
1.5 Laiseiresüsteemide tulevik .....	31
1.6 Kirjandus .....	32
2 Laimõõte-, juhtimise- ja kaitsesüsteemid ning nende rakendused.....	33
2.1 Üldist .....	33
2.2 Laimõõtmiste kasutamine ja rakendused maailmas .....	33
2.2.1 Mehhiko .....	34
2.2.2 Guatemala.....	39
2.2.3 USA lääneosa ühendenergiastüsteem.....	41
2.2.4 Hydro-Quebec .....	44
2.2.5 Hiina .....	45
2.2.6 Soome.....	48
2.2.7 Norra.....	50
2.2.8 Sloveenia .....	53
2.2.9 Venemaa.....	54
2.2.10 Horvaatia .....	56
2.2.11 Lõuna-Korea.....	58
2.2.12 Itaalia.....	59
2.2.13 Brasiilia .....	60
2.2.14 Jaapan .....	61
2.2.15 Saksamaa.....	62
2.2.16 India.....	62
2.2.17 Laiseiresüsteemide kasutamise ja rakenduste kokkuvõte .....	63
2.3 Laiseiresüsteemide tarkvarad .....	67
2.3.1 <i>PSGuard</i> , ABB.....	67
2.3.2 <i>SIGUARD</i> , Siemens .....	69
2.3.3 <i>SynchroWave</i> , SEL.....	71

2.3.4	<i>WAProtector</i> , Elpros .....	72
2.3.5	<i>PhasorPoint</i> , Alstom/Psymetrix.....	73
2.3.6	<i>AlteroPower</i> .....	74
2.3.7	<i>Multilin</i> , General Electric .....	74
2.3.8	<i>Kalkitech</i> .....	76
2.3.9	<i>openPDC</i> .....	76
2.3.10	<i>ePDC</i> .....	77
2.3.11	Kokkuvõte ja analüüs .....	78
2.4	Laimõotesüsteemide perspektiivsed lahendused ja võimalikud arengusuunad Eesti elektrisüsteemis .....	80
2.5	Kirjandus .....	84
3	Faasimõõteseadmed ja nende katsetamine .....	90
3.1	Üldist .....	90
3.2	Faasimõõtmiste rakendused.....	91
3.3	Faasimõõteseadmed.....	93
3.4	Faasimõõteseadmed turul .....	97
3.5	Faasimõõteseadmete katsetamine ja analüüs.....	105
3.5.1	Katseseadmed ja tarkvara.....	106
3.5.2	Mõõtmised.....	108
3.5.3	Mõõtetulemuste analüüs.....	127
3.6	Kokkuvõte .....	135
3.7	Kirjandus .....	137
4	Laiseiresüsteemi rakendused.....	141
4.1	Üldist .....	141
4.2	Elektriliinide temperatuuri määratlemine.....	142
4.2.1	Akustiliste pinnalainete meetod .....	143
4.2.2	Mehaanilise tõmbe meetod.....	145
4.2.3	Kiudoptikal põhinevad meetodid .....	147
4.2.4	Infrapunakiirguse meetod.....	149
4.2.5	Ülekandeliini ja väliskeskkonna parameetrite mõõtmistel põhinev meetod....	149
4.3	Elektriliinides kadude arvutamine .....	162
4.4	Kokkuvõte .....	169
4.5	Kirjandus .....	170

5	Laiseiresüsteemi optimeerimise ülesanne .....	173
5.1	Üldist .....	173
5.2	PMU-de võrku paigaldamise põhimõtted.....	174
5.3	PMU-de paigutuse optimeerimine.....	177
5.4	Kokkuvõte .....	184
5.5	Kirjandus .....	185
6	Kokkuvõte ja edasised tegevused.....	187
	Lisa 1 – Õhuliini juhtme <i>CONDOR ACSR 402/52</i> termilise seisundi arvutamise näide .....	190
	Lisa 2 – <i>PMU</i> -de paigutuse variantide võimalused.....	193

Joonis 1.1. Faasimõõturi toimimispõhimõte. ....	14
Joonis 1.2. Laimõõtesüsteemi arhitektuur. ....	17
Joonis 1.3. Laimõõtesüsteem. ....	18
Joonis 1.4. Laimõõtesüsteemi rakendusvaldkonnad. ....	20
Joonis 1.5. Laiseiresüsteemi rakendusi. ....	23
Joonis 1.7. PSS toime võimsuste piirkonnavahelise võnkumise summutamisel. ....	26
Joonis 1.8. WACS elektrisüsteemi viimiseks saartalitlusse. ....	27
Joonis 1.9. WACS elektrisüsteemi koormuse avariiliseks vähendamiseks. ....	28
Joonis 1.10. PMU-seadmete asukohad Eesti, Läti ja Leedu elektrisüsteemides. ....	30
Joonis 2.1. Mehhiko elektrisüsteem (National Interconnected, Baja California Norte, Baja California Sur). Sinised punktid tähistavad paigaldatud PMU-sid [2]. ....	35
Joonis 2.2. PDC-de paiknemine Mehhiko elektrisüsteemis [2]. ....	36
Joonis 2.3. Mittesumbuvate madalsageduslike võnkumiste tekkimine kahe süsteemi sünkroniseerimisel [2]. ....	37
Joonis 2.4. SIMEFAS laiseiresüsteemi arhitektuur [2]. ....	37
Joonis 2.5. Süsteemidevaheliste ühenduste talitluse jälgimise rakendus Mehhiko laiseiresüsteemis [2]. ....	38
Joonis 2.6. SIMEFAS süsteemi põhimõtteskeem [2]. ....	38
Joonis 2.7. Kesk Ameerika Elektriline Ühendus Süsteem ehk „SIEPAC” [3]. ....	39
Joonis 2.8. Guatemala 230 kV elektrivõrk [3]. ....	40
Joonis 2.9. Sünkroniseeritud andmete liikumise skeem Ethernet võrgus [3]. ....	40
Joonis 2.10. Guatemala andmesidevõrgu põhimõtteskeem [3]. ....	41
Joonis 2.11. USA elektrisüsteemid [32]. ....	41
Joonis 2.12. USA lääneosa PMU-de ja PDC-de paiknemine [4]. ....	42
Joonis 2.13. WISP sünkrofaasorite süsteemi arhitektuur [3]. ....	43
Joonis 2.14. Hydro-Quebeci elektrisüsteem ja PMU-de paiknemine [7]. ....	45
Joonis 2.15. Rootori nurga mõõtmise diagramm [19]. ....	46
Joonis 2.16. Hiina WAMS põhistruktuur [19]. ....	47
Joonis 2.17. WACCH laijuhtimissüsteemi põhimõtteskeem [8]. ....	48
Joonis 2.18. Adaptiivse summutuskontrolleri plokk skeem [8]. ....	48
Joonis 2.18. Soome laiseiresüsteemis olevate PMU-de asukohad [9]. ....	49
Joonis 2.19. Soome laiseiresüsteemi struktuur [9]. ....	50
Joonis 2.20. Norra elektrisüsteem ja paigaldatud PMU-de asukohad [10]. ....	51

Joonis 2.21. Norra laiseiresüsteemi struktuur [11].....	52
Joonis 2.22. SVC juhtimisloogika kasutades kohalikke ja laiseiresüsteemi andmeid [11].....	52
Joonis 2.23. Sloveenia elektrisüsteem ja paigaldatud PMU-de asukohad [21].....	53
Joonis 2.24. Venemaa elektrisüsteemi paigaldatud PMU-d. Punased kastid – on-line töötavad PMU, mustad kastid – off-line töötavad PMU-d, ja rohelised kastid – kahe aasta jooksul paigaldatavad PMU-d [13].....	55
Joonis 2.25. PMU-de paiknemine Horvaatia elektrisüsteemis [16]. .....	57
Joonis 2.26. Horvaatia laiseiresüsteemi topoloogia ja side Šveitsi vastava süsteemiga ning kahe PDC lahenduse põhimõtteskeem [16]. .....	57
Joonis 2.27. Lõuna-Korea elektrisüsteem ja selle peamised talitluse probleemid [22]. .....	58
Joonis 2.28. Itaalia elektrisüsteem ja PMU-de asukohad ning teistest elektrisüsteemidest saadavad PMU andmed (punased ringid) [23].....	59
Joonis 2.29. MedFasee projekti PMU mõõtmised [24].....	60
Joonis 2.30. Elektrosul elektrivõrgus paiknevad PMU-d ja PDC [25]. .....	61
Joonis 2.31. Jaapani elektrisüsteem ning süsteemi paigaldatud PMU-de asukohad [26; 31]..	61
Joonis 2.32. India põhja piirkonna elektrisüsteem ja PMU-de paiknemine – kollased tähed PMU-d, roheline täht PDC [29]. .....	63
Joonis 2.33. PSGuard süsteemi arhitektuur [36]. .....	68
Joonis 2.34. PSGuard süsteemi moodulid ja rakendused [36]. .....	68
Joonis 2.35. PSGuard OPC lahenduse põhimõtteskeem [36]. .....	69
Joonis 2.36. Siemens SIGUARD süsteemi kontseptsioon [39]. .....	70
Joonis 2.37. Siemens SIGUARD PDP lahenduste üldskeem [40].....	70
Joonis 2.38. SEL laiseiresüsteemi arhitektuur [42].....	71
Joonis 2.39. Elpros laiseiresüsteemi põhimõtteskeem [48].....	72
Joonis 2.40. Psymetrix PhasorPoint laiseiresüsteemi põhimõtteskeem [51]. .....	73
Joonis 2.41. GE Multilin laiseiresüsteemi põhimõtteskeem [51].....	75
Joonis 2.42. Kalkitech laiseiresüsteemi põhimõtteskeem [61].....	76
Joonis 2.43. openPDC süsteemi põhimõtteskeem [64; 65].....	77
Joonis 2.44. ePDC rakenduse põhimõtteskeem [66].....	78
Joonis 3.1. PMU prototüüp [10].....	94
Joonis 3.2. PMU komponendid [13]. .....	95
Joonis 3.3. Väljundsuuruste muutused oleneval kasutatavast filtrist [15]. .....	96
Joonis 3.4. ПП4.11 tööpõhimõtte skeem [36]. .....	103

Joonis 3.5. YCBИ-101 sideprotokollide ühendamise põhimõtteskeem [36].	104
Joonis 3.6. PMU katsetamise süsteemi põhimõtteskeem.	106
Joonis 3.7. Freja300 töölaud – pinge, voolu ja sageduse juhtimine.	107
Joonis 3.8. Freja 300 katseseadme esipaneel [37].	107
Joonis 3.9. SEL-5073 SynchroWave Phasor Data Concentrator töölaud.	108
Joonis 3.10. Kõrgemaid harmoonikuid sisaldava A-faasi pinge kuju.	110
Joonis 3.11. Mõõdetud pinge amplituudväärtuste muutused püsitalitluses.	112
Joonis 3.12. Mõõdetud pinge faasinurkade muutused püsitalitluses.	113
Joonis 3.13. Mõõdetud sageduse muutused püsitalitluses.	114
Joonis 3.14. Mõõdetud sageduse muutumise kiiruse muutused püsitalitluses.	115
Joonis 3.15. Mõõdetud pinge amplituudväärtuste muutused moonutatud pingega püsitalitluses.	116
Joonis 3.16. Mõõdetud pinge faasinurkade muutused moonutatud pingega püsitalitluses.	117
Joonis 3.17. Mõõdetud sageduse muutused moonutatud pingega püsitalitluses.	118
Joonis 3.18. Mõõdetud sageduse muutumise kiiruse muutused moonutatud pingega püsitalitluses.	119
Joonis 3.19. Mõõdetud pinge amplituudväärtuste muutused sageduse tõusul.	120
Joonis 3.20. Mõõdetud pinge faasinurkade muutused sageduse tõusul.	121
Joonis 3.21. Mõõdetud sageduse muutused sageduse tõusul.	122
Joonis 3.22. Mõõdetud sageduse muutumise kiiruse muutused sageduse tõusul.	123
Joonis 3.23. Mõõdetud pinge amplituudväärtuste muutused amplituudi muutumisel.	124
Joonis 3.24. Mõõdetud pinge faasinurkade muutused faasinurga muutumisel.	125
Joonis 3.25. Mõõdetud sageduse muutused amplituudi ja faasinurga muutumisel.	126
Joonis 3.26. Mõõdetud sageduse muutumise kiiruse muutused amplituudi ja faasinurga muutumisel.	127
Joonis 3.27. Siirdeprotsessi ülevõnge, hilistusaeg ja reaktsiooniaeg.	133
Joonis 4.1. SAW anduritel põhinev liini temperatuuri määratlemise meetod [2; 3].	144
Joonis 4.2. SAW andurid [3].	144
Joonis 4.3. SAW anduritel põhineva süsteemi üldskeem [2].	144
Joonis 4.4. Mehaanilise tõmbe määratlemiseks vajalike andurite paiknemine mastil [5].	145
Joonis 4.5. Ülekandeliini juhtme temperatuuri ja tõmbe vaheline sõltuvus [4; 5].	146
Joonis 4.6. Mehaanilisel tõmbel põhinev ülekandeliinide seiresüsteem CAT-1 (vasakul CAT-1 põhiseade, paremal mehaanilise tõmbe andurid) [6].	146



Joonis 4.7. Mehaanilise tõmbe määratlemise süsteemi põhimõtteskeem [6].....	147
Joonis 4.8. Kiudoptilise ühenduskaabli paigutamise põhimõtteskeem [7]. .....	148
Joonis 4.9. FBG meetodi põhimõtteskeem. Peegeldunud on ainult kolm lainepikkust [8]. ..	148
Joonis 4.10. FBG meetodi korral kasutatava ühenduskaabli ristlõige [7].....	148
Joonis 4.11. Infrapunakiirgusel põhineva mõõtesüsteemi põhimõtteskeem [9]. .....	149
Joonis 4.12. Liini temperatuuri määratlemise plokk skeem.....	151
Joonis 4.13. Sünkroonmõõtmistel põhineva elektriliini temperatuuri arvutamise meetodi plokk skeem.....	152
Joonis 4.14. ACSR (aluminium conductor steel reinforced) elektrijuhtmete neeldumise ja radiatsiooni tegurite muutumine ajajooksul [12].....	156
Joonis 4.15. ACSR 402/52 CONDOR juhtme maksimaalselt läbiva voolu sõltuvus tuule kiirusest tingimustel kui juhtme eeldatav temperatuur on 80 °C. ....	162
Joonis 4.16. Elektriliini aseskeem .....	163
Joonis 4.17. Elektriliini kadude moodustumise plokk skeem. ....	163
Joonis 5.1. 7 sõlmega süsteem .....	175

Tabel 1.1. WAMS ja WAMC toime talitluse erinevates olukordades. ....	28
Tabel 1.2. Erinevate rakenduste nõuded infoliikumise kiirusele [2].....	29
Tabel 2.1. AlteroPower andmekogumise süsteemi struktuur.....	54
Tabel 2.2. Venemaa laiseiresüsteemi ülesanded. ....	56
Tabel 2.3. Laimõõtmistel põhinevate lahenduste ja põhimõtete kokkuvõte.....	65
Tabel 2.3. Laimõõtmistel põhinevate lahenduste ja põhimõtete kokkuvõte (tabeli jätk). ....	66
Tabel 2.4. Laimõõtmistel põhinevate rakenduste võrdlus.....	66
Tabel 2.5. Laiseire tarkvarade võrdlus. ....	79
Tabel 3.1. Faasimõõteseadmete võrdlus.....	100
Tabel 3.2. Venemaa tootjate faasimõõteseadmete võrdlus. ....	104
Tabel 3.3. Püsitalitluse simuleerimiseks genereeritud pinged ja voolud. ....	109
Tabel 3.4. Püsitalitluse simuleerimiseks genereeritud ülekandesuheteid arvestavad pinged ja voolud.....	109
Tabel 3.5. Sageduse tõusu imiteerimisel kasutatud pinged, voolud, sagedus ja selle muutumise kiirus.....	110
Tabel 3.6. Amplituudi ja faasinurga muutuse korral kasutatud pinge ja voolude väärtused..	111
Tabel 3.7. TVE, FE ja RFE väärtused püsitalitluses siinuspinge korral. ....	130
Tabel 3.8. TVE, FE ja RFE väärtused püsitalitluses moonutatud pinge korral. ....	131
Tabel 3.9. TVE, FE ja RFE väärtused sageduse tõusu korral. ....	132
Tabel 3.10. Ülevõnke, hilistusaja ja reaktsiooniaja väärtused amplituudi ja faasinurga muutuse katsel.....	134
Tabel 4.1. Õhu tiheduse, viskoossuse ja termilise juhtivuse koondtabel [12]. ....	154
Tabel 4.2. Atmosfääri tegurid [12].....	157
Tabel 4.3. Päikese ja taeva üldised soojusvood sõltuvalt päikese positsioonist [12].....	157
Tabel 4.4. Päikese asimuudi konstant C [12]. ....	158
Tabel 4.5. Päikese kõrgus ja asimuut erinevate laiuskraadide korral [12].....	158
Tabel 4.6. Erinevate elektri juhi materjalide soojusmahtuvused [12].....	159
Tabel 4.7. Õhurõhu teguri sõltuvus välisõhu temperatuurist ja õhurõhust. ....	165
Tabel 5.1. Eesti elektrisüsteemi alajaamade tähistused.....	178
Tabel 5.2. Võimalike PMU-de nelja kaupa paigutuse variantide numbrid sõlmede vaheliste ühenduste katkemisel. ....	182
Tabel 5.3. PMU-de kuue kaupa paigaldamise variandid vastavate sõlmede numbrite ja vaadeldavuse liiasust omavate sõlmede arvuga. ....	183

## **Sissejuhatus**

Laimõõtmised ja nende rakendamine elektrisüsteemi jälgimiseks ja analüüsiks on tänapäeval muutunud üheks oluliseks osaks elektrisüsteemi juhtimisel. Viimase kümne aasta areng selles valdkonnas on olnud kiire. Algselt kasutusel olnud triviaalne mõõteandmete kogumise ja analüüsi süsteem on muutunud süsteemiks, mille vahendusel on võimalik reaajas hinnata elektrisüsteemi talitlust. Tuleviku arengusuundadena on näha laimõõtmiste rakendamist ka elektrisüsteemi automaatse juhtimise ja kaitse valdkondades. Elering AS hankis endale laimõõtesüsteemi 2010. aastal. Viimased aastad on näidanud vajadust seda süsteemi täiendavalt arendada, analüüsida selle rakendatavust elektrisüsteemi juhtimisel ja kasutada seda ühe osana uues süsteemikaitse kontseptsioonis.

Tulenevalt eelnevast on Elering AS koostöös Tallinna Tehnikaülikooli elektroenergeetika instituudiga alustanud teadus- ja arendusprojekti, mille eesmärgiks on laimõõtmistel põhinevate lahenduste ja rakenduste väljatöötamine ning nende juurutamine Eesti elektrisüsteemi juhtimiseks. Lähtuvalt Elering AS projekti kirjeldusest on *R&D* projekti „Eesti elektrisüsteemi laiseiresüsteemi arendamine ja analüüs (*WAMPAC*)“ eesmärgiks uurida Eesti elektrisüsteemi 330 kV osas laiseiresüsteemide rakendusi ja võimalikke arendussuundasid. Lähtutakse Eesti elektrisüsteemi eripärast, Eleringis olemasolevast laimõõtesüsteemist (*Elpros WaProtector*) ning *SCADA* süsteemile kavandatavast uuendusest. Eesmärk on analüüsida ja välja töötada rakendusi olemasoleva laimõõtesüsteemi edasiarendamiseks elektrisüsteemi seire, juhtimise ja kaitsmise valdkondades kõige optimaalsemal viisil. Uuritakse *SCADA*, *SCADA EMS* ja laimõõtesüsteemi rakenduste integreeritud efektiivset kasutatavust, sh. analüüsitakse integreeritud rakenduste tulemuste visualiseerimise küsimusi ühes juhtimiskeskkonnas tagamaks nn „*Situational Awareness*“ efektiivsema rakendatavuse. Otsesteks kriteeriumiteks on talitluse seire ja operatiivplaneerimise parendamine, elektrisüsteemi juhtimise ja kaitsmise funktsioonide rakendatavus reaalses elektrivõrgus arvestades suurte tuuleelektrijaamade, *HVDC* linkide ja elektrisüsteemi dünaamilisi karakteristikuid. Uurimistöö üheks osaks on lisaks Eesti elektrisüsteemi avariitõrjeautomaatika olemasolevate rakenduste analüüs ja kasutatavus ning edasiarendused laiseiresüsteemi baasil.

Projekti vajadus tuleneb vajadusest tagada Eesti elektrisüsteemi toimimine igal ajahetkel ning efektiivsem koostöö teiste Balti TSO-dega. Vaadates tulevikku, kus eesmärgiks on Eesti elektrisüsteemi eraldamine Venemaast, siis erinevate moodsatel juhtimissüsteemidel põhinevate la-

henduste olemasolu aitab igati tõsta elektrisüsteemi talitluskindlust. Lisaks on oluline ka olemasoleva süsteemi avariitõrjeautomaatika lahenduste optimaalsus, millega tagatakse elektrisüsteemi suurem töökindlus. Laimõotesüsteemi arendamine võimaldab paremini koordineerida naabersüsteemide TSO-de, erinevate elektritootmisüksuste kui ka alalis- ja vahelduvvooluühenduste kasutatavust ning talitlemist, talitluse korrigeerimise funktsiooni (*Remedial Action*) rakendamisel normaal- või häiritud talitluse taastamisel N-1 (häiringute) tekkel, samuti aitab meetmete rakendamist olukorras, kus süsteem on kas avariitalitluses või kustunud- või elektrisüsteemi talitluse taastamise faasis. Uurimustöö tulemusteks on lahendused, mis koordineeritult aitavad kaasa süsteemi stabiilsuse tõstmisele ning seeläbi varustuskindluse tagamisele. Paindlik juhtimissüsteem tagab primaar/sekundaarkontrollerite efektiivse rakendatavuse, koostatav loogika aitab vältida tulevikus *Black out* situatsioone preventiivselt (ennetavad meetmed) ja seda väga suurte lühiajaliste võimsusvoogude kõikumiste puhul välisühendustel, tagab nn “*Closed loop*” juhtimise *HVDC* linkidele, *B2B HVDC* jaamadele, pingeregulaatoritele jms. eesmärgiga tõsta pinge ja nurgastabiilsust, vältida regionaalset pingekollapsit ja/või liinide kaskaadset avariid, Euroopa elektrisüsteemiga liitudes aga aitab summutada võnkumisi (*Inter Area Oscillation*), jm.

Projekti väljundiks on laimõotesüsteemi rakenduste, *SCADA* ja *SCADA EMS* süsteemi funktsionaalsuste laiem rakendatavus, mille tulemusena saavutatakse elektrisüsteemi protsesside parem tundmine. Väljapakutavad lahendused võimaldavad rakendada moodsate juhtimissüsteemide funktsioone Eesti elektrisüsteemi juhtimiseks. Avariitõrjeautomaatika lahenduste väljatöötamine laimõotesüsteemi baasil suurendab avariitõrjeautomaatika lõplikul valikul võimalike lahenduste hulka. Projekti tulemuseks on paindliku ja kiire juhtimissüsteemi kontseptsioon suure hajustoodangu tingimustes (tuulikud, *PV* paneelid, elektritransport jms.), *WAMPAC-i* efektiivne integreerituse tase juhtimissüsteemi, optimaalne arv *PMU*-sid (*PMU - Phasor Measurement Unit e. faasimõõtur*) elektrisüsteemi jälgimiseks ja juhtimiseks, ja *SPS (Special Protection Schemes)* paindliku loogika arenduse võimalused 2015-2025 laiseiresüsteemi baasil.

Projekti käesoleva esimese etapi lõpparuandes antakse kokkuvõtlikult ülevaade tehtud tööst. Aruande koostamisel on lähtunud Elering AS-iga kokku lepitud I etapi kavast ning sisulise poole pealt on vaadeldud ja analüüsitud laimõotesüsteemide olemust ning arengusuundasid tulevikus. Laimõõtmistel põhinevate infosüsteemide temaatikat on käsitletud aruande esimeses peatükis. Vaadeldakse sünkroniseeritud faasimõõtmiste olemust, andmete edastuse põhimõtteid ning rakendatavust elektrisüsteemi talitluse juhtimisel. Teises peatükis käsitletakse laiseiresüsteemide

rakendusi teistes elektrisüsteemides. Käsitatud on erinevaid lahendusi nii Ameerikas, Euroopas kui ka Aasias. Lisaks vaadeldakse turul pakutavaid kommerts ja vabavarana saadaval olevaid tarkvarasid ning analüüsitakse nende sobilikkust ja kasutajasõbralikkust lähtuvalt erinevatest algtingimustest. Teise peatüki viimaseks osaks on laimõõtesüsteemide perspektiivsete lahenduste ja võimalike arengusuundade analüüs lähtuvalt Eesti elektrisüsteemi olemusest ja vajadustest. Kolmas peatükk on pühendatud faasimõõteseadmetele ja nende staatiliste ja dünaamiliste karakteristikute määratlemisele. Analüüsitakse turul pakutavaid *PMU* seadmeid ja esitatakse kolme erineva tootja *PMU* katsetamisel saadud tulemused, millest kahe tootja *PMU*-d on kasutusel ka Eesti elektrisüsteemis. *PMU*-de karakteristikuid ja näitajaid on hinnatud lähtuvalt standarditest *IEEE C37.118-1-2011* ja *IEEE C37.242-2013*. Neljas peatükk sisaldab analüüsi erinevate laiseiresüsteemi rakenduste kohta. Täpsemalt on käesolevas esimese etapi aruandes vaadeldud elektriliinidel temperatuuri määratlemise võimalusi ja kadude temaatikat ning käsitatud võimalikke edaspidiseid tegevusi. Viienda peatüki sisuks on *PMU*-de optimaalne paigutamine lähtuvalt erinevatest kriteeriumitest. Optimeerimise probleemi käsitlemist on alustatud suhteliselt üldiselt tasemelt ning edasi on rakendatud sobilikke optimeerimise meetodeid vaadeldava ülesande lahendamisel. Kokkuvõtvalt on näidatud *PMU*-de optimaalne jaotumise tarvidus Eesti elektrisüsteemis olenevalt lähtetingimustest ja seatud kitsendustest. Aruande lõpus on esitatud kokkuvõte ning ülevaatlikult käsitatud uurimustöö järgmiste etappide võimalikku temaatikat.

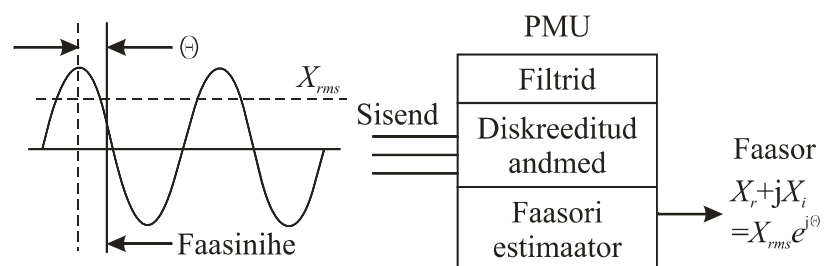
# 1. Laiseiresüsteem

Elektrisüsteemi talitluse seire ja juhtimine on seni toimunud põhiliselt dispetšisüsteemi (SCADA) andmete alusel, diskreetimissammuga alates 1...2 sekundist. Kuna protsessid elektrisüsteemis kulgevad kiiresti, oleks vaja mõõtmisi mõnekümne millisekundilise sammuga. Tõsi, kasutusel on rikkemeerikud, mis registreerivad ja talletavad talitlusparameetrite väärtusi mingi teatud häiringu korral piisava sagedusega, kuid need on lokaalse iseloomuga. Protsesside jälgimiseks ja juhtimiseks ühendelektrisüsteemis oleks vajalikud kooskõlastatud mõõtmisi vähemalt süsteemi teatud regiooni ulatuses.

Viimasel aastakümnel on maailmas hakanud levima sünkroniseeritud faasimõõteseadmed (PMU), mis mõõdavad pingeid ja voole elektrivõrgus, mille sagedus on suurusjärgus 10 kHz. Faasimõõtmised varustatakse ajamärgenditega ja edastatakse tavaliste andmesidekanalite kaudu kontsentraatoritesse, mis elektrivõrgu eri paikadest saabunud andmed kooskõlastavad. Täpne mõõteaeg saadakse globaalse positsioneerimissüsteemi (GPS) satelliitide kaudu saabu- vate ajasignaali abil. Faasimõõteseadmeid ei vajata elektrisüsteemis tingimata palju, eesmärgist olenevalt vaid mõni kuni mõnikümmend.

## 1.1 Sünkroniseeritud faasimõõtmised

Faasimõõturi (Time Synchronised Phasor Measurement Unit, PMU) toimimispõhimõte on joonisel 1.1. Mõõdetakse kolmefaasilise süsteemi pingeid ja voole, millest estimeeritakse ajamärgendile vastav põhiseduse faasor. PMU väljastab faasori rist- või polaarkoordinaadistikus ning sageduse ja sageduse muutumiskiiruse. Lokaalseks kasutamiseks võidakse mõõta (estimeerida) harmoonikuid, vastu- ja nulljärgnevuskomponente ja muid suursi.



Joonis 1.1. Faasimõõturi toimimispõhimõte.

Faasimõõtmised tuginevad voolu ja pingele väärtuste mõõtmisele sagedusega näiteks 128 valimit põhiseduse ühe perioodi kohta (6400 Hz). Esmaste mõõteväärtuste alusel estimeeritakse voolu ja pingele faasorid ning sagedus. Tulemuste täpsus võib olla suur, näiteks: pingele 0,2%, vool 0,5%, sagedus  $\pm 5$  mHz, nurk  $\pm 0,1^\circ$ . Faasorite leidmine on seotud mõõtmiste ajahetkega,

mis määratletakse *GPS* abil mikrosekundilise täpsusega. Andmed salvestatakse lokaalselt ringpuhvrissse, mis sisaldab näiteks 24 tunni andmeid. Pikemaajaliselt võidakse andmeid mõningal määral agregeerituna säilitada näiteks 30 päeva.

Faasor on püsitalituse mõiste. Tegemist on kompleksuurusega, mis vastab puhtale, teatud sagedust omavale sinusoidile. Sünkroniseeritud faasimõõtmiste korral pakub huvi vaid nimisagedus või sellele lähedane sagedus. Tegelikult on nii pinge kui voolu väärtustes harmoonikuid, aga ka mitteharmoonilisi ja siirdekomponeente. Neid komponente püütakse välja filtreerida analoog- ja digitaalfiltritega. Olukorras, kus see pole võimalik (nt siirdetalitluse ajal) märgitakse faasimõõtmised vealisteks.

Pakutavate faasimõõturite kvaliteet on erinev. Paljude mõõturite täpsus väheneb oluliselt, kui võrgusagedus langeb alla nimisageduse. Erinev on ka mõõtetrafode kasutamine. Mõned rakendavad kaitse- teised mõõtemähiseid. Kuna laimõõtmistel pole andmeliigsust, avalduvad vead tulemustes otseselt. Faasimõõtmiste probleemideks on:

- sisendsignaali mittesiinuselisus
- diskreetsignaali spektrite kattumine
- puistenähtus ja mürad
- sageduse hälve
- ebasümmeetria
- transiendid
- alaliskomponent
- sageduse estimateerimine
- mõõtetrafode ebalineaarsus
- täpse aja määramine
- sidekanalite suutlikkus ja vead.

Mõõdetavate suuruste hetkväärtused ei pruugi olla siinuselised vaid moonutatud kõrgematest harmoonikutest. Põhikomponendi saamiseks tuleb andmeid filtreerida, mida tehakse *Fourier'* teisendusega. Kasutusel on diskreetne *Fourier'* teisendus (*DFT - Discrete Fourier Transform*) või kiire *Fourier'* teisendus (*FFT - Fast Fourier Transform*).

Diskreetsignaali spektrite kattumine (*aliasing*) tekib, kui diskreetimissagedus on liiga väike sisendsignaali sagedusriba laiusega võrreldes. Spektrite kattumine põhjustab tulemustes vea. Vea vältimiseks filtreeritakse liiga kõrged sagedused sisendsignaalist välja.

Faasoresitus nõuab, et signaal oleks muutumatu iseloomuga. Praktiliselt võib seda eeldada teatud ajavahemiku (*time span*) kohta, mida nimetatakse andmeaknaks (*data window*). Andmeakna osatähtsus on signaali kuju määramisel eriti suur. Aknast tingitud *Fourier'* teisenduse vigu nimetatakse puistenähtuseks (*leakage effect*). Vigade tekkimine tuleneb kasutatava andmeakna ebakooskõlast signaali põhisagedusega, näiteks avariolukorras elektrisüsteemi sageduse tunduval muutumisel. Põhimõtteliselt võib andmeaken olla ka murdosa põhisagedusest. Sellised mõõtmised on vajalikud kiiretoimelise releekaitse tarvis. Mürasid, mis võivad olla tekkinud näiteks sidekanalites, iseloomustab mitteharmooniline sagedus ja juhuslikkus.

Sagedus on enamasti  $\pm 0,5$  Hz nimisagedusest. Saartalitusel võib sageduse hälve ulatuda kuni  $\pm 10$  Hz. Kuigi faasori representatsioon ei sõltu sagedusest, on diskreetimissagedus kooskõlastatud põhisagedusega ja sageduse hälbed põhjustavad *Fourier'* teisenduses vigu. Üheks vigade allikaks on diskreetimissageduse ebäühtlus, mis tuleb eriti esile kui diskreetimissagedus ei ole põhisageduse kordne. Sel juhul ei ole ka tavaline *Fourier'* teisendus alati kasutatav. Pakutakse vähemruutude meetodit, *Kalmani* filtrit jm. Kolmeefaasiline süsteem võib olla ebasümmeetriline. Faasorit võib estimateerida vaid pärijärgnevuskomponendi järgi.

Probleemiks on ka transiendid, mida võib jagada elektromagnetilisteks ja elektromehaanilisteks. Elektromagnetilisi transiente tekitavad lülitused ja lühised. Elektromagnetilised transiendid peegelduvad ja paljunevad elektriliinides ja trafodes muuhulgas ka resonantsi tõttu. Harmoonikute allikaks on ennekõike jõuelektroonikaseadmed. Resonantsi tekitavad piki- ja põiklülituses kondensaatorid koos mitmesuguste induktiivsustega. Kiireid transiente põhjustab äike, aga ka elektrikaar lühise korral. Elektromehaanilised transiendid on põhjustatud sellest, et generaatorite pöörlemiskiirused ei pruugi kokku langeda nimikiirusega. Seetõttu moodustub pinge elektrivõrgu mingis sõlmes erinevate sageduste superpositsioonina, tulemusena pulseeriv väärtus. Transientidele reageerivad väärtalt ka mõõtetrafod. Kuigi transientkomponente püütakse filtreerida, satuvad siirdeprotsessidest tingitud lähtesignaali muutused mitmetesse järjekustesse andmeakendesse ja annavad vale ettekujutuse faasorist. Kasutuskõlblikud on vaid andmed, mis on saadud enne ja pärast häiringut. Siirdeprotsessis tekib talitusel aperioidiline komponent, mis sisuliselt on alaliskomponent. Alaliskomponent võib tekkida ka siirdeprotsesside tõttu mahtuvuslikus pingejaguris pinge mõõtmisel. Enamasti sumbub alaliskomponent piisavalt kiiresti. Alaliskomponenti, mis on seotud eelmainitud transientidega, pannakse tähele koos nendega.

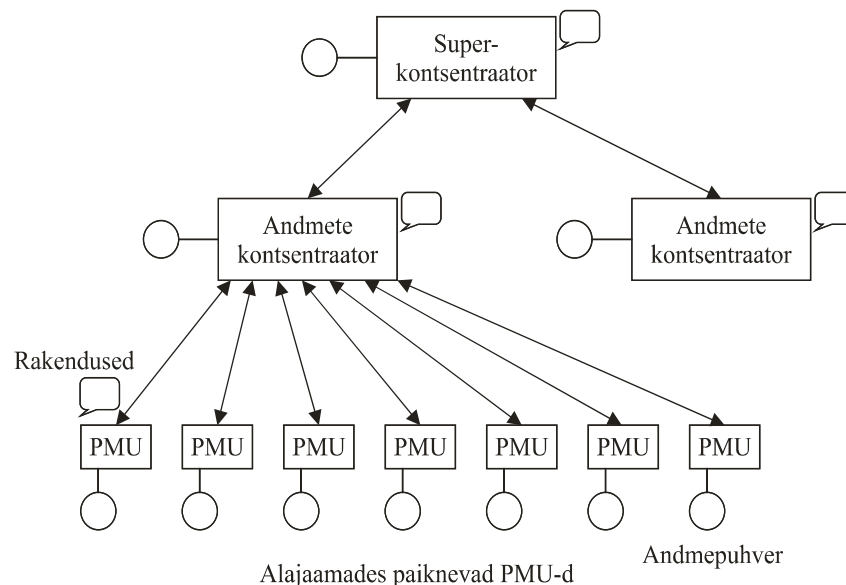


Sageduse estimateerimine toimub ajavahemike mõõtmise järgi, mil signaal läbib nulli. Probleemiks on harmoonikud ja ebasümmeetria, mille tõttu tuleb signaali töötlemiseks kasutada filtreid. Oluline on ka andmeakna pikkus, sest pikema akna korral on vead väiksemad. Sagedust on vaja mõõta ka koormuse sagedusejärgsel vähendamisel. Vastavad releed hindavad sagedust 5...6 tsükli alusel. Samasuurt andmeakent võib kasutada ka sageduse estimateerimisel. Liiga suur andmeaken põhjustab vea sageduse kiire muutumise korral.

Laimõõtesüsteem on sõltuv *GPS*-süsteemi kaudu saadavatest täpse aja signaalidest. Ajasignaalide saamine võib olla häiritud meteoroloogiliste tingimuste tõttu. Omaette probleem on *GPS*-süsteemi militaarne iseloom. Tulevikus rakendatakse laimõõtmisteks ka Euroopa Galilei süsteemi. Ajutiselt on võimalik laimõõtesüsteemidel töötada ka ilma satelliitide ajasignaalideta.

Sidesüsteem on laimõõtmiste hädavajalik tugi. Kui laiseiresüsteemi tarvis kõlbab mistahes andmeedastussüsteem, siis laijuhtimissüsteem vajab piisavalt kiiret sidet. Sideaeg alla 200 ms on saavutatav protokolliga *TCP/IP* rakendamisega, kuid alla 20 ms ei saavutata ka erikanalite korral. Laijuhtimissüsteem vajab alati erikanaleid.

Faasimõõturid paigutatakse alajaamadesse. Paigutuskohtade valik sõltub laimõõtesüsteemi rakendustest. Laimõõtesüsteemi põhimõtteline arhitektuur on esitatud joonisel 1.2.

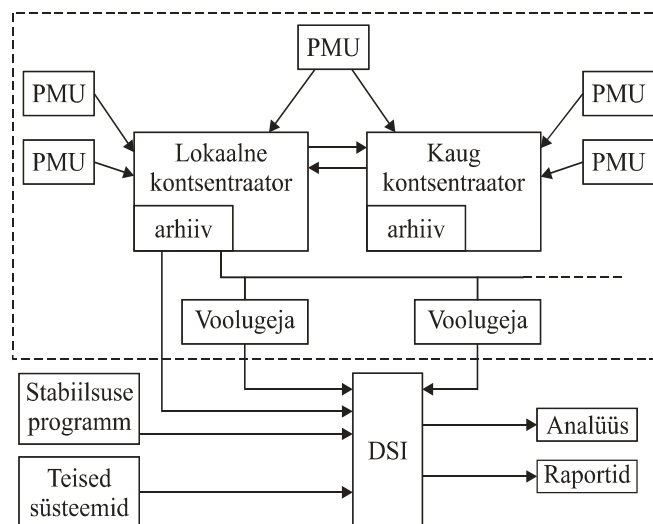


Joonis 1.2. Laimõõtesüsteemi arhitektuur.

Kohalikud faasimõõtmised salvestatakse võimaliku hilisema analüüsi tarvis. Salvestamine toimub ringpuhvri alusel. Huvipakkuvate protsesside andmed salvestatakse püsivalt samal põhimõttel nagu rikkemeerikute puhul. Faasimõõteandmed koondatakse kontsentraatoritesse, kus detekteeritakse halvad andmed ja moodustatakse ajaliselt kooskõlastatud faasimõõtmised, mis

on kasutatavad rakendustes. Nii või teisiti lahendatakse siin ka andmelatentsuse (*data latency*) küsimus, mis on seotud viitega andmeedastusel. Ühendsüsteemides on vajalik veel kontsentraatorite kõrgem tase, mis ühendab erinevatest alamsüsteemidest saabuvasid andmeid. Andmeedastus on süsteemi kirjeldamisel näidatud kahesuunalisena. Põhiline andmevoog liigub pärisuunas ning tagasisuund on vaid mõnikord vajalik näiteks faasimõõturite sättemiseks.

Suurema arvu faasimõõturite paigaldamisel, nii nagu USA lääneranniku ühendsüsteemis *WECC*, tuleb tähelepanu pöörata laimõõtmiste kooskõlastamisele nii omavahel kui muude mõõtmistega ning asjakohaste rakenduste loomisele. Joonisel 1.3 toodud näite kohaselt faasimõõturite (*PMU*) andmed suunatakse kontsentraatoritesse, mis leiavad faasinurgad ja muud rakendustes vajalikud suurused. Saadud andmeid võib ära kasutada otseselt või jätkata nende töötlemist voolugejas. Voolugejas andmed arhiveeritakse ja toimub spektraalanalüüs ning sündmuste detekteerimine. Järgneb elektrisüsteemi dünaamilise oleku identifitseerimine (*Dynamic System Identification, DSI*), mille järel on andmed valmis mitmesugusteks rakendusteks.



Joonis 1.3. Laimõõtesüsteem.

Mõõteandmed kantakse üle kõigile süsteemioperaatoritele. Andmeedastusel on olulised kanali läbilaskevõime ja latentsus – aeg andmete moodustamisest nende kasutusvõimaluseni rakendustes. Edastatavad andmehulgad ei ole laimõõtmiste korral eriti suured. Küll aga võivad mõned rakendused, näiteks juhtimisülesanded, nõuda väikest latentsusaega. Kasutatavad on põhimõtteliselt kõik sideliinid. Ülekaalukalt paremaks on siiski fiiberoptilised kaablid, kus pole probleeme läbilaskevõimega ega häiringutega.

Faasimõõturite andmevood esitavad andmeedastussüsteemile küllaltki suuri nõudeid. Seetõttu ei saa neid elektrisüsteemi paigutada palju. Paigutuskohad peavad olema hoolikalt kaalutletud

ning vastama laiseiresüsteemi võimalikele rakendustele. Üks olulisi rakendusi võiks olla talitluse estimeerimine. Piisava ülevaate saamiseks võrgu talitlusest oleks vaja faasimõõtureid 20...25% sõlmedes. Vähemalt esialgu on sellise hulga mõõturite paigaldamine ebareaalne. Tunduvalt vähem on vaja mõõtureid paigaldada selleks, et avastada süsteemi võnkumist ja võimalikku pingekollapsit või jälgida piirkondadevahelisi võnkumisi. Kohalike võnkumiste ja dünaamilise stabiilsuse seireks tuleb mõõturid paigutada suurte elektrijaamade lähedale. Sageduse siirdeprotsesside avastamiseks tuleb mõõturid paigutada võrgu regioonidesse, mis võivad üksteisest eralduda (sattuda saartalitluse). Pinge jälgimiseks tuleb mõõturid paigutada suurte tarbijakeskuste lähedastesse kontrollsõlmedesse (*pilot node*), mida muuhulgas iseloomustavad suured lühisvõimsused. Sobivateks faasimõõturite paigutuskohadeks on ka suurte ülekandeliinide lõpusõlmed ning *FACTS*- ja *HVDC*-seadmete terminalid ja sõlmed mis on varustatud erikaitsega (*Special Protection System, SPS*).

## **1.2 Laimõõtesüsteem ja selle rakendused**

Sünkroniseeritud faasimõõtmisi võib rakendada elektrisüsteemi talitluse laiseiresüsteemi (*Wide Area Monitoring System, WAMS*) moodustamiseks. Jälgitakse ennekõike talitlusparameetreid, mis iseloomustavad elektrisüsteemi pingestabiilsust ja elektriliinide ülekuumenemist. Oluline on elektriülekandekoriidori (*power corridors*) talitluse seire, kus märgatavaid võimsusi kantakse pikkade vahemaade taha. Üks esimesi laiseiresüsteeme toimibki juba kümnekond aastat elektri ülekande jälgimisel USA läänerannikul. Juba tagasihoidlik arv faasimõõtureid (minimaalselt 2) võimaldavad jälgida pingete faase ülekande kummaski otsas. Jälgitakse ka liinide võimalikku ülekuumenemist. Huvi laiseire vastu on eriti tõusnud viimastel aastatel toimunud suurte süsteemiavariide tõttu Põhja-Ameerikas ja Euroopas. Laiseiresüsteemi võib vaadelda kui intelligentset alarmiprotsessorit ning efektiivset vahendit otsustuste tegemiseks.

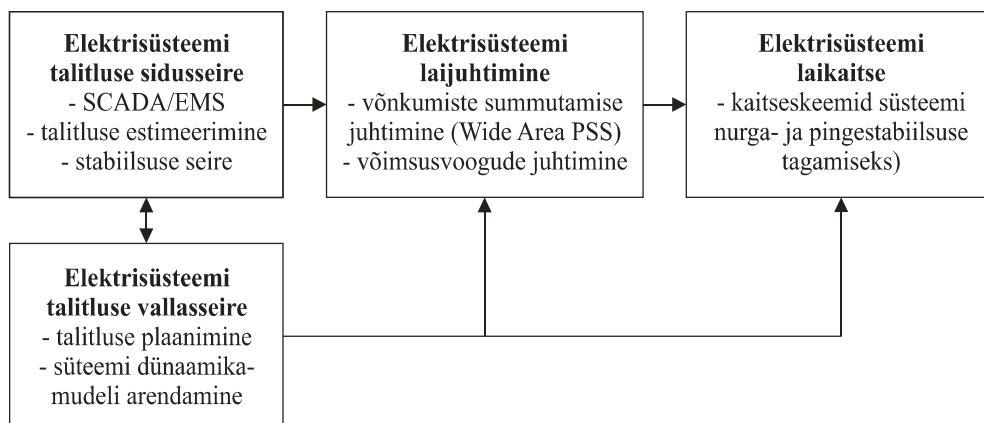
Laimõõtmiste edasiarenemisel saab võimalikuks laijuhtimissüsteemide (*Wide Area Control System, WACS*) loomine, mis toimivad automaatselt elektrisüsteemi ülekandevõime tõstmiseks ja stabiilsuse säilitamiseks. Ohtliku olukorra tekkimisel võib juhtida näiteks generaatorite ergutust elektrisüsteemi stabilisaatorite (*PSS*) abil, võib sättida türistorjuhitavaid kompenseerimisseadmeid (*FACTS*) ning teha vajalikke lülitusi. Teisisõnu, tegemist oleks elektrisüsteemi laikaitsega (*Wide Area Protection, WAP*). Automaatselt võib reguleerida ka elektrisüsteemi püsitalitlust hoides ära avariiotlike olukordade tekkimise. Kuna laijuhtimissüsteemi tehnika võimaldaks ka laiseiret, siis neid süsteeme ühendades moodustub laiseire- ja juhtimissüsteem

(*Wide Area Monitoring and Control System, WAMC*). Mõõtetulemusi on võimalik kasutada ka vallaskujul talitluse plaanimisel ja elektrisüsteemi dünaamikamudeli arendamisel (joonis 1.4).

Laimõõtesüsteemi kasutuselevõtt püsitalitluse seirel lisab traditsiooniliste SCADA-andmetega võrreldes võimaluse jälgida ka elektrisüsteemi siirdeprotsesse. Laiseiresüsteemi moodustab laimõõtesüsteem koos sellekohaste rakendustega. Rakenduste põhieesmärgiks on süsteemi suutlikkuse hindamine, ennekõike elektri edastusvõime hindamine reaalajas. Oluline on võimalike probleemide ennetamine. Võimalikeks rakendusteks on:

- faasinurkade ja nurgastabiilsuse jälgimine
- elektrikoridoride talitluse seire
- pingestabiilsuse näidustamine
- termiliste piirangute näidustamine
- sündmuste avastamine
- saartalitluse avastamine
- piirkondlike ja piirkondadevaheliste võnkumiste sumbumise seire
- talitluse estimeerimine
- häiringute vallasanalüüs
- elektrisüsteemi dünaamikamudelite adapteerimine
- talitluse dünaamika teaduslikud uuringud.

Kokkuvõtlikult võib laiseiresüsteemi toiminguid nimetada süsteemi suutlikkuse seireks (*dynamic performance monitoring*), eriti koostöös talitluse tugisüsteemiga (*EMS*).



Joonis 1.4. Laimõõtesüsteemi rakendusvaldkonnad.

Faasinurkade jälgimine, mis SCADA-mõõtmiste alusel pole võimalik, tõstab tunduvalt usaldatavust talitluse lubatavuse hindamisel. Mõõteandmete töötlemine sellekohaste algoritmide alu-

sel võimaldab väljastada alarme, mis hoiatavad operatiivpersonali võimalike avariiolulike olukordade eest. Jälgitakse ennekõike võnkumiste sumbuvalt, mis tekivad talitluse väikeste häiringute tõttu ja on seega alati hinnatav. Samad sumbumuse näitajad on pädevad üldiselt ka suuremate häiringute korral.

Võimaliku pinge mittestabiilsuse ohu avastamiseks ei piisa pinge taseme jälgimisest. Pinge madal tase ei põhjusta tingimata mittestabiilsust. Pinge mittestabiilsus võib lähtuda ka nimipingelähedasest olukorrast, näiteks kui reaktiivvõimsust kompenseeritakse suurel määral kondensaatoriga. Pinge staatilise stabiilsuse ennustaja (*Voltage Instability Predictor, VIP*) koormusõlme või elektrikoridori osas põhineb lihtsatel aseskeemidel, mille parameetreid estimateeritakse mõõteandmete alusel. Elektrikoridori korral on lähteandmeteks ka vastava võrgu parameetrid. Võimalik on pinge staatilist stabiilsust hinnata ka laiemas ulatuses tuginedes talitluse WAMS-põhiselt estimateeritud andmetele. Arvestatakse ka *FACTS*-seadmete ja muude pingeregulaatorite mõju. Ühtlasi on võimalik leida ka nende seadmete optimaalsed sätted.

Pinge keskajaline dünaamika tuleb päevakorda, kui trafod on varustatud astmelülititega. Pinge keskajalist dünaamilist stabiilsust mõjutavad astmelülitite kõrval ka generaatorite ülekoormatavuse tingimused ja koormuse taastumise kiirus. Need karakteristikud võivad põhjustada aeglaselt muutusi, mis lõpuks (nt 10 min pärast) viivad pinge kollapsini. Stabiilsust kontrollitakse sellekohaste diferentsiaalvõrrandite alusel, mis tuginevad pinge (trafotegurite) muutuse esimesele ja teisele tuletisele.

Õhuliini ülekoormuste (*thermal limit*) avastamisel võetakse arvesse kaod liinis, välisõhu temperatuuri ja muid ilmastikufaktoreid, kaasa arvatud päikese radiatsioon. Õhuliini temperatuuri seire lähtub valemist

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{T_1 + T_0}{T_2 + T_0}$$

Otsitavaks on siin liini keskmine temperatuur  $T_1$ .  $R_1$  on liini takistus, mis leitakse faasimõõtmiste alusel. Suurused  $R_2$  ja  $T_2$  tulenevad liini konstruktsioonist ja  $T_0$  materjalist (nt alumiiniumile  $T_0 = 228$  °C).

Sündmused, nagu lühised, liinide lülitused, injektsioonide muutumine, lähtuvad seni suurel määral lülitisignaalidest. Sündmusi saab aga kontrollida ka faasimõõtmiste alusel, kasutades sobivat talitluse arvutamise algoritme. Kuna faasimõõtmisi on vähe, saab sel moel jälgida sündmusi vaid süsteemi olulisemates lõikudes. WAMS võimaldab avastada ohtlikke olukordi ning

määrata kindlaks nende iseloomu, lähtekoha ja levimise ulatuse. Edaspidi rakendatakse selliseid andmeid laikaitse (*WAP*) ja erikaitse (*SPS*) rakendustes.

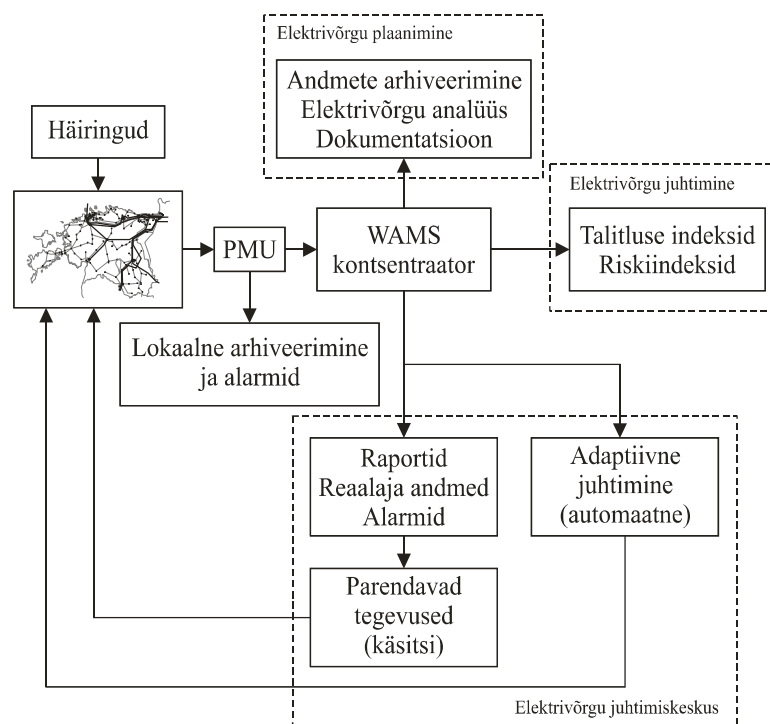
Saartalitluse tekkimine on oluline sündmus ühendüsteemi töös. Saartalitluse avastamiseks sobib pingefaaside muutumise alusel määratud sagedus. Normaaltalitluse korral on sagedus kogu ühendüsteemis sama, saartalitluses aga mitte. Sageduse kiireks määramiseks süsteemi eri osades sobivad faasimõõtmised hästi. Vaja oleks võimaliku saartalitluse tekkimist avastada juba varakult. Ohuks on siiski eksimise võimalus, sest tegemist võib olla võnkumisnähtusega.

Üks laimõõtmiste olulisemaid rakendusi on modaalanalüüsil põhinev elektrisüsteemi võnkumiste avastamine ja seire. Võnkumised võivad lähtuda talitluse suurematest häiringutest nagu generaatorite või ülekandeliinide lülitused, kuid ka juba väike ülekantava võimsuse juurdekasv võib viia mittestabiilse võnkumiseni. Elektri ülekanne suurtele kaugustele võib põhjustada piirkondadevahelise võnkumise. Generaatorite rootorite võnkumise sumbumine on oluline faktor elektrisüsteemi stabiilsuse säilitamisel. Sumbumist aitab tagada elektrisüsteemi stabilisaator (*PSS*). Võnkumise sumbumist väljendab elektrisüsteemi dünaamikamudel, mille parameetreid saab hinnata faasimõõtmiste alusel. Võimalik on ennetavate meetmete rakendamine vältimaks ebastabiilsust, kui sumbumus liigselt väheneb. Kui sumbuvus tase ületab etteantud piiri, väljastatakse *SCADA*-alarm. Võnkumiste sumbumise kiirendamiseks aitab kaasa ülekantavate võimsuste vähenemine, stabilisaatorite õige sättimine jm. Võnkumiste iseloomu alusel võib kontrollida elektrisüsteemi dünaamikamudelit. Oluline on võnkumiste jälgimine süsteemi eri regioonide resünkroniseerimisel. Siin on võnkumiste sumbuvus otsustavaks näitajaks.

Süsteemi talitluse määramiseks on vaja teada võrgu konfiguratsiooni, sõlmepingete väärtusi ja nurki. Tavalised *SCADA*-mõõtmised nurki ei haara, mistõttu leitakse need arvutuslikul teel. Estimateerimisel püütakse andmeliigsusele toetudes leida kõige tõenäosem talitus. Selleks tuleb mõõtmisi täpsustada, detekteerida halbu andmeid, leida topoloogiavead ja täpsustada võrgu parameetreid. Talitluse estimateerimise parendamisel aitavad tunduvalt kaasa faasimõõtmised, mis sisuliselt tähendavad talitusparameetrite otseseid ja väga täpseid mõõtmisi. Faasimõõtmisi võib rakendada estimateeritud talitluse kontrollimiseks või lülitada need otseselt estimateerimisprotsessi. Faasimõõtmised on sagedad, nendest saab ära kasutada nurkade ja voolude väärtusi kuid probleemi tekitab faasimõõtmiste väike arv. Võimalikke algoritme sellise hübriidestimateerimise loomiseks on mitmeid. Uurimised näitavad, et juba 10% strateegiliselt olulise piirkonna katmine faasimõõtmistega tõstab oluliselt estimateerimise täpsust ja kiirust. Faasimõõtmise ottsel kasutamisel on tegemist hübriidestimateerimissüsteemiga (*hybrid state estimator*). Omaette

probleem on ühendsüsteemi talitluste estimeerimisega (*multi-area state estimation*), millega proovitakse ühendada piirkondlikult estimeeritud tulemusi.

Mitmeid võimalusi on laimõõtmiste vallasrakendustel. Talitluse parema staatika- ja dünaamikamudeli koostamine võimaldab paremini talitlust plaanida ning annab täpsemad lähteandmed juhtimis- ja kaitseseadmete sättemiseks. Talitluse plaanisel on olemas oht, et võimalike avariilukordade vältimiseks rakendatakse liigseid meetmeid. Teiselt poolt on olemas oht, et ei nähta ette kõiki ohtlikke olukordi. WAMS olemasolul võib arvestada sellega, et operaatorid on kujunenud olukorrast paremini informeeritud. Joonisel 1.5 on illustreeritud laiseiresüsteemi rakendusi.



Joonis 1.5. Laiseiresüsteemi rakendusi.

Võib öelda, et WAMS on juba väljakujunenud tehnoloogia, mis oluliselt mõjutab elektrisüsteemi toimimise töökindlust ja efektiivsust.

Kokkuvõtteks võimaldavad laimõõtmised paremini ära kasutada elektriülekannete võimalusi ja ära hoida või piirata ülesüsteemilisi avariisid, suurendades seega elektrivarustuse töökindlust. Kuna laimõõttekohti on elektrisüsteemis esialgu ja lähitulevikus suhteliselt vähe, on vajalik traditsiooniliste SCADA-andmete ja WAMS-andmete sihipärane kombineerimine.

### 1.3 Laijuhtimissüsteem

Laijuhtimissüsteemid (WACS) tõstavad automaatselt elektrisüsteemi ülekandevõimet ja säilitavad elektrisüsteemi stabiilsust. Laimõõtmised sobivad näiteks kiirete juhtimisseadmete (*network controller*) nagu PSS ja FACTS-seadmete sättimiseks. Samuti võib juhtida elektrisüsteemi regulaatoreid ja teha vajalikke lülitusi. Teisisõnu, tegemist on elektrisüsteemi laikaitsega (*wide area protection, WAP*). Automaatselt võib reguleerida ka elektrisüsteemi püsitalitlust hoides ära avariohtlike olukordade tekkimist.

Üldiselt võib elektrisüsteemi regulaatoreid vaadelda kolmel tasemel:

- primaartase – kiired regulaatorid (AVR ja SVC)
- sekundaartase – aeglasemad ja suurema ulatusega seadmed, primaartaseme regulaatorite koordineerimiseks (AGC)
- tertsiaartase – regulaatorid, mis koordineerivad sekundaarregulaatoreid ja on suure (nt riigi) tegevusulatusega.

Siiamaani on toimunud regulaatorite koordineerimine operatiivpersonali poolt käsitsi. Laijuhtimissüsteem võimaldab juhtimist kiirendada, arvestades protsesse laiemas ulatuses. Tingimuseks on, et automaatsed toimingud oleks operaatoritele arusaadavad ja jälgitavad.

Laijuhtimissüsteemi rakendamise põhilised eesmärgid on

- võrgu ülekandevõime tõstmine
- stabiilsuse tagamine
- pinge laireguleerimine.

Elektrivõrgu ülekandevõimet on vaja tõsta elektrituru toimimise parendamiseks. Siin tekib küsimus optimeerimiskriteeriumist. Enam kui ühe ülekandevõimaluse korral on elektrituru seisukohalt eelistatum suurema kasufunktsiooniga (*benefit function*) ülekandete (*flowgate*).

$$B(t) = \sum_b p_b t_b$$

Siin  $p_b$  on hind ja  $t_b$  ülekande määr. Ülekandevõime tõstmine tähendab muuhulgas võimsusvoogude juhtimist (*coordinated power flow control*), mis muudab võimsuste loomulikku jagunemist. Muudatusi on vaja, et vähendada ülekoormatud liinide koormust, tõstes ülekannet mujal, mis tähendab, et süsteem ei toimi optimaalselt kadude ja muude näitajate suhtes. Samuti on vaja muudatusi, et avastada ja ennetada soovimatuid tasandusvooge (*loop flow*). Traditsiooniliselt reguleeritakse võimsusvoogusid lisapingetrafoodega (faasinihustrafodega, *phase shifting*



*transformer, PST*). Kaasaegsemad on *FACTS*-põhised dünaamilised võimsusvoogude kontrol-  
lerid (*dynamic flow controller, DFC*). *DFC*-seadmed võimaldavad talitlushäiringute korral kii-  
rest (sekundi jooksul) adapteeruda olukorraga, võimaldavad vältida pinget ebastabiilsust ja rea-  
geerida ülekuumenemisele. Need juhtimistoimingud peavad aga olema eelnevalt programmeeritud.

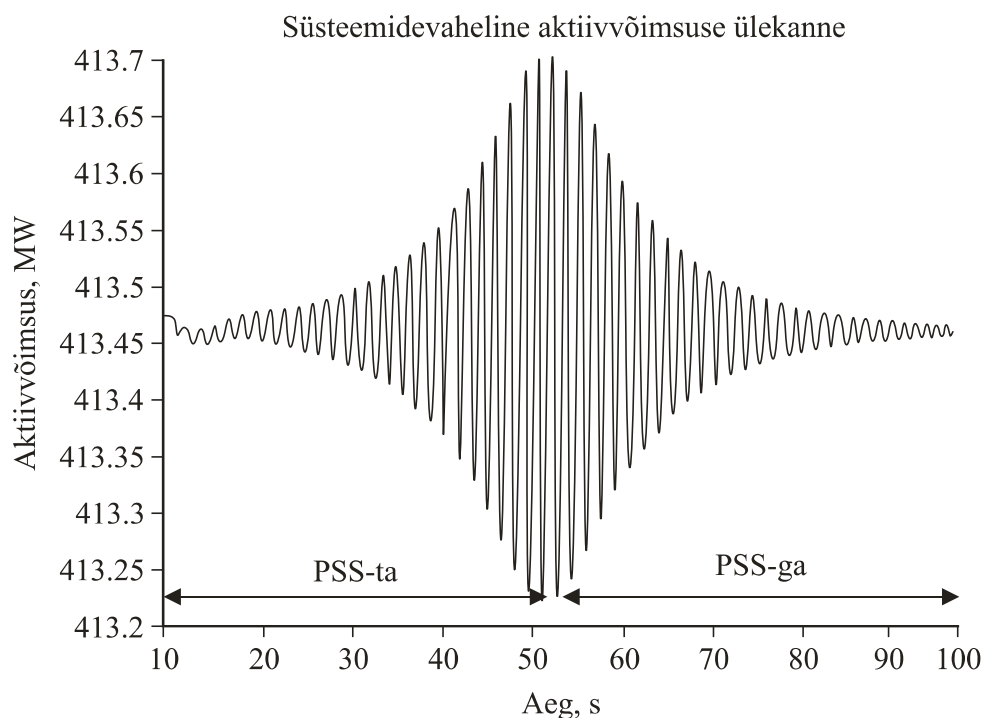
Traditsioonilisteks stabiilsuse tagamise võteteks on kiiretoimelise releekaitse (*reduction of fault-clearing time*), kiirete ergutusregulaatorite ja stabilisaatorite (*PSS*) rakendamine. Stabiilsuse tagamise regulaatorid võib jagada kohaliku ja laijuhtimise ning pideva ja mittepideva toime järgi. Pideva toimega on pingeregulaatorid, elektrisüsteemi stabilisaatorid ning turbiinide regulaatorid aga ka türistorjuhitavad reaktiivvõimsuse allikad. Mittepideva toimega on kondensaatorpatareide ja reaktorite lülitused ning koormuse avariiline vähendamine. Pingetõstmiseks avariolukorras on kasutusel sünkroonkompensaatorid (*synchronous condenser, SC*). Kiirema toimega on staatilised kompensaatorid (*static var compensator, SVC*). Väga efektiivne on pikade liinide pikikompenseerimine.

Ühendsüsteemis on elektri ülekande üheks piirajaks piirkondandevhalsed võnkumised. Tavali-  
sused stabilisaatorid (*PSS*) siin sageli ei aita ja vaja on laimõõtmisi. Laimõõtmistel põhineva  
süsteemi loomisel on vaja välja selgitada reguleerimisvõimalused (*control loops*), õigesti pai-  
galdada faasimõõturid ja reguleerimisseadmed, koostada asjakohased juhtimisseadused (*control laws*) ning toime tulla laimõõtmiste võimalike viidetega. Välja töötatud on elektrisüsteemi laiatoimeline stabilisaator (*multi-band PSS, PSS4B*), mis reageerib nii generaatori rootori kii-  
rusele kui ka pingele ja voolule. Stabilisaator on seatud reageerima kolmele võimalikule võn-  
kumisviisile:

- kõrgsageduslik (0,8...4,0 Hz) võnkumine sama jaama või lähedaste jaamade generaato-  
rite vahel
- kesksageduslik (0,1...1,0 Hz) piirkondlik võnkumine
- madalsageduslik (umbes 0,04 Hz) süsteemne (globaalne) võnkumine.

Joonisel 1.7 on näide *PSS* toimest piirkonnavahealiste võnkumiste (0,64 Hz) korral, kui *PSS*  
lülitati sisse 50 sekundi möödumisel võnkumiste algusest.

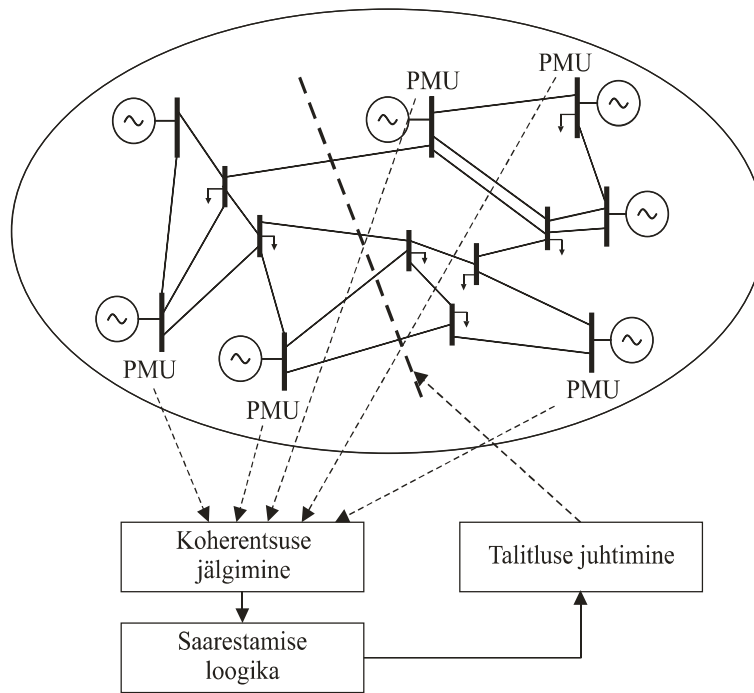
Võnkumiste summutamiseks kasutatakse ka kiiretoimelisi reaktiivvõimsuse kompensaatoreid  
(*SC* ja *SVC*). Laimõõtmised võimaldavad koordineerida erinevaid pingereguleerimisseadmeid.  
Kasutusel on nii lokaalmõõtmised (kaugmõõtmised) liiniotste vahel, kui laimõõtmised. Võib  
näha, et laimõõtmiste kasutamine tõstab ülekande läbilaskevõimet tunduvalt.



Joonis 1.7. PSS toime võimsuste piirkonnavahelise võnkumise summutamisel.

Stabiilsuse laikaitse võib olla kas erikaitse (*special protection system, SPS*) või korrektiivset (*remedial actions schemes, RAS*) tüüpi. Erikaitse reageerib eelnevalt valitud sündmustele (lülitustele). RAS on vastandina SPSile pideva toimega, jälgides süsteemi reageerimist häiringutele. Neid kahte toimet võib liita ühte WACS-süsteemi (*wide-area stability and voltage control system*) nii, et pidevalt toimiv talitluse korrigeerimine asendub vajaduse korral suuremate lülitustega. Allpool on illustreeritud laikaitsesüsteeme, mis realiseerivad elektrisüsteemi saartalitluse vältimaks avarii laienemist (joonis 1.8) ning avariilist koormusvähendamist (joonis 1.9).

Ülikõrgepingele mõeldud pinge laikaitsesüsteem (*wide-area voltage protection, WAP*) toimib pingestabiilsuse ja süsteemi töökindluse tõstmiseks koostöös pinge laireguleerimisega (*wide area voltage regulation, WAR*). Mõlemad süsteemid peavad toimima koordineeritult, mis ei pruugi olla lihtne ülesanne.



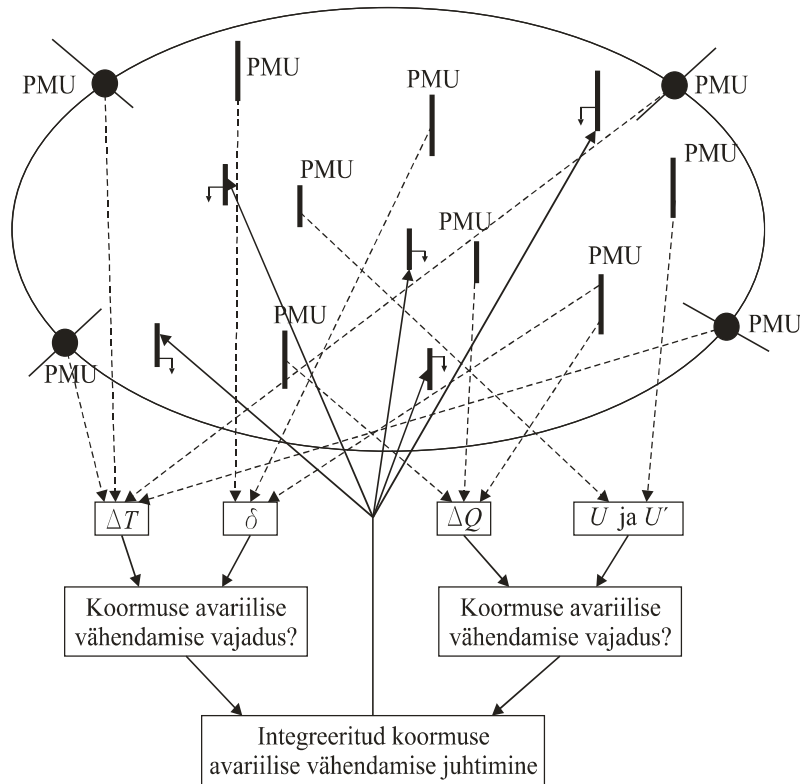
Joonis 1.8. WACS elektrisüsteemi viimiseks saartalitusse.

Laikaitse ja ülekandevõrgu pingereguleerimise ühendamisel räägitakse pinge tavalise ehk primaarreguleerimise kõrval veel pinge sekundaar- ja tertsiarreguleerimisest (*secondary and tertiary voltage regulation, SVR and TVR*). Primaarreguleerimise aluseks on generaatorid. Sekundaarregulaatorid reguleerivad pinget juhtimispiirkondade (*control area*) kontrollisõlmedes (*pilot node*). Tertsiarreguleerimine tähendab sekundaarregulaatorite sätete muutmist üle kogu süsteemi. Nii *SVR* kui *TVR* rakenduvad ohuolukordades. Reguleeritakse ja lülitatakse kondensaatortpatareisid, reaktoreid, sünkroon- ja staatilisi kompensatoreid aga ka trafode astmelüliteid. Vajaduse korral astmelülitid blokeeritakse. Põhieesmärgiks on vältida pinge mittestabiilsust. Pinge mittestabiilsuse indikaatoriks (*proximity indicator*) on

$$VSI_j(t) = q_i(t) + \rho \frac{\partial q_i(t)}{\partial t} \Delta t$$

kus  $-1 \leq q_j \leq 1$  on  $j$ -nda piirkonna reaktiivvõimsuse tase reguleerimisseadme võimsuse suhtes,  $\rho$  – kaalutegur ning  $\Delta t$  – diskreetimissamm. Indikaator *VSI* ei iseloomusta õigupoolest pingestabiilsust, vaid *SVR* kaugust tema toimepiiridest. Tertsiarreguleerimine algab, kui sekundaarreguleerimisest (*SVR*) ei piisa. Omakorda pinge laikaitse süsteem (*WAP*) hakkab toimima, kui ka *TVR* ei tule toime. Mõlemal juhul on aluseks pinge mittestabiilsuse indeks (*real-time voltage instability index*). Laikaitse süsteemi võimalusteks on sisse lülitada reaktiivvõimsuse reserve, kui neid on, ning vähendada  $j$ -nda piirkonna koormust, alustades reaktiivkoormusest.

Koormuse vähendamine toimub seni, kuni  $VSI$ -indeks ning  $SVR$  ja  $TVR$  väärtused sisenevad oma normaalsesse piirkonda.



Joonis 1.9. WACS elektrisüsteemi koormuse avariiliseks vähendamiseks.

WAMS ja WAMC toimet võib vaadelda püsitalitluse, siirdetailtuse (nt piirkondadevaheline võnkumine) ja avariitalitluse olukorras (tabel 1.1).

Tabel 1.1. WAMS ja WAMC toime talitluse erinevates olukordades.

	Püsitalitlus	Siirdetailtlus	Avariitalitlus
Seire (WAMS)	Stabiilsuse jooksev hindamine (OSA)	Süsteemi dünaamika, nt võnkumiste sumbumise seire	Talitluse avariijärgne seire
Juhtimine (WAMC)	Valmistumine juhtimis- ja kaitseaktsioonideks (RAS/SPS)	Võimsusvoogude reguleerimine ja regulaatorite säätmine	Juhtimis- ja kaitseaktsioonide (RAS/SPS) täitmine

Laijuhtimissüsteem võib olla suunatud kas süsteemi ülekandevõime või töökindluse tõstmisele. Kuna laiseire ja -juhtimine võimaldab töötada stabiilsuse piiridele lähemal, tekib oht, et süsteemi töökindlus väheneb.

Automaatsüsteemid peavad toimima korrektselt ka muutuste korral elektrisüsteemis. Vältida tuleb olukordi, kus laikaitse ise põhjustab avariiidid. Võimalike avariiolekordade mitmekesisuse tõttu on automaatse laikaitse seadmine keerukas.

Laikaitse- ja laijuhtimissüsteemide kasutuselevõtul on väga oluline tähtsus infoedastus kanalitel. Eriti kriitilise tähtsusega on see juhtimiskäskluste edastamisel. Tavapäraste laimõõtesüsteemide kasutamiseks võib põhimõtteliselt kasutada mistahes infokanaleid ja kui paigutada alajaa-madesse täiendavad PDC-d (*Phasor Data Concentrator*), siis ei ole karta ka andmete kadumist, kui infoedastuses peaks toimuma katkestus. Laikaitse ja –juhtimise raames tuleb seevastu kasutada kiireid (*high-speed*) ühendusi. Siinkohal ei ole kriitilise tähtsusega mitte maht, mida üle kantakse vaid ajaline viide, mis tekib signaali edastamisel. Samuti on juhtimistoimingute teostamiseks vaja tagada reserv infoedastuskanalite olemasolu. Lisaks on olulise tähtsusega GPS signaali kasutamise robustsus, st oluline on, et terve juhtimissüsteem oleks võimeline mõnda aega töötama ilma GPS signaalita (on võimalus olukordade tekkeks, millal GPS signaal ei ole kättesaadav). Erinevate rakenduste nõuded kommunikatsiooni kiirusele on esitatud tabelis 1.2 [2].

Tabel 1.2. Erinevate rakenduste nõuded infoliikumise kiirusele [2].

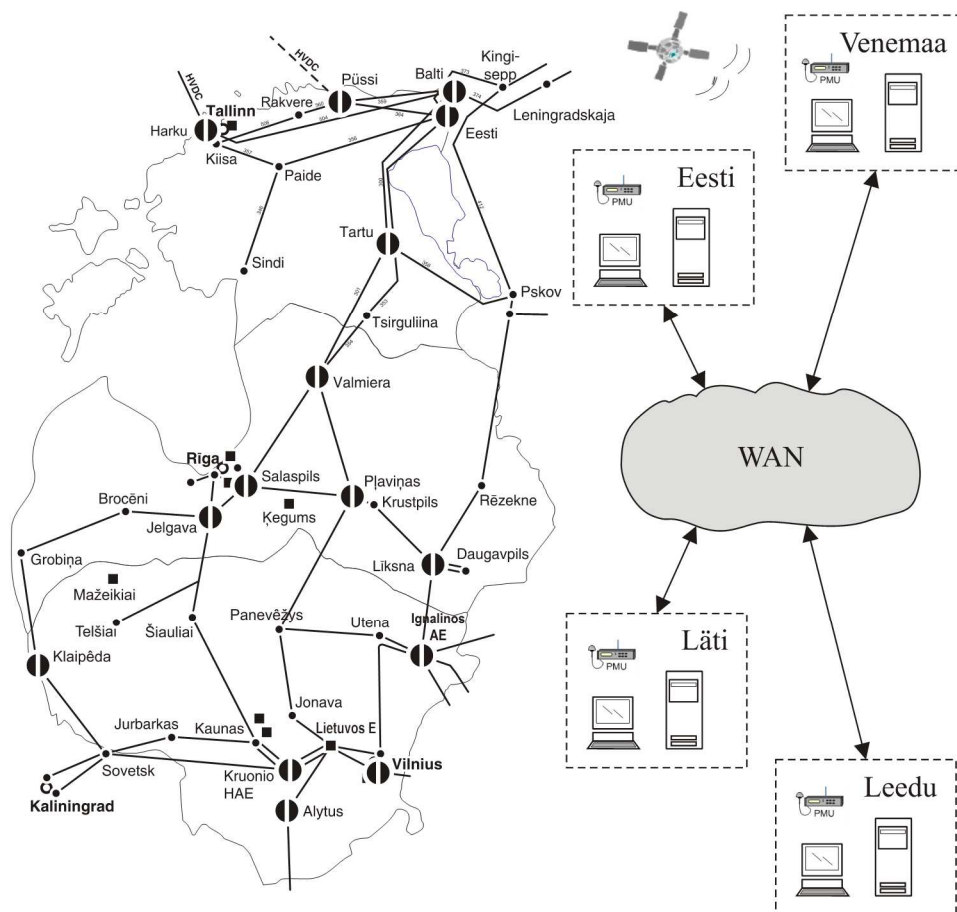
Rakendus	Algoritmile sobilik andmete kogumise akna suurus või juhtimiseks vajaliku perioodi pikkus	Ühesuunaline andmete liikumise kiiruse kestus PMU-st PDC-ni või vastupidi
Pingestabiilsus	20 ms - 300 s	mittekriitiline
Termiline seire	20 ms	mittekriitiline
Võnkumised / sumbumise jälgimine	20 ms / < 5 s	mittekriitiline
Tagasisidega <i>Wide-Area PSS</i>	50 ms	< 20 ms
Kontrolleri parameetrite automaatse uuendamiseega <i>Wide-Area PSS</i>	> 10 s	> 1 s
Võimsusvoogude koordineerimine	0,5 s - 1 s	< 200 ms
Dünaamiline stabiilsus	< 100 ms	< 40 ms
<i>RAS / SPS</i>	0,5 s - 1 s	< 200 ms

## 1.4 Laimõõtmised Eestis

Eesti elektrisüsteem on sünkroonselt ühendatud teiste Balti riikide elektrisüsteemidega ja Venemaa ühendalektrisüsteemiga IPS/UPS. Põhjamaadega ühendab Eesti elektrisüsteemi alalisvooluülekanne Estlink 1, millele lähitulevikus lisandub teine ülekanne, Estlink 2. Võimalikud on suured võimsusvood põhja-lõuna suunas. Toimub elektri transiit läbi Eesti elektrivõrgu Sankt Peterburist Leedusse, eriolukordades ka vastupidi. Estlink 1 transiit on seni peamiselt

suunaga Balti elektriyaamadest Soome. Eesti piires on elektri põhiline tarbimine Tallinnas, tootmine aga Narvas. Ühendüsteemi talitluse stabiilsust ja ühtlasi Eesti elektrisüsteemi ülekandevõimalusi mõjutab suurel määral Venemaa 750 kV elektrivõrgu talitus Sankt-Peterburi ja Moskva vahel. Oma mõju avaldavad ka Venemaa süsteemi muude ühenduste talitlused.

Kiire ja täpse informatsiooni saamiseks elektrisüsteemi talitluse kohta, ühines ka Eesti laiseiresüsteemiga. Selleks paigaldati aastal 2010 PMU-seadmed kõikidele Eesti elektrisüsteemi välisühendustele ning olulistematele siseühendustele (joonis 1.10). Koostöös Läti ja Leedu ning ühendüsteemi muude PMU-seadmetega on tekkinud võimalus jälgida nii Eestisiseseid võimsusvooge kui vahetusvõimsusi teiste süsteemidega. Põhiliseks eesmärgiks on nurga- ja pingestabiilsusega ning võimalike ülekoormustega seotud nähtuste jälgimine. Täiendavalt kasutatakse WAMS-süsteemi vahendusel saadud andmeid Eesti elektrisüsteemi dünaamikamudeli verifitseerimiseks ning talitluse estimateerimiseks. Tulevikus võib laimõõtmisi rakendada ka osana Eesti elektrisüsteemi avariitõrjeautomaatikast, mis juhib eelkõige HVDC-ülekannete talitlust võimalike häiringute tekkimisel.



Joonis 1.10. PMU-seadmete asukohad Eesti, Läti ja Leedu elektrisüsteemides.

Laiseiresüsteemi moodustamiseks on *PMU*-seadmete kõrval Eestisse paigaldatud ka üks kontsentraator ning kindlustatud vajalik andmeülekanne. Seni sobib andmete ülekandmiseks tavaline *TCP/IP*-põhine andmevõrk, kuid tulevikus võib osutuda vajalikuks täiendavate sidekanalite rajamine.

## **1.5 Laiseiresüsteemide tulevik**

Laiseirel põhinevate rakenduste areng on viimase kümne aasta jooksul olnud märgatav. Algselt mõõteandmete kogumise ja hilisema analüüsi süsteemist on tänapäeval saanud vahend, mille abil on reaajas võimalik jälgida ja väiksemas mastaabis juba ka juhtida elektrisüsteemi komponente ja läbi selle ka talitlust. Tuleviku perspektiividena on ette näha kogutava informatsiooni põhjal rohkemate automaatsete funktsioonide kasutuselevõttu. Oluliseks muutub erinevate juhtimisalgoritmide, kontrollerite (nt *wide-area PSS* jm) jm rakenduste, millede sisendiks on laimõõtesüsteemi vahendusel kogutav info, kasutamine talitluse juhtimisel. Elektrisüsteemi talitluse hindamise poole pealt on oodata *PMU* mõõtmiste laiemat kasutuselevõttu *SCADA/EMS* süsteemides. Oluline on suurendada talitluse estimaatori täpsust. Laimõõtmistel põhineva juhtimise ja kaitsefunktsionaalsuse juures on üheks võimalikuks suunaks kohalike, alajaamades asuvate, moodulite kasutuselevõtt. Sellisel juhul ei oleks lokaalse juhtimis- või kaitsefunktsiooni teostamiseks tarvidust keskse *PDC* järele, mis tõstaks töökindlust ning väldiks ajakulu, mis kulub informatsiooni liikumisel alajaamast *PDC*-sse ja tagasi.

Ajaperiood, millega laiseiresüsteemide arengust rääkides arvestada tuleb, on viis kuni viisteist aastat. Kiiremini leiavad kasutust elektrisüsteemi jälgimist suurendavad rakendused, samas kui juhtimise- ja kaitsefunktsioonide täismahuline kasutuselevõtt võtab pikemalt aega. Kiiremini saabuvad aga väiksemad lahendused.

## **1.6 Kirjandus**

- [1] Phadke, A.G., Thorp, J.S. Synchronised Phasor Measurements and Their Applications. Springer, 2008. 248 pp.
- [2] Wide Area Monitoring and Control for Transmission Capability Enhancement. CIGRE Working Group of Study Committee C4. Final Report. January, 2007, CIGRE TB No 330, 116 pp.
- [3] Meldorf, M., Tikk., T., Kilter, J. Elektrivõrgu operatiivjuhtimissüsteem, TTÜ kirjastus, Tallinn, 2010, 352 lk.
- [4] Meldorf, M., Kilter, J. Elektrisüsteemi stabiilsus, TTÜ kirjastus, Tallinn, 2011, 346 lk.
- [5] Savulescu, S. Real-Time Stability in Power Systems. Springer, 2006, 319 pp.
- [6] Savulescu, S. Real-Time Stability Assessment in Modern Power System Control Centers. Wiley-IEEE Press, 2009, 425 pp.



## **2 Laimõõte-, juhtimise- ja kaitsesüsteemid ning nende rakendused**

### **2.1 Üldist**

Laimõõtmiste rakendamine elektrisüsteemi talitluse analüüsil on tänapäeval suhteliselt levinud ning järjest enam on hakatud tähelepanu pöörama võimalustele, kuidas rakendada olemasolevat faasimõõteriistade taristut ka elektrisüsteemi juhtimiseks. See temaatika on tänapäeva teaduslikus maailmas väga populaarne ning maailmas on mitmeid ülekandevõrguoperaatoreid koos uurimusasutustega uurimas erinevaid laiseire rakendusi.

Käesoleva peatüki eesmärgiks on anda ülevaade ning analüüsida maailmas teostatud laiseiresüsteemide rakendusi ning erinevate tarkvara tootjate võimalusi. Peatükk on jaotatud suures plaanis kolmeks. Esimeses osas leiab käsitlemist erinevate riikide laiseiresüsteemide ulatus ja rakendused. Tähelepanu on pööratud erinevates riikides kasutatud lahendustele ning võimalike arengusuundadele tulevikus. Kokkuvõtlikult võib mainida, et erinevates riikides olenevad arengusuunad konkreetse elektrisüsteemi eripärasustest alates süsteemi stabiilsuse probleemidest kuni võimsusülekande ja elektritootjate ning *HVDC* ja *FACTS* seadmete seireni ja eesmärgipärase juhtimiseni. Peatüki teine, suurem temaatika hõlmab erinevate tootjate laiseiretarkvarade olemust ning kasutust erinevates riikides. Oluline on siinkohal teadmine, et kuidas ja mis viisil on erinevaid tarkvarasid võimalik rakendada elektrisüsteemi seire teostamiseks. Tänapäeval on arengusuunaks lisaks kommertstarkvaradele ka vabavarade kasutuselevõtt. Siiski tuleb siinkohal mainida, et süsteemi töökindlus ja rakendatavus ning kasutajasõbralikkus on olulised kriteeriumid, mida on mõistlik laiseiretarkvarade kasutuselevõtul ja arendamisel arvestada. Peatüki kolmandaks tähtsaks osaks on laiseiresüsteemide kontseptsiooni analüüs ning järeldused vaadeldes konkreetset Eesti elektrisüsteemi temaatikat.

Peatüki eesmärgiks on anda põhjalik ülevaade maailmas arendatud ja kasutusel olevatest lahendustest ning hinnata nende sobilikkust Eesti elektrisüsteemi laimõõtesüsteemi arendamisel.

### **2.2 Laimõõtmiste kasutamine ja rakendused maailmas**

Siin peatükis leiavad käsitlemist maailma erinevates elektrisüsteemides kasutusel olevad laiseiresüsteemid. Enamjaolt on aktiivselt kasutuses elektrisüsteemi jälgimisega seotud rakendused, kuid järjest enam on hakatud tähelepanu pöörama võimalustele, mis rakendavad laimõõtmisi ka elektrisüsteemi juhtimisel ja kaitsmisel. Peatükis antud ülevaate analüüs põhineb teaduslikel artiklidel ning erinevate riikide võrguoperaatorite poolt avaldatud andmetel. Teksti juurde on

lisatud viited mis vajadusel võimaldavad konkreetse riigi kohta olemasolevat materjali täpsemalt uurida.

Esimesed materjalid laimõõtmiste rakendamiseks erinevate riikide elektrisüsteemides on ülevaatlikult esitatud *CIGRE* aruandes [1]. *CIGRE* aruande avaldamisest on möödunud mitu aastat ja selle aja jooksul on laimõõtmise valdkonnas toimunud märgatavad muutused, mistõttu ei ole vaadeldud nende riikide laiseiresüsteeme, mis on leidnud kajastust *CIGRE* aruandes. Analüüsitud on nende riikide lahenduste arengut ja suuremate täienduste korral on need välja toodud peatüki kokkuvõttes. Täielikult ülevaatlikku kokkuvõtet kasutusel olevatest rakendustest ei olnud kirjandusallikatest võimalik leida.

Järgnevalt vaadeldakse maailma erinevates elektriülekanalsüsteemides kasutusel olevaid rakendusi. Käsitlust leiavad rakendused nii Ameerikast, Euroopast kui ka Aasiast. Eesti kontekstis on kõige olulisem ümbruskonna riikide lahendused ning eelkõige Venemaa arengusuunad.

### **2.2.1 Mehhiko**

Mehhiko elektrisüsteem on riigi omanduses. Elektri tootmine põhineb fossiilsete kütuste (75%) ning hüdro- ja tuuleenergia (24%) kasutamises. Installeeritud võimsus on 58 GW. Mehhiko elektrisüsteem on ühendatud USA (9 liini), Belize (1 liin) ja Guatemala (1) elektrivõrkudega. Oluliseks kitsaskohaks on võimsuse ülekandmine teistesse Kesk-Ameerika riikidesse ning sellest tulenevad elektrisüsteemi juhtimise probleemid. Olulise tähtsusega on võimsusvahetus USA-ga. Mehhiko elektrisüsteem koosneb kolmest eraldi juhitavast elektrisüsteemist. Mehhiko elektrisüsteemi koos süsteemi paigaldatud *PMU*-dega on kujutatud joonisel 2.1.

Mehhiko laiseiresüsteemi nimetatakse lühendiga *SIMEFAS* (*Sistema de Medicion Fasorial*) [2]. Projekti alustati 1990. aastal eesmärgiga jälgida elektrivõrgu talitlust, hinnata häiringute kulgu kasutades faasimõõteseadmeid ning visualiseerida elektrisüsteemi seisundit. Praegusel ajal koosneb süsteem viiest *PDC*-st, mis koguvad ja analüüsivad erinevates süsteemi osades asuvalt *PMU*-delt saadud infot. Süsteemi baasil on välja töötatud rakendused mudelite valideerimiseks, talitluse kuvamiseks (süsteemi varud jm), tootmise juhtimiseks (*AGC*) ja koormuse väljalülitamiseks (*load shedding*), adaptiivseks releekaitseks ning seadmete ülekoormuse ja talitluse jälgimiseks.



Joonis 2.1. Mehhiko elektrisüsteem (National Interconnected, Baja California Norte, Baja California Sur). Sinised punktid tähistavad paigaldatud PMU-sid [2].

Laimõotesüsteemi rajamisel paigaldati Mehhiko elektrisüsteemi erinevatesse osadesse 15 *PMU*-d ning paigaldamiskohtade valikul lähtuti põhimõtetest, et kaetud oleksid suured tootmiskeskused, põhilised koormuskeskused ja kriitilised võimsuse ülekandekoridorid. Esimeses järgus oli põhiliseks huviks häiringute analüüs ja mudelite valideerimine. Teises järgus, alates 2000. aastast, muutus oluliseks süsteemi reaajas jälgimine ja visualiseerimine ning erinevad reaalaja rakendused, eesmärgiga tagada süsteemi töö- ja häiringukindlus. Andmesideks kasutatakse fiiberoptikat. Tagamaks süsteemi paremat jälgitavust ning häiringute paremat ennetamist tehakse Mehhiko laiseiresüsteemi raames ka koostööd *NASPI*-ga (*North American Synchrophasor Initiative*). Eesmärgiks on Kanada, USA ja Mehhiko vaheliste *PMU* mõõteandmete edastamine ning analüüs riikide vahel.

Mehhiko laiseiresüsteemi põhilisteks rakenduseks on:

1. *Off-line* tasemel rikete hilisem analüüs. Oluline on mõõtesuuruse kõrge diskreetimissagedus (*high sampling frequency*), andmehõive ja signaalide täpne töötlemine. Andmeside taristu töökindlus on siinkohal väiksema tähtsusega;
2. Laimõotesüsteem. Oluline on andmeside taristu töökindlus ja andmete edastamise kiirus ning *PMU* enda töökindlus;
3. Laijuhtimise- ja kaitse lahendused. Adaptiivsed süsteemi kaitse skeemid ja generaatorite väljalülitamise lahendused. Süsteemi arhitektuurilise lahenduse juures on süsteemi juhtimine ja lihtsalt jälgimine teineteisest eraldatud.

Lokaalsete ja süsteemi tasemel *PDC*-de paiknemine Mehhiko elektrisüsteemis on kujutatud joonisel 2.2.

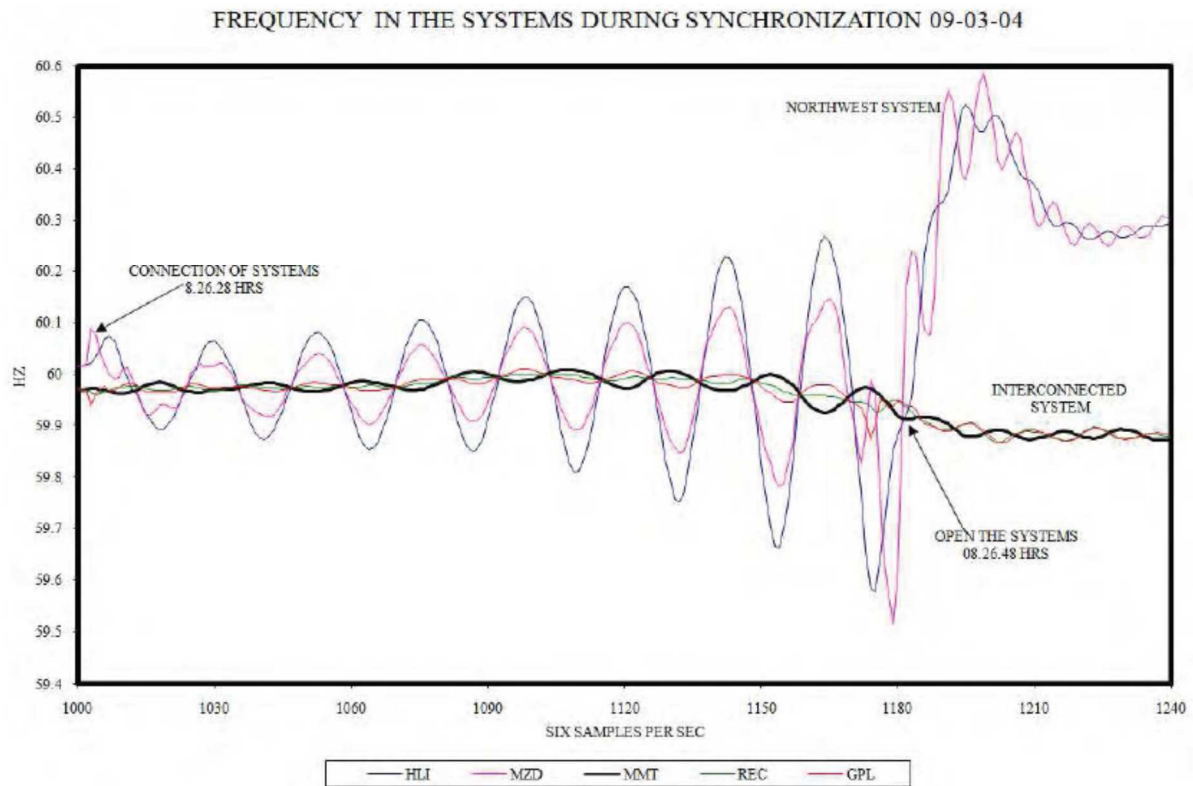


Joonis 2.2. *PDC*-de paiknemine Mehhiko elektrisüsteemis [2].

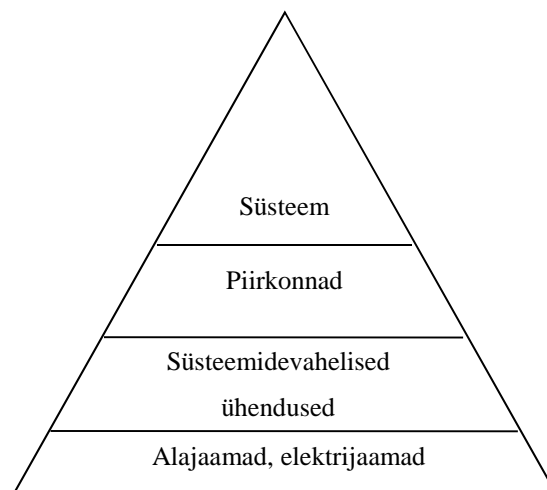
Näide *PMU*-de mõõteandmete alusel teostatavast süsteemi jälgimisest ja analüüsist on kujutatud joonisel 2.3, kus 10. märtsil 2005. aastal leidis aset kahe erineva süsteemi osa sünkroniseerimine. Pärast sünkroniseerimist on märgata madalsageduslike võnkumiste tekkimist ning süsteemi osade eraldumist. Sarnased madalsageduslikud võnkumised on probleemiks terves regioonis, mistõttu on oluline jälgida süsteemi talitlust ning töötada välja lahendusi võimsuse ülekande tagamiseks.

Oma ülesehituselt omab *SIMEFAS* püramiidikujulist arhitektuuri (joonis 2.4). Alumine tase on alajaamade ja elektriyaamade tase. Teine tase on tähtsate süsteemide vaheliste ühenduste tase, millest kõrgemal asub regionaalsete juhtimiskeskuste tase ja kõige kõrgemal on süsteemi tase. Alumisel tasemel ei ole oluline andmete ülekandmise kiirus, samuti on rakenduste arv piiratud. Teisel tasemel on oluline süsteemide vaheliste ühenduste jälgimine ning korrektselt seadistatud süsteemikaitsete töö (nt. Mehhiko ja Guatemala ühenduse jälgimine, joonis 2.5). Piirkondlike *PDC*-de eesmärgiks on andmete kogumine ja töötlus ning reservi tagamine teistele *PMU*-dele ja *PDC*-dele. Tsentraalse *PDC* eesmärgiks on olemasoleva informatsiooni põhjal süsteemi talitluse jälgimine ja visualiseerimine ning talitluse estimateerimiseks vajalike andmete kogumine. Kõrgemal tasemel kogutakse kokku infot regionaalsetest *PDC*-dest ja strateegiliselt paigaldatud *PMU*-dest. Süsteemi jälgitavuse ja juhtimise huvides on piirkondlikud *PDC*-d paigaldatud süsteemi osadesse, mis võivad eralduda ning mida on hiljem tarvis resünkroniseerida. Süsteemi

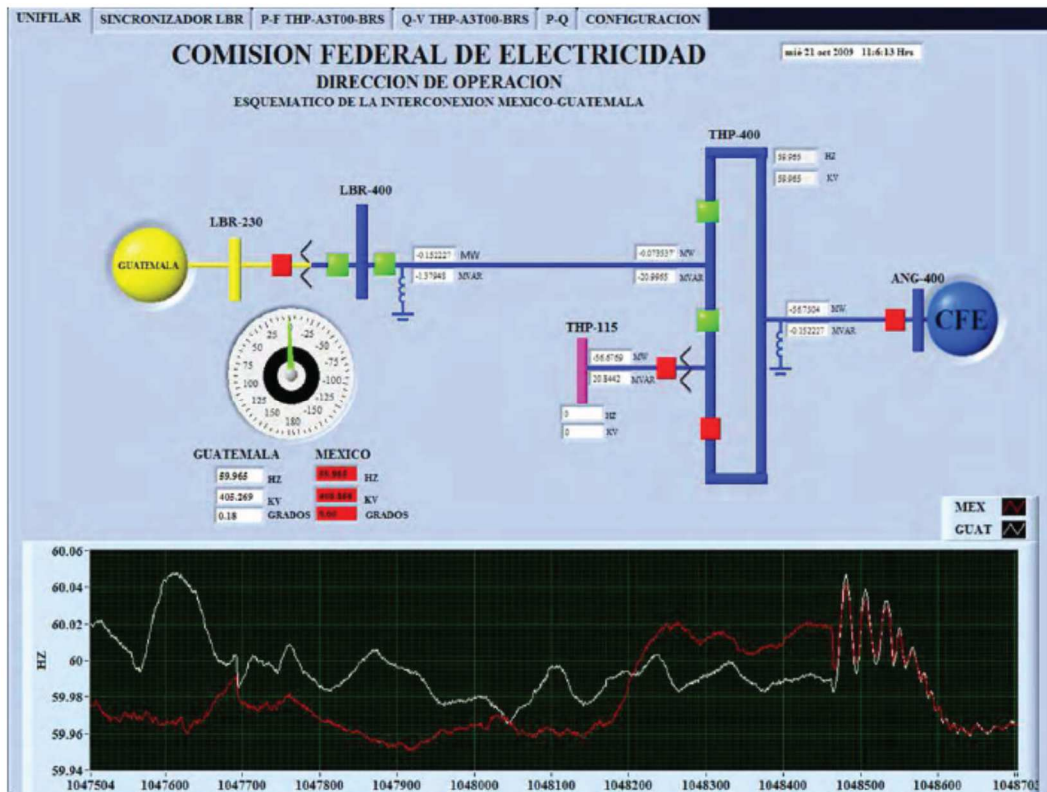
põhimõtteline skeem on näidatud joonisel 2.6. Töökindluse ja süsteemi vaadeldavuse huvides saadab üks *PMU* oma mõõteandmed nelja *PDC*-sse, kus neid võib kasutada erinevate raketuste tarvis.



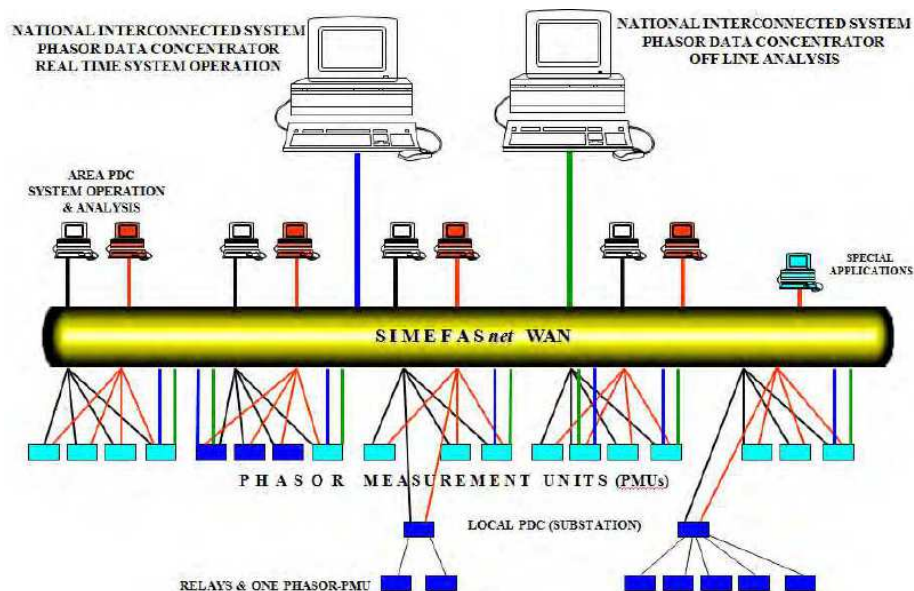
Joonis 2.3. Mittesumbuvate madalsageduslike võnkumiste tekkimine kahe süsteemi sünkroniseerimisel [2].



Joonis 2.4. SIMEFAS laiseiresüsteemi arhitektuur [2].



Joonis 2.5. Süsteemidevaheliste ühenduste talitluse jälgimise rakendus Mehhiko laiseire süsteemis [2].



Joonis 2.6. SIMEFAS süsteemi põhimõtteskeem [2].

## 2.2.2 Guatemala

Guatemala elektrisüsteem kuulub Kesk-Ameerika ühendelektrisüsteemi. Selle ühendelektrisüsteemi summaarne installeeritud võimsus on 7 GW. Guatemala elektrisüsteemis on installeeritud võimsus 850 MW ning 64% elektrist toodetakse taastuvatest energiaallikatest (hüdro-, biomassi-, päikese-, ja tuuleenergia) ja 36% fossiilsetest kütustest. Guatemala elektrisüsteemi suurimaks kitsaskohaks on tema suurus ning välisühendused Kesk-Ameerika ühendelektrisüsteemi teiste süsteemidega. Tingituna nõrkadest süsteemidevahelistest ühendustest on sisuliselt häiritud võimsuste ülekande erinevate süsteemi osade vahel ning samuti nende riikide enda elektrisüsteemi talitlemine.

Laimõõtmistel põhineva kaitsesüsteemi rajamist alustati Guatemalas 2011. aastal [3]. Põhiliseks eesmärgiks oli elektrisüsteemi talitluskindluse tõstmine tingituna madalsageduslike võnkumiste esinemisest transiitliinidel. Laikaitsesüsteem on üles ehitatud põhimõttel, et kui Mehhiko või El Salvadori ühendustel märgatakse madalsageduslike võnkumisi, siis toimub Guatemala süsteemi eraldamine vastavalt ühest või teisest naabersüsteemist. Kesk-Ameerika 220 kV ülekandesüsteem ulatub Mehhikost Panamani (joonis 2.7). Võrreldes Mehhiko ja teisi piirkonna süsteeme on põhiliseks erinevuseks süsteemi suurus, Mehhiko ca 50 GW ja teised kokku 7 GW. Guatemala 230 kV elektrivõrk on kujutatud joonisel 2.8.



Joonis 2.7. Kesk Ameerika Elektriline Ühendus Süsteem ehk „SIEPAC” [3].

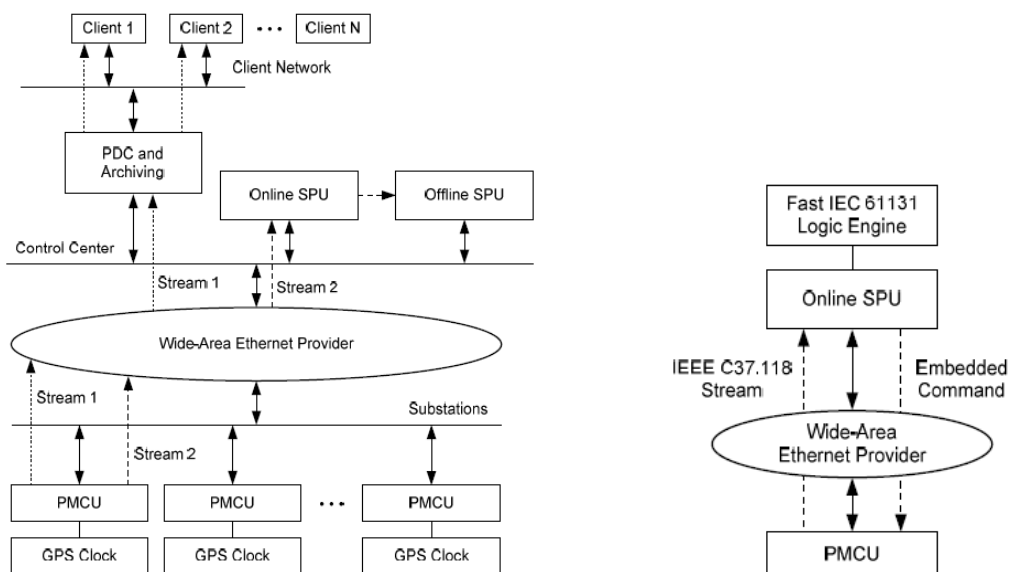
Guatemalas kasutatakse elektrisüsteemi jälgimiseks ja juhtimiseks nii tavapärasest SCADA süsteemi kui ka sünkrofaasoritel põhinevat süsteemi. Võrreldes SCADA süsteemiga võimaldab sünkrofaasoritel põhinev süsteem saada reaajas infot elektrisüsteemi tegeliku seisundi jälgimiseks. Andmeid edastatakse 22 PMU vahendusel 30 korda sekundis, mistõttu on võimalik kasutada kiireid juhtimisalgoritme talitlusajaga vähem kui 100 ms. PMU-d omavad sisse ehitata-

tud programmeeritavat loogikat ja juhtimisalgoritme. Andmete töötlus süsteemi kaitsemise eesmärgil toimub juhtimiskeskuses paiknevates juhtimismoodulites (*Synchronised processing unit, SPU*), mis kasutades loogilisi funktsioone annavad sisendsignaalide põhjal välja vastava väljundsignaali (nt lüliti väljalülitamine). Andmete arhiveerimiseks ja visualiseerimiseks dispetšeritele on kasutusel vastav kesk-kontsentraator.



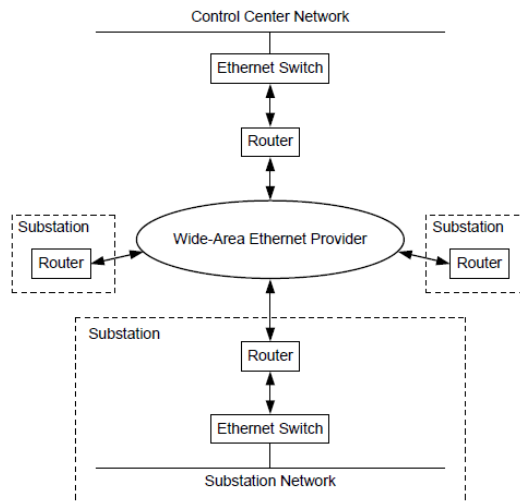
Joonis 2.8. Guatemala 230 kV elektrivõrk [3].

Guatemala laisüsteemi põhimõtteline ülevaade on esitatud joonisel 2.9. Iga *PMU* saadab välja kaks andmevoogu, esimene kontsentraatorisse (*PDC*) ja teine juhtimismoodulisse (*SPU1*). Kasutusel on ka teine *off-line* juhtimismoodul (*SPU2*), mille eesmärgiks on põhijuhtimismoodulis kasutatud loogika testimine ning selle kvaliteedi määramine. Andmeside põhineb Ethernet võrgul, kus kasutatav ülekandekiirus on 512 kbps. Ülekandes tekkivaid viivitusi loetakse ebaolulisteks ning need ei mõjuta üldisemat laikatisesüsteemi talitlust. Andmesidevõrgu põhimõttekeem on kujutatud joonisel 2.10.



Joonis 2.9. Sünkroniseeritud andmete liikumise skeem Ethernet võrgus [3].





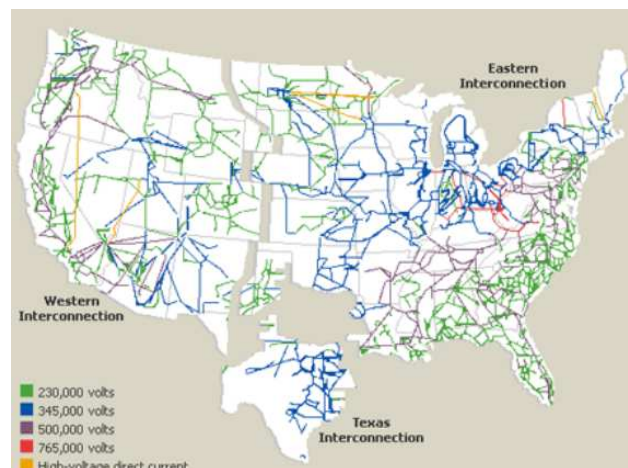
Joonis 2.10. Guatemala andmesivõrgu põhimõtteskeem [3].

Kokkuvõtvalt on Guatemala laisüsteemi põhiülesanneteks:

1. ülekantavate võimsuste reguleerimine Guatemala ja El Salvadori vahel;
2. madalsageduslike võnkumiste hindamine modaal-, *off-line* ja reaajas;
3. sünkroniseeritud andmete arhiveerimine ja analüüs (andmete päevane maht on 2 GB; säilitamise aeg 2 aastat, kogu mälumaht 2 TB) [3, 18].

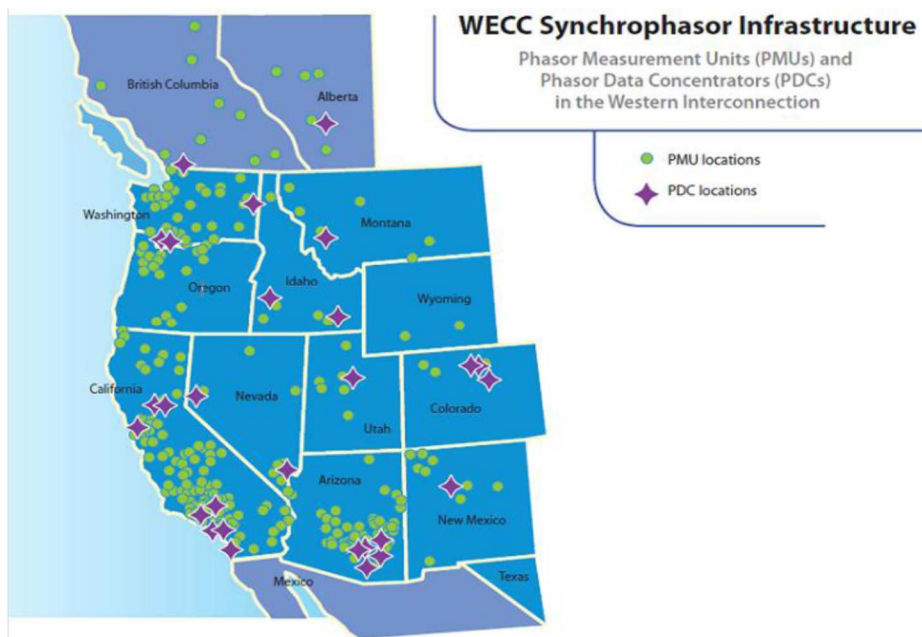
### 2.2.3 USA lääneosa ühendenergiasüsteem

USA elektrisüsteem koosneb kolmes suurest allsüsteemist: Lääne (*Western interconnection*), Ida (*Eastern interconnection*) ja Texase (*Texas interconnection*) süsteemist (joonis 2.11). Kokku on USA-s ehitatud enam kui 5000 elektrijaama ja ca 250 000 km ülekandeliine pingega 230...765 kV. Installeeritud võimsus kokku on üle 1000 GW, millest 130 GW on taastuvad energiaallikad (60% hüdro, 30% tuulikud, 10% biomass ja jäätmed), 100 GW tuumaenergia ja ca 750 GW fossiilsed allikad.



Joonis 2.11. USA elektrisüsteemid [32].

Järgnevalt on vaadeldud USA lääneosa ühendenergiasüsteemis kasutusele võetud laiseire rakendusi ning arengusuundasid. 2009. aastal loodi programm *WISP* (*Western Interconnection Synchrophasor Program*; lõpptähtaeg 2014. a), mille eesmärk on jälgida USA lääneosa ühendenergiatsooni talitlust [4-6]. Laiemalt on eesmärkideks elektrisüsteemi jälgitavuse ja töökindluste suurendamine, efektiivsem süsteemi osade taaspingestamine peale häiringut, kohalike häiringute ülekandumise tõkestamine naaberpiirkondadesse ja taastuvate energiaallikate integreerimise lihtsustamine. *WISP* programmi raames paigaldatakse süsteemi üle 400 *PMU*, ca 60 *PDC*-d, rajatakse vastavad sidesüsteemid ja vajalikud informatsiooni edastamise tarkvaralised lahendused. USA lääneosa *PMU*-de ja *PDC*-de paiknemise skeem on kujutatud joonisel 2.12.



Joonis 2.12. USA lääneosa *PMU*-de ja *PDC*-de paiknemine [4].

Peamised kriteeriumid millele alusel süsteemi *PMU*-d paigaldatakse on järgmised:

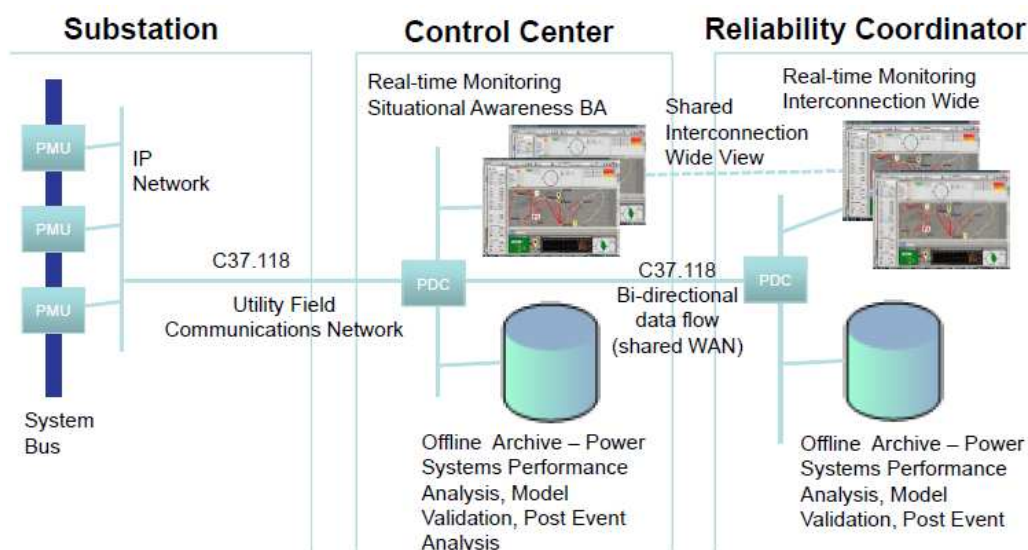
- Peamised ülekandekoridorid (võimsus 800 MW ja enam, pinge üle 300 kV);
- *HVDC* ühendused ja teised süsteemi osade vahelised ühendused (võimsus 150 MW ja enam, pinge üle 200 kV);
- Alajaamad (*EHV*) (300 kV ja enam, rohkem kui 7 ühendust);
- Suured elektrijaamad (üle 1000 MW);
- Iseseisvad tootmisallikad (üle 150 MW);
- Kriitilised genereerimise allikad, mille katkestused põhjustavad põhilistes ülekandekoridorides läbilaskevõime muutumise 5% või 100 MW;
- Staatilised kompenseerimisseadmed (*SVC*, *STATCOM*, jm. üle 100 MVA);
- Suured koormuskeskused (suuremad kui 750 MW);

- Süsteemikaitse juhtimiseks kasutavad sõlmed (*RAS control elements*).

WISP programmi sünkrofaasorite arhitektuur on kujutatud joonisel 2.13. PMU-dest saadud mõõtmised edastatakse reaalajas seire ja *off-line* arhiveerimise eesmärgil kontsentraatorisse C37.118 protokolliga vahendusel.

WISP programmi realiseerimises osalevad 19 võrguettevõtet. Põhiliikmeteks on:

- Bonneville Power Administration;
- California ISO/California Energy Commission;
- Idaho Power Corporation;
- NV Energy;
- PacificCorp;
- Pacific Gas & Electric;
- Southern California Edison;
- Salt River Project;
- Western Electricity Coordination Council (*WECC*).



Joonis 2.13. WISP sünkrofaasorite süsteemi arhitektuur [3].

Süsteemi põhilisteks rakendusteks on planeeritud süsteemi talitluse jälgimine (*Wide-Area Situational Awareness*), sageduse ja sageduse muutumise kiiruse jälgimine ning vastavad alarimid, nurkade jälgimine süsteemis, pinge stabiilsuse jälgimine, häiringute lokaliseerimine ja analüüs, talitluse estimeerimine, mudelite valideerimine, madalsageduslike võnkumiste jälgimine ja summutamine, reaktiivvõimsuse reservijälgimine ja häiresignaalide edastamine. Andmepuhvri suuruseks on 100 TB ning andmete säilitamine on planeeritud 15 kuuks, informatsiooni häiringute kohta säilitatakse seitse aastat.

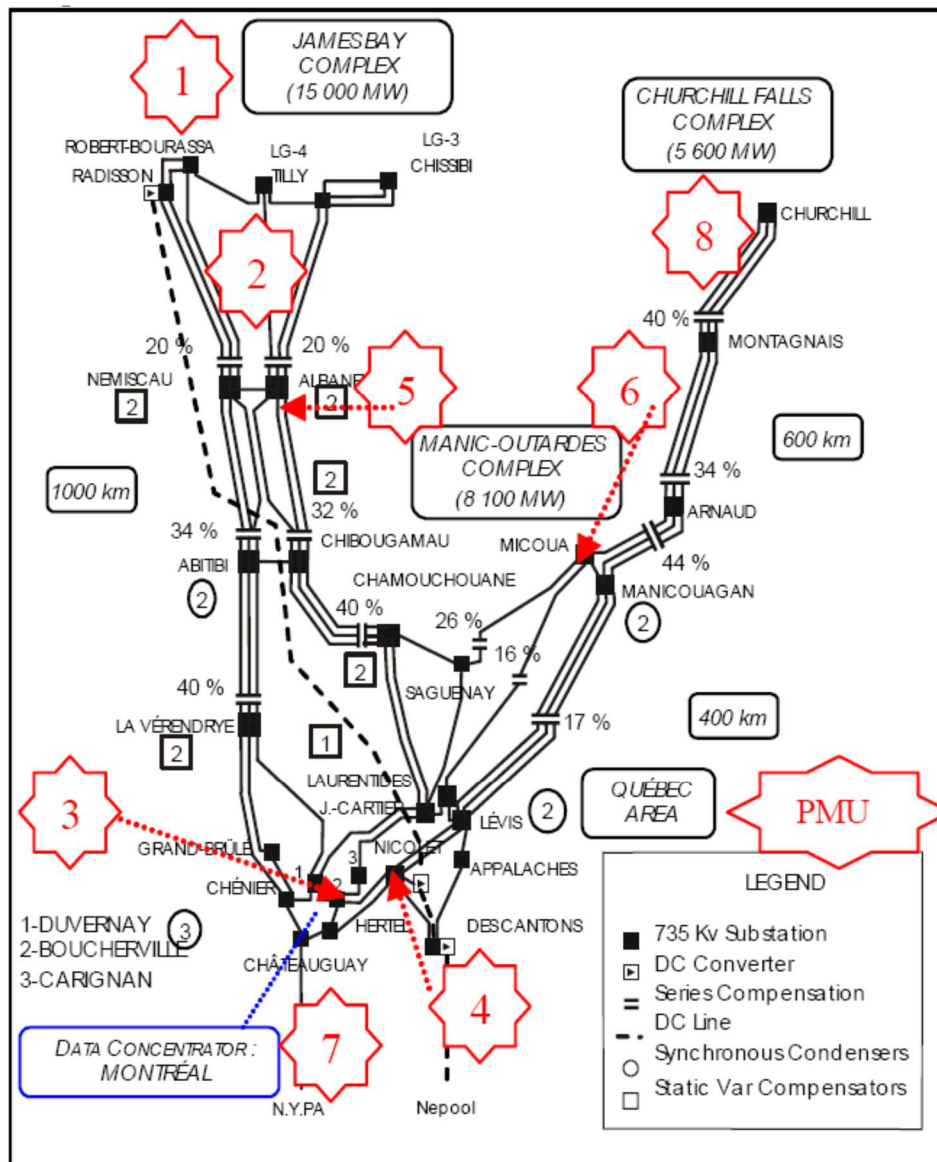
## 2.2.4 Hydro-Quebec

Hetkel ei ole olemas üht Kanada elektrisüsteemi. Kanada elektrisüsteem on sarnaselt USA süsteemile jaotatud erinevateks allsüsteemideks, millest erinevad elektrisüsteemid on ühenduses USA elektrisüsteemidega ning samuti on mõned süsteemid iseseisvad. Installeeritud võimsus erinevates süsteemides kokku on ca 130 GW, millest hüdroenergia osakaal on ca 64%, fossiilsete kütuste osakaal ca 20% ja tuumaenergia ca 15%. Ülekandevõrkudes on kasutusel nimipinged 115, 230, 500 ja 735 kV. Järgnevalt vaatleme *Hydro-Quebeci* elektrisüsteemi ning seal kasutatavaid laiseire rakendusi.

*Hydro-Quebec* elektrisüsteemis alustati laimõõtmistega 1976. aastal, kui õnnestus mõõta pinge nurkade erinevust Arnaud ja Boucherville alajaamade vahel (alajaamade vaheline kaugus ca 1000 km) [7]. Tänapäeval kasutatava süsteemi alguseks loetakse 2004. aastat. Süsteemis jälgitakse põhilisemate 735 kV lattide pingete nurkasid, sagedust ja harmoonikute väärtust. Kasutusel on 8 *PMU*-d ning samuti *SCADA* süsteem, mis on otseselt seotud *EMS* süsteemiga. See süsteem katab 25% 745 kV alajaamadest ning keskus asub Montrealis, *TransEnergie* keskuses. *Hydro-Quebeci* elektrisüsteemi ja *PMU*-de paiknemise skeem on esitatud joonisel 2.14. *PMU*-d on paigaldatud LG2 James-Bay West, LG4 James-Bay East, Churchill-Falls, Chibougamau, Micoua, Nicolet, Boucherville ja Chateauguay alajaamadesse.

*Hydro-Quebeci* laiseiresüsteemi põhilised eesmärgid on:

- Suuremate sündmuste avariijärgne analüüs (analüüsi teostavad võrgu analüüsimise eest vastutav osakond ning võrgu läbilaskevõime ja strateegilise juhtimise eest vastutav osakond. Juurdepääs *Oracle* andmebaasi läbi *Java* keskkonna);
- Süsteemi dünaamika mudelite analüüs ja valideerimine;
- Sageduse reguleerimise statistika analüüs (sageduse statistika on kättesaadav *TransEnergie* kodulehelt; statistikat kasutatakse *Hydro-Quebec NERC* sageduse stabiilsuse kriteeriumitele vastavuse kontrollimiseks);
- Reaalajas geomagnetiliste tormide avastamine (probleemiks on liinide sattumine indutseeritud voolude mõju alla geomagnetiliste tormide ajal).



Joonis 2.14. Hydro-Quebeci elektrisüsteem ja PMU-de paiknemine [7].

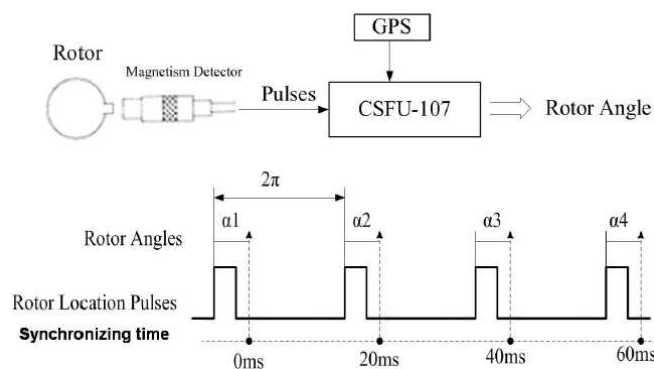
### 2.2.5 Hiina

Hiina elektrisüsteem on maailma üks suurimaid süsteeme. Installeeritud võimsus süsteemis on ca 900 GW, millest ca 65% on kivisöe baasil töötavad elektrijaamad, hüdroenergia osakaal on ca 20%, tuumaenergial ca 4% ja tuuleenergia osakaal ca 8%. Ülekandeliinide (220 kV ja enam) kogupikkus on üle 200 000 km. Hiinas on kasutusel maksimaalne AC pinge 1000 kV ja DC pinge 800 kV. Tuleviku silmas pidades on Hiinal plaanis ehitada mitmeid uusi ülikõrgepinge liine (10 uut UHV liini aastaks 2015 ja 15 uut UHV liini aastaks 2020) ning seeläbi suurendada võimsuse ülekannet elektrijaamadest tarbimiskeskustesse märgatavalt. Kuna vahemaad on pikad ning ülekantavad võimsusvood läbi liinide on suured, siis sellest tingituna suureneb ka vajadus elektrisüsteemi täpsemaks jälgimiseks ning operatiivsemaks juhtimiseks.

Hiina laisüsteemi rajamist alustati 1995. aastal. Hiina uurimisinstituut „*Electric Power Research Institute*” esitles *PMU* laadset seadet ADX3000, milles tavalisele häiresalvestile oli lisatud faasorite algoritm ja *GPS* kell [22]. Neid seadmeid paigaldati seitsme aasta jooksul Hiina erinevatesse piirkondadesse ligemale 40. Sellise algselt kasutusel olnud süsteemi puuduseks oli aeglane infovahetus, ei olnud võimalik visualiseerida reaalajas võrgus toimuvaid protsesse, ning süsteemi aluseks ei olnud ühtset standardset lahendust, mistõttu süsteemi laiendamine sellises mahus, mis võimaldaks reaalaja rakendusi kasutusele võtta, ei olnud võimalik. Esimene Hiina päritolu *PMU* valmis aastal 2002 ning Hiina laiseiresüsteemi arendamise käigus oli 2003. aastaks paigaldatud juba üle 300 *PMU* [19]. Laiseire süsteemi arendamise põhimõtete kohaselt paigaldatakse *PMU*-d Hiina kõikidesse 500 kV ja 330 kV alajaamadesse. Hiinas on loodud seitse regionaalset laiseiresüsteemi.

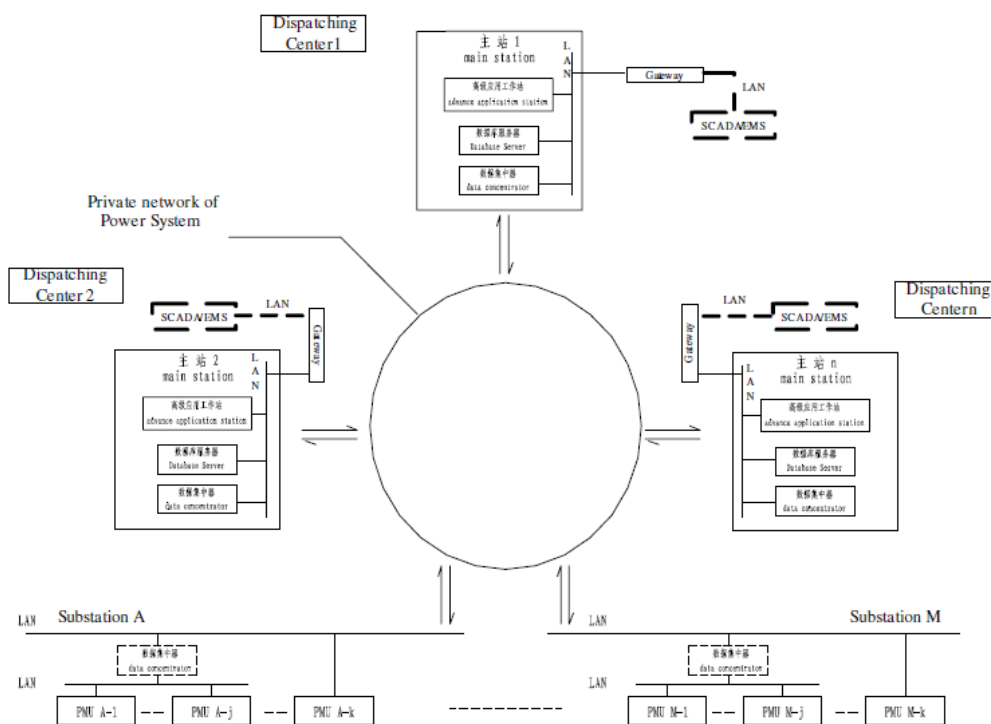
Hiinas on *PMU*-d elektrisüsteemi sõlmedesse paigaldatud kahel eesmärgil:

- Esimeseks funktsiooniks on nn standardset mõõtmised (*PMU* on paigaldatud alajaama ning mõõdetakse pingeid ja voolusid ning arvutatakse vajalikud suurused);
- Teisel juhtumil on *PMU*-d paigaldatud elektrijaamadesse ning neid kasutatakse rootori nurga otseseks mõõtmiseks. Tehnilise lahenduse põhimõtteks on, et mõõteandur paigaldatakse generaatori rootorile ning selle väljundiks on rootori asendi impulsid (joonis 2.15). Selliste *PMU*-de vahendusel on võimalik mõõta ergutuspinge, ergutusvoolu, klappide asendi ja *PSS* väljundsuurusi.



Joonis 2.15. Rootori nurga mõõtmise diagramm [19].

Hiina laisüsteemi struktuur on esitatud joonisel 2.16. Laiseiresüsteemi keskus asub regionaalses või provintsiaalses dispetš keskuses ning koosneb *PDC*-st, andebaasist ning täiustatud rakenduste moodulist. Süsteemi eesmärgiks on dünaamiliste protsesside ja ülekandevõimsuste visualiseerimine, andmete archiveerimine ning reaalajas madalasageduslike võnkumiste analüüs ja visualiseerimine.

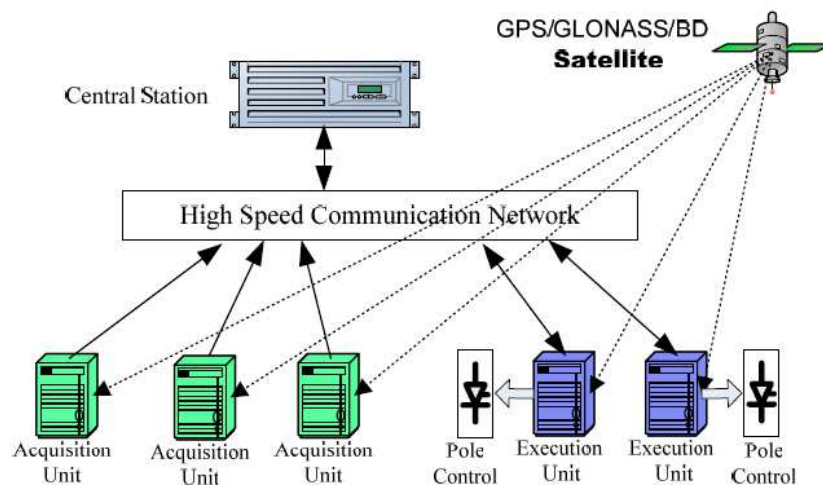


Joonis 2.16. Hiina WAMS põhistruktuur [19].

Lõuna-Hiina elektrivõrk (*China Southern Power Grid*) koosneb viiest regionaalsest süsteemist. Ülekandeliinide pikkused ulatavad 1000 km-ni ja kogu ülekantav võimsus läänest itta ületab 15 GW. Süsteemi suurusel ja keerulisel ülesehitusel tingituna esines süsteemis palju häiringuid, mistõttu alustati 2005. aastal projekti „*Wide-Area Coordinated Control of Multiple HVDC systems, WACCH*“. Projekti eesmärgiks oli parandada süsteemi juhitavust ja ennetada võimalikku süsteemi eraldumist või kustumist, kasutades juhtimissüsteemi (*closed-loop system*), mis juhiks HVDC liinide aktiivvõimsust WACS signaalide alusel. WACCH süsteem on töös alates 2008. aastast. Projekti raames paigaldati enamikesse 500 kV alajaamadesse ja suurematesse elektrijaamadesse PMU-d. Kokku paigaldati üle 140 PMU, mis suhtlevad juhtimiskeskuses oleva konsentraatoriga läbi valguskaabli, sagedusega 100 korda sekundis. Summaarne viivitus PMU-st rakenduseni (füüsilise seadmeni) on liigkaudselt 70 ms.

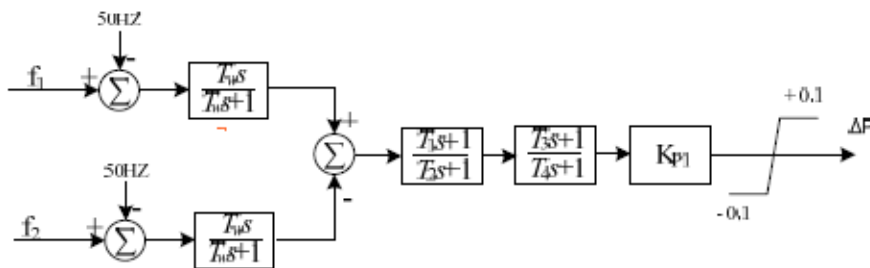
WACCH süsteem omab tsentraliseeritud juhtimisarhitektuuri, mis koosneb kolmest tasemest (joonis 2.17):

- Andmete kogumise plokk (PMU, mis kogub ja edastab andmed keskuses);
- Keskjaam (võtab vastu, valideerib ja ühtlustab andmeid; suunab käsud vastavatele rakendustele);
- Funktsiooni täitmise seade (saab käsud ning vajalikud HVDC signaalid konsentraatorist, võimalik on ka kogu HVDC süsteemi „Start/Stop“ funktsioon).



Joonis 2.17. WACCH laiujutimissüsteemi põhimõtteskeem [8].

Joonisel 2.17 kujutatud struktuuri eeliseks on süsteemi paindlikus võimalikul laienemisel tulevikus. Joonisel 2.18 on näidatud adaptiivse summutuskontrolleri põhimõtteskeem.



Joonis 2.18. Adaptiivse summutuskontrolleri plokskeem [8].

Kontroller koosneb ühest „washout” filtrist, kahest „lead/lag” plokist, võimendustegurist ning piirajast. Kontrolleri eesmärgiks on HVDC juhtimissüsteemi abil summutada vahelduvvoolu süsteemis aset leidvaid madalsageduslikke võnkumisi. Kontrolleri parameetrite leidmine põhineb *Prony* analüüsil. Enne kontrolleri reaalset kasutamist teostati mitmesuguseid katseid reaalajasimulaatoriga *RTDS* [8].

## 2.2.6 Soome

Soome elektrisüsteem on üks osa Skandinaavia ühendelektrisüsteemist, mille moodustavad Soome, Rootsi, Norra ja osaliselt Taani elektrisüsteemid. Siinkohal vaadeldakse põhjalikumalt Soome elektrisüsteemi ning selles kasutusel olevaid laiseire rakendusi. Soome elektrisüsteemi installeeritud võimsus on 13 GW, millest 28% moodustab tuumaenergia, 15% hüdroenergia, 11% maagaas, 13% kivisüsi ja 10% puidu põletamine. Soomes on ülekandevõrgus kasutusel



pinged 110, 220 ja 400 kV. Tarbimine on ca 90 TWh aastas, millest Soome toodab ca 90% ning ülejäänud energia imporditakse teistest põhjamaadest, Venemaalt ja Eestist.

Soome laiseire projekti alustati 2006. aastal ning peamiseks põhjuseks oli tarvidus saada reaajajas andmeid elektromehaaniliste võnkumiste kohta. Elektromehaanilised võnkumised on pikaajaline Soome elektrisüsteemi probleem, võnkumiste summutamine võimaldab märgatavalt suurendada võimsusvoogusid Rootsi ja Soome vahel. Soomes on kasutusel 12 *PMU*-d, mis on põhiliselt paigaldatud 400 kV alajaamadesse, ja üks *PDC*. Joonisel 2.18 on esitatud Soome elektrisüsteemi sõlmedesse paigaldatud *PMU*-de asukohad. Lisaks saab Soome laiseiresüsteem andmeid ühest Norra ja ühest Taani *PMU*-st.

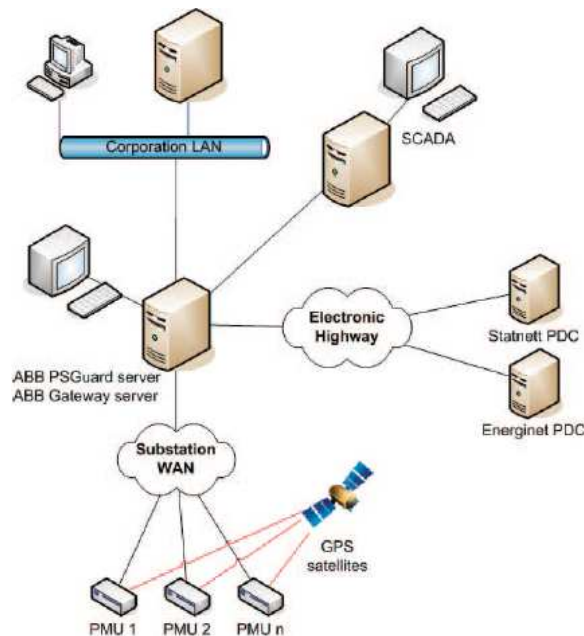


Joonis 2.18. Soome laiseiresüsteemis olevate *PMU*-de asukohad [9].

Soomes laiseiresüsteemis on kasutusel kahe tootja *PMU*-d: RES521 (*ABB*) ja SEL-451 (*SEL*). Kõik *PMU*-d on ühendatud *Fingrid* alajaamade *LAN* ja *WAN* võrku (*MPLS* lahendus, ühenduse kiirus on 2 Mbits/s) ning andmeedastus kontsentraatorisse toimub 50 korda sekundis. Kontsentraatoris andmeid töödeldakse ning rakenduste ja salvestuse tarvis kasutatakse iga 0,2 sekundi keskmist väärtust.

*PMU*-de paigutamisel lähtuti strateegiast, et jälgitavad oleksid riikidevahelised ühendused, *HVDC* ühendused, *SVC*-d ning suurimad elektrijaamad. Süsteemi kasutuselevõtmisel olid peamiseks eesmärkideks 0,3 Hz võnkumiste jälgimine, häiringute analüüs, võnkumiste summutamise seire, subsünkroonsete võnkumiste mõõtmine, sageduse mõõtmine, tuuleelektriijaamade dünaamika seire ning elektrisüsteemi dünaamikamudeli valideerimine.

Laiseiresüsteemina on kasutusel *ABB PSGuard* süsteem. *PDC* peamiseks ülesanneteks on võimsuste võnkumiste seire, pinge faasinurkade seire ning sündmuste ja andmete archiveerimine. Olulisemad sündmused eksporditakse *Fingrid*-i *SCADA* süsteemi eraldi ühenduse kaudu. Lisaks on *ABB PSGuard* süsteem ühendatud Taani (*Energinet*) ja Norra (*Statnett*) süsteemiope-  
raatorite süsteemidega (joonis 2.19).



Joonis 2.19. Soome laiseiresüsteemi struktuur [9].

## 2.2.7 Norra

Norra elektrisüsteem on samuti üks osa põhjamaade ühendalektrisüsteemist. Norras toodetakse enamuse elektrist hüdroelektrijaamades, mistõttu on elektrisüsteemi talitus olulisel määral veeressursi olemasolust ning elektrienergia ekspordist naaberriikidesse.

Norra laiseiresüsteemi alguseks võib lugeda 2005. aastat, mil alustati R&D projekti “*Secure Transmission*”, mille põhiliseks eesmärgiks oli laiseiresüsteemi arenemine. Projekti raames paigaldati 420 kV elektrivõrgu alajaamadesse 4 *PMU*-d ja elektrisüsteemi juhtimiskeskusesse andmete töötlemiseks üks kontsentraator. Norra ülekandevõrk ja *PMU*-de asukohad on esitatud joonisel 2.20. *PMU*-d paigaldati lähtuvalt eesmärkidest vaadelda madalsageduslikke võnkumisi ning jälgida süsteemi kriitilises sõlmedes talitusparameetrite muutumisi. Sellest lähtuvalt paigaldati *PMU*-d Fardali, Kristiansandi, Hasle ja Nedre Rossa alajaamadesse.

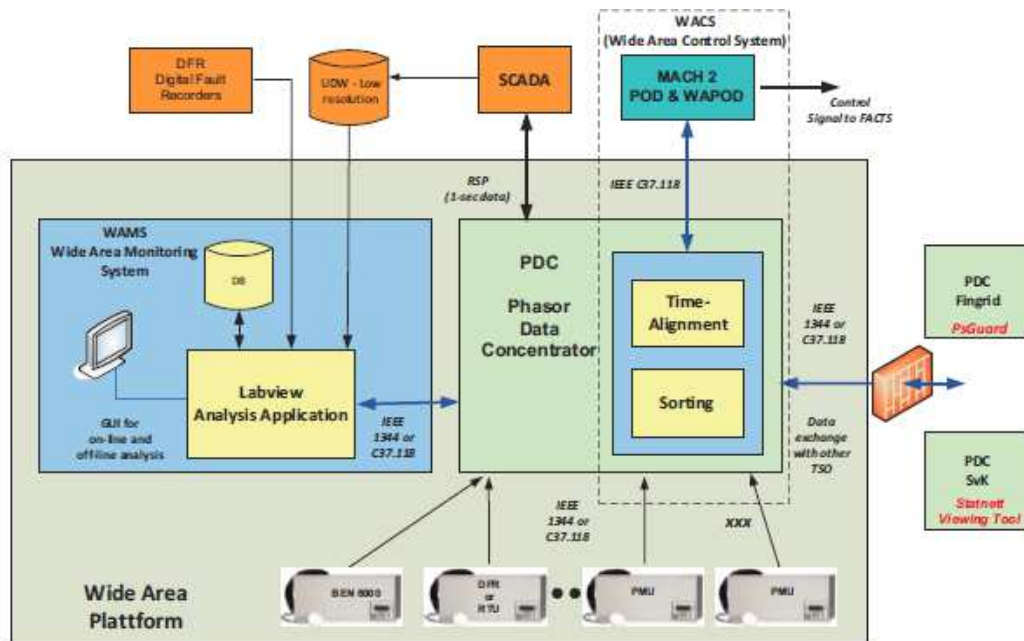


Joonis 2.20. Norra elektrisüsteem ja paigaldatud PMU-de asukohad [10].

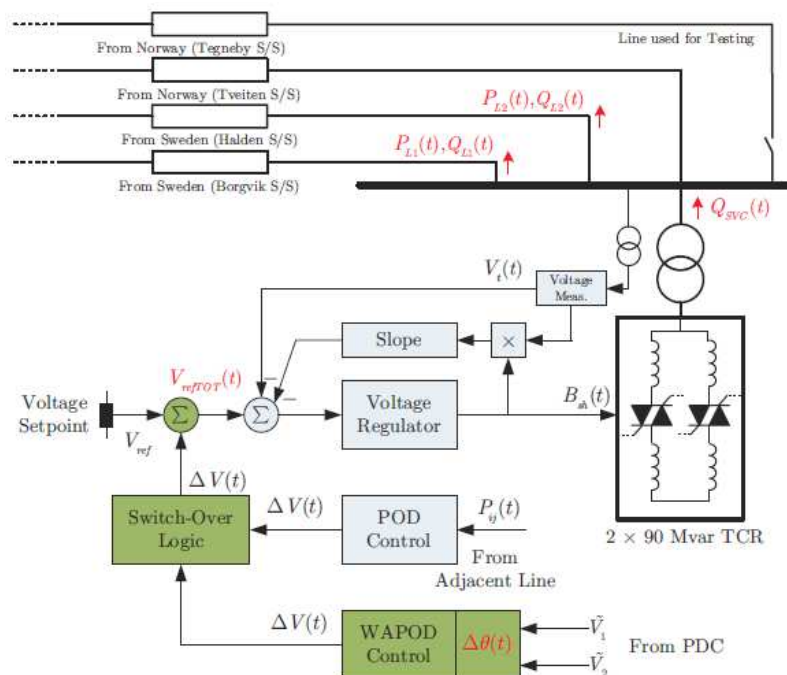
Norra laiseiresüsteemi arhitektuur on esitatud joonisel 2.21. Süsteemi saab vaadelda koosnevana kolmest kihist: andmehõive (*PMU*-d ja *IED*-d), andmete töötlemine (*PDC*) ja rakendused (*LabView*). Esimene kiht ühendab füüsilised mõõteseadmed laiseiresüsteemiga ning selle eesmärgiks on andmete importimine faasimõõteseadmetest ja teistest kasutatavatest mõõteseadmetest. Andmete töötlemise kiht sisaldab lisaks *PDC* funktsioonidele ka teistest süsteemidest (*SCADA*, jm) kogutavate andmete töötlemise funktsioone. Selles kihis kogub ja sõelub *PDC* andmeid vastavalt ajamärgenditele ning lisab teistest allikatest saabunud andmed. Kolmas, rakenduste kiht, on see osa süsteemist, kuhu jõuavad juba töödeldud andmed ning toimub nende edasine analüüs vastavate kasutaja poolt loodud rakenduste vahendusel. Võimalik on andmevahetus teiste põhjamaade süsteemioperaatorite süsteemidega.

2010. aastal sai alguse nn *WACS* projekt, mille eesmärgiks on laisüsteemi võnkumiste summutaja funktsiooni (*Wide Area Power Oscillation Damper, WAPOD*) kasutuselevõtt ning selle rakendamine reaalses elektrivõrgus. Projekti eesmärgiks on juhtida *SVC*-d madalsageduslike võnkumiste summutamiseks. *WAPOD* kasutab summutamise funktsiooni sisendina pinget ja voolu väärtusi kahest 1000 km kaugusel olevast *PMU*-st. Vastav juhtimisskeem on esitatud joonisel 2.22. Süsteemi eripäraks on see, et kasutusel on nii kohalikud mõõtmised kui ka laisei-

resüsteemi vahendusel saadud mõõtmised. Joonisel kujutatud helesinised plokid kuuluvad kohalikule *POD* süsteemile ning rohelised plokid laiseiresüsteemi sisenditele. Hindamiseks koostatud rakenduse võimalusi ning sobivust teostati Norras 2011. aasta lõpul katsetused, mille eesmärgiks oli võrrelda kahe rakenduse erinevusi. Katsete tulemused ei andnud sobivat vastust küsimusele, kuid näitas, et süsteemi on võimalik edasi arendada suurendamaks süsteemi juhitavust [10; 11].



Joonis 2.21. Norra laiseiresüsteemi struktuur [11].

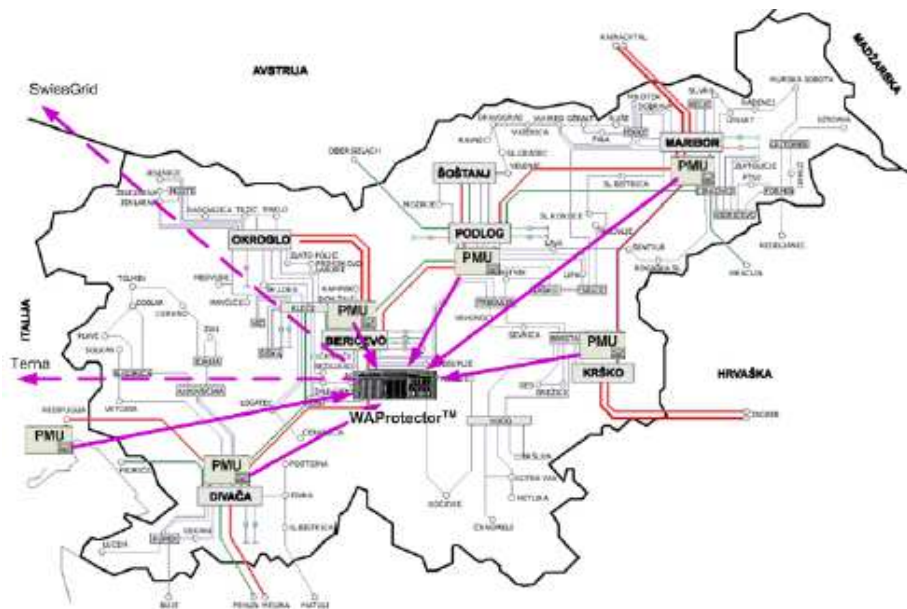


Joonis 2.22. SVC juhtimisloogika kasutades kohalike ja laiseiresüsteemi andmeid [11].

## 2.2.8 Sloveenia

Sloveenia elektrisüsteemis installeeritud võimsus on 3,3 GW, millest hüdroenergia moodustab ca 1 GW, fossiilseid kütuseid põletavad elektrijaamad ca 1,3 GW ja tuumaenergia ca 0,7 GW. Kokku toodetakse aastas 15,2 TWh elektrienergiat, millest tarbitakse 11,2 TWh. Sloveenia elektrisüsteemi üheks iseloomulikuks jooneks on tarvidus edastada elektrienergiat Austria, Šveitsi ja Itaalia vahel. Ülekandesüsteemis on kasutusel pinged 110, 220 ja 400 kV.

Sloveenia laiseiresüsteemi rajamist alustati 2005. aastal viie *PMU* paigaldamisega alajaamadesse. Kokku on süsteemi paigaldatud seitse *PMU*-d, kokku mõõdetakse 10 erinevat pingeväärtust ning 28 voolu väärtust (joonis 2.23). Lisaks on süsteemiga ühendatud Itaalia Redipuglia alajaama paigutatud *PMU* ja toimub ka andmevahetus Šveitsi *TSO*-ga virtuaalse *PMU* kaudu.



Joonis 2.23. Sloveenia elektrisüsteem ja paigaldatud *PMU*-de asukohad [21].

Sloveenia laiseiresüsteem põhineb Elpros WaProtector tarkvaral. Oma funktsionaalsuselt on tegemist sama süsteemiga, mis on kasutusel Eesti elektrisüsteemis. Sloveenia laiseiresüsteemi põhilisteks eesmärkideks on välisühenduste jälgimine ja lubatud piirväärtuse korral dispetšerite automaatne informeerimine. Sloveenia elektrisüsteemi paigaldatud laiseiresüsteemi ja selle kasutamise kogemuste kohta on võimalik täiendavalt informatsiooni leida kirjandusest [12; 20; 21].

## 2.2.9 Venemaa

Venemaa ühendelektorisüsteem on maailma üks suurimaid elektorisüsteeme. Venemaa elektorisüsteemi installeeritud võimsus on üle 100 GW ning elektrienergiat toodetakse ca 48% ulatuses maagaasist, 19% kivisöest, 16% hüdroenergiast ja 16% tuumaenergiast.

Venemaa laiseiresüsteemi alguseks võib lugeda 2005. aastat, kui alustati laiseiresüsteemi idee arendamisega ning planeeriti vastava taristu loomist. Järgnevate aastate jooksul on toimunud laiseiresüsteemi märgatav areng – elektrivõrgu olulisematesse sõlmedesse on paigaldatud PMU-d, rajatud on vajalik taristu, alustatud on andmete automaatse kogumisega ning välja on töötatud tarkvara andmete töötlemiseks ning rakendused elektorisüsteemi juhtimiseks.

Andmete automaatse haldamise süsteem loodi Venemaal ettevõtte *AlteroPower* poolt 2009. aastal. Süsteemi loomisel oli eesmärgiks, et võimalik oleks koguda mistahes tootja poolt edastatavaid *PMU* mõõteandmeid ning samuti peaks olema võimalik süsteemile ligipääs kõikidest juhtimiskeskusest. Ülevaatlilikult on koostatud süsteemi struktuur esitatud tabelis 2.1.

Tabel 2.1. *AlteroPower* andmekogumise süsteemi struktuur.

Moodul	Eesmärk
<i>Kaugmõõtmiste hoidmise allsüsteem</i>	
Reaalaja andmebaas	Operatiivandmete kogumine ja esitamine reaalajas
Mõõtmiste arhiiv	Arhiveeritud andmete hoidmine ja esitamine
<i>Kaugmõõtmiste töötlemise allsüsteem</i>	
Avariirežiimide analüüs	Võimalike talitluste analüüs
<i>Kaugmõõtmiste edastamise-vastuvõtmise süsteem</i>	
C37.118 protokoll adapter	C37.118-2005 protokoll kasutamise tagamine
Faili protokoll adapter	Erinevate <i>PMU</i> tootjate <i>off-line</i> failide töötlemine
<i>Andmeedastuse sisendite allsüsteem</i>	
<i>FTP</i> integreerimise sisend	<i>FTP</i> ühenduse töövõimelisust tagamine
<i>SCADA</i> integreerimise sisend	Valik andmete edastamine
<i>Päringute juhtimise ja töötlemise süsteem</i>	
Juhtimise ja seadistamise moodul	<i>PMU</i> juurdepääsu, kaugmõõtmiste ja moodulite seadistamine
Päringute töötlemise moodul	Andmete kogumise ja töötlemise tagamine
Administraatori automatiseeritud töökoht	Graafilise kasutajaliidese arendamine, rakenduste haldamine ja süsteemi seadistamine
<i>Kaugmõõtmiste visualiseerimise süsteem</i>	
Tehnoloogi automatiseeritud töökoht	Tehnoloogi graafiline kasutajaliides andmete visualiseerimise ja kaugmõõtmiste päringute töötlemise võimalustega

Venemaa laiseiresüsteem koosnes 2012. aastal 207 *PMU*-st. Andmete edastamine ja kogumine toimub vastavalt IEEE C37.118-2005 protokollile. Perspektiivis on plaanitud, et aastal 2020

peaks *PMU*-de arv tõusma 1000-ni. Lisaks Venemaa enda süsteemile on loodud andmevahetuse võimalus Kasahstani ja Ukraina vastavate süsteemidega. Venemaa laiseiresüsteemi *PMU*-de paiknemine on esitatud joonisel 2.24. *PMU*-de paigaldamise kriteeriumiteks Venemaal on, et *PMU*-d paigaldatakse alajaamadesse nimipingega 500 kV või enam, samuti paigaldatakse faasimõõteseadmed elektrijaamadele, millede väljundvõimsus on rohkem kuni 500 MW ning täiendavalt ka kõikidele tähtsatele siseriiklikele ning riikidevahelistele ühendustele.



Joonis 2.24. Venemaa elektrisüsteemi paigaldatud *PMU*-d. Punased kastid – on-line töötavad *PMU*, mustad kastid – off-line töötavad *PMU*-d, ja rohelised kastid – kahe aasta jooksul paigaldatavad *PMU*-d [13].

Venemaal kasutatavad *PMU*-d on peamiselt toodetud Venemaa enda tootjate poolt. Täpsemalt on Venemaal toodetud *PMU*-dest juttu jaotises 3.4. Lisaks on kasutusel ka *Arbiter Systems Power Sentinel PMU*-d. Laiseiresüsteemi arendamise eesmärgil on 2014. aastasse planeeritud süsteemi katsetused reaalajasimulaatoril *RTDS*. Vaatluse all on tarkvara rakenduste võimalused ning *PMU*-de kasutatavus ning vastavus standardile IEEE C37.118.1-2011.

Laiseiresüsteemi eesmärgid ja rakenduste tingimused on kokkuvõtlikult esitatud tabelis 2.2. Olulisteks rakendusteks on avariijärgse talitluse analüüs, elektrisüsteemi dünaamiliste karakteristikute määratlemine, dünaamika mudelite verifitseerimine, stabiilsuse jälgimine, koormusvoogude seire jm [13; 14; 15].

Tabel 2.2. Venemaa laiseiresüsteemi ülesanded.

N <sup>o</sup>	Ülesanne	Mõõtmiste täpsus	Andmete kogumise tsüklilisus	Sisendid	Andmete kogumise kriteerium
<b>OFF-line talitus – arhiveeritud andmete töötlemine</b>					
1	Avariijärgne analüüs	<i>M, P*</i>	50 Hz	<i>f, U<sub>1</sub>, I, P, Q, δ</i>	alates 500 MW
2	ES dünaamilised karakteristikud	<i>P</i>	50 Hz	<i>f, U, I, P, Q, δ</i>	
3	Mudeleite verifitseerimine	<i>M, P</i>	10...50 Hz	<i>f, U, I, P, Q, δ</i>	
4	Liinide aseskeemide parameetrite määramine	<i>M</i>	1 Hz	<i>f, U, I, P, Q, δ</i>	perioodiline
<b>ON-line talitus – raalaja andmete töötlemine</b>					
1	Pinge stabiilsuse seire	<i>M, P</i>	1...10 Hz	<i>f, U<sub>1</sub>, I, P, Q, δ</i>	pidev
2	Maksimaalsete koormusvoogude arvutamine	<i>M</i>	10...50 Hz	<i>U<sub>1</sub>, U, P, Q, δ</i>	pidev
3	Koormusvoogude seire jälgitavates ühendustes	<i>M</i>	10...50 Hz	<i>U<sub>1</sub>, U, P, Q, δ</i>	pidev
4	Nurga (pinge, reaktiivvõimsuse) järgne juhtimine	<i>M, P</i>	1...50 Hz	<i>U<sub>1</sub>, U, I, P, Q, δ, δ<sub>gen</sub></i>	pidev
5	Madal sageduse võnkumiste seire	<i>M, P</i>	50...100 Hz	<i>f, U, P, Q, δ</i>	pidev
6	Seisundi hindamine	<i>M</i>	1...10 Hz	<i>F, U, P, δ</i>	pidev
7	Sagedus reguleerimise korrektsuse kontroll	<i>M</i>	1...10 Hz	<i>f</i>	pidev
8	Süsteemi taastumine ( <i>Is-landing</i> )	<i>M</i>	1...50 Hz	<i>U<sub>1</sub>, f, U, P, δ</i>	pidev
9	Juhtimise ülesanded	<i>M, P</i>	1...50 Hz	<i>f, U, I, P, Q, δ</i>	pidev
10	EMS rakendustega andmevahetus	<i>M</i>	1...10 Hz	<i>f, U, I, P, Q, δ</i>	pidev

\* täpsusklassid – *M* (measurement), *P* (protection).

### 2.2.10 Horvaatia

Horvaatia elektrisüsteemi eripäraks on suur võimsuse ülekanne, mistõttu on olulisel kohal transiitkoridoride jälgimine. Keskmise transiit läbi Horvaatia elektrisüsteemi on 30% kogu süsteemi koormusest. Installeeritud võimsus on 3,6 GW, millest hüdroenergia moodustab 60%, maagaas 16% ja fossiilsed kütused ca 17%. Ülejäänud moodustavad teised energiaallikad. Aastane elektrienergia tootang on ca 14 TWh. Ülekandevõrgu pingetena on kasutusel 110 kV (140 alajaama), 220 kV (15 alajaama) ja 400 kV (5 alajaama). Peamine elektrienergia transiit toimub läbi 220 kV ja 400 kV elektrivõrgu.

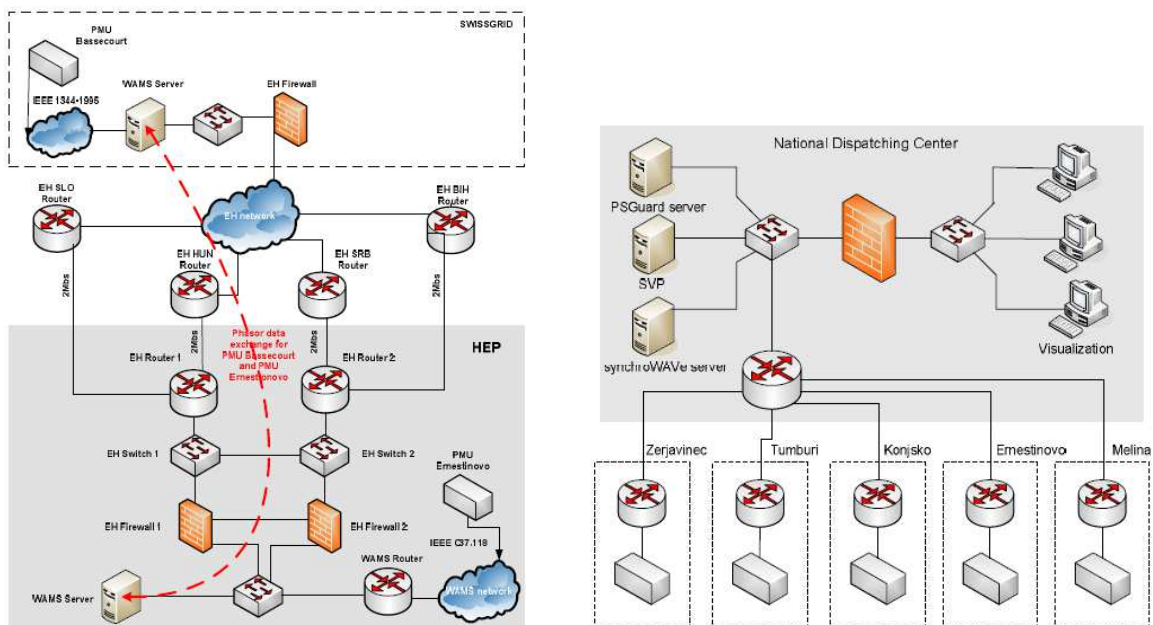


Horvaatia laiseiresüsteem sai alguse 2003. aastal, kui Horvaatia süsteemioperaator HEP-TSO paigaldas esimesed *PMU*-d Zerjainec ja Tumbri alajaamadesse eesmärgiga jälgida suurelt koor-  
matud ülekandekoridori talitlust [16]. Järgnevatel aastatel paigaldati täiendavad *PMU*-d ees-  
märgiga suurendada süsteemi jälgitavust ja transiitkoridoride läbilaskevõimet. Praeguse sei-  
suga on Horvaatia ülekandevõrku paigaldatud 10 *PMU*-d, mille abil on põhimõtteliselt võima-  
lik jälgida kogu 220 kV ja 400 kV elektrivõrgu talitlust (joonis 2.25).



Joonis 2.25. *PMU*-de paiknemine Horvaatia elektrisüsteemis [16].

Horvaatia laiseiresüsteemi tarnijaks oli *ABB* ning osalt ka seetõttu on võimalik andmevahetus Šveitsi TSO laiseiresüsteemiga. Kasutatava laiseiresüsteemi põhimõtteskeem on esitatud joo-  
nisel 2.26.



Joonis 2.26. Horvaatia laiseiresüsteemi topoloogia ja side Šveitsi vastava süsteemiga ning kahe PDC lahenduse põhimõtteskeem [16].

Eesmärgiga suurendada laiseiresüsteemi paindlikkust ning täiendamaks seda uute rakendustega, paigaldati süsteemi 2008. aastal ka sisuliselt teine *PDC*. Seekord *SEL-3378 Synchrophasor Vector Processor*. Probleemiks oli esialgu samaaegne infoedastus *PMU*-dest *PDC*-desse, mis lahendati kasutades *PMU*-de *TCP/IP* ja *UDP* ühendusi. Täpsemalt on võimalikest laiseire rakendustest lugeda kirjandusest [16; 17].

### 2.2.11 Lõuna-Korea

Lõuna-Korea elektrisüsteemi oluliseks kitsaskohaks on tootmise ja tarbimise eraldatus, mille tõttu on tarvis teostada elektrienergia ülekannet üle suhteliselt pikkade vahemaade. Sellest tulenevalt on Lõuna-Korea süsteemis väga mitmeid pinge-, nurga- ja sageduse stabiilsusega seotud probleeme (joonis 2.27) [22]. Installeeritud võimsus Lõuna-Korea elektrisüsteemis on ca 85 GW, millest fossiilsed allikad moodustavad 66 %, tuumaenergia 31 % ja hüdroenergia 1.5%. Elektrisüsteemis on ülekandesüsteemis kasutusel nimipinged 66...765 kV. Elektrisüsteemi talitluse efektiivsemaks juhtimiseks ning analüüsiks alustati 2008. aastal Lõuna-Korea laiseiresüsteemi (*K-WAMS*) rajamist.



Joonis 2.27. Lõuna-Korea elektrisüsteem ja selle peamised talitluse probleemid [22].

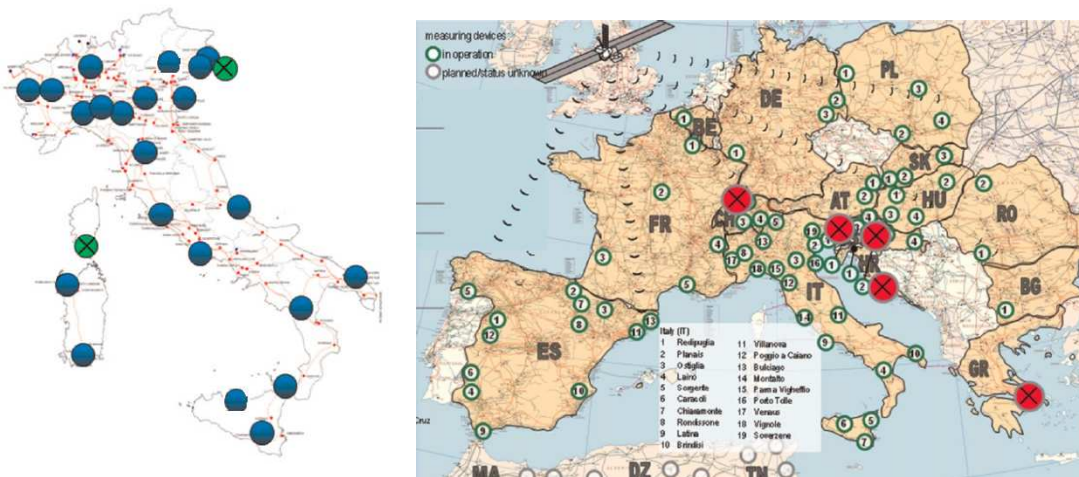
*K-WAMS* süsteemi vahendusel on võimalik jälgida pinge vektorite nurkade erinevust oluliste mõõtepunktide vahel, pinge ja sageduse väärtusi terve süsteemi ulatuses, võimsusvoogude jälgimist kriitilistel liinidel, jm. Olulisemateks süsteemis kasutusel olevatest jälgimisfunktsioonidest on pinge stabiilsuse taseme jälgimine ja madalsageduslike võnkumiste analüüsi moodul. Katsetamisel ja arendamisel on veel täiendavaid moduleid. Täpsemalt saab rakenduste sisu ja

ülesehituse kohta infot kirjandusest [22]. Tulevikus planeeritakse kasutele võtta laikaitsesüsteem, mis seisneb algingimustest lähtuvalt koormuse automaatse väljalülitamise (*loas shedding*) funktsiooni.

### 2.2.12 Itaalia

Itaalia elektrisüsteemi eripäraks on elektrienergia tootmise suur puudujääk võrreldes tarbimisega. Imporditakse ca 14% kogu vajaminevast elektrienergiast, millega ollakse elektrienergiabilanssi vaadates maailmas teisel kohal. Sellest tingituna on suur tähtsus transiitliinidel, nende talitluskindlusel ja süsteemi optimaalsel juhtimisel.

Itaalia laiseiresüsteemi alguseks saab lugeda aastat 2000. Tänapäeval on Itaalia elektrisüsteemi paigaldatud *PMU*-d kahekümnesse 400 kV alajaama ja kahte 220 kV alajaama (joonis 2.28). Mõõteseadmete asukohtade valikul olid olulisteks kriteeriumiteks madalsageduslike võnkumiste jälgimine, nurga-, pinge- ja sageduse stabiilsuse jälgimine, suured genereerimiskeskused ja nn „pudelikaelad“ transiitliinidel [23]. Lisaks Itaalias paiknevatele *PMU*-dele saadakse mõõteandmeid ka Horvaatias, Prantsusmaal, Kreekas, Sloveenias ja Šveitsis asuvatelt *PMU*-delt (joonis 2.28). Ühendus teiste süsteemide *PMU*-dega on loodud kasutades standardseid protokolle (*IEEE 1344*, *IEEE C37.118*).



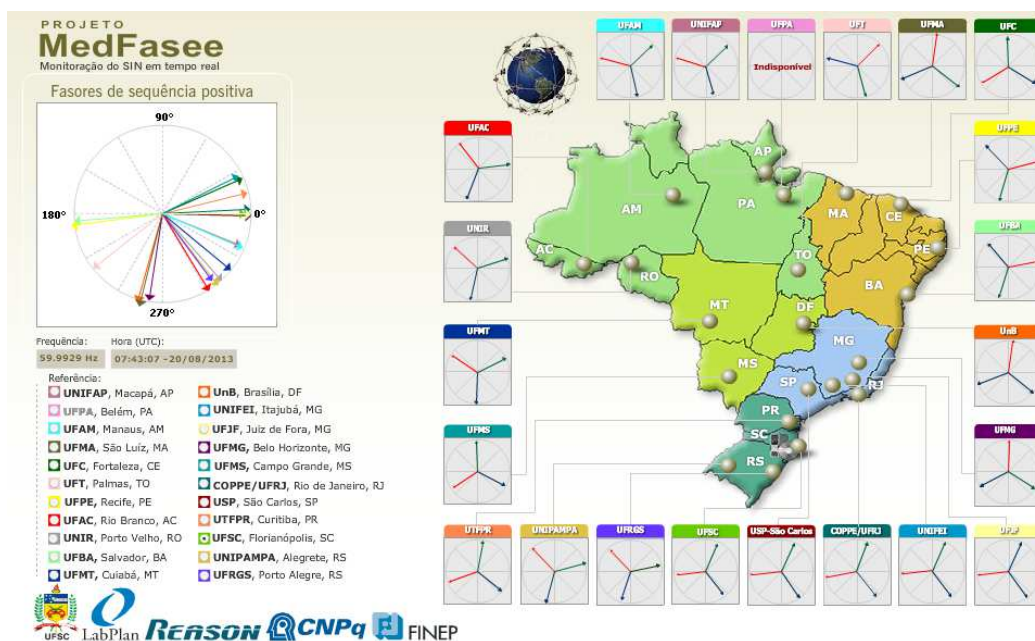
Joonis 2.28. Itaalia elektrisüsteem ja *PMU*-de asukohad ning teistest elektrisüsteemidest saadavad *PMU* andmed (punased ringid) [23].

Laiseiresüsteemi abil teostatakse Itaalias põhiliselt süsteemi jälgimist ning automaatseid juhtimisfunktsioone ei kasutata. *WAMS* süsteemi vahendusel on võimalik saada infot elektrisüsteemi erinevate sõlmede talitlusparameetritest. Süsteem võimaldab veel ka iga sõlme kohta esitada pingegraafikuid ja madasageduslike võnkumiste dünaamikat. Andmete uuendamise perioodiks on üks sekund. Indikaatoritena on kasutusel kõrge/madal pinge, kõrge/madal sagedus, nurkade

erinevus, madalsageduslike võnkumiste sumbumine, pinge kollapsi oht, saarestumine ja vajadus koormuse väljalülitamiseks. Täiendavalt on katsetuse faasis liinide termilise seisundi seire ning WAMS süsteemi sidumine SCADA estimaatoriga.

### 2.2.13 Brasiilia

Brasiilia elektrisüsteem on maailmas üks unikaalsemaid süsteemsete dünaamiliste protsesside esinemise tõttu. Koormuskeskused paiknevad üldjuhul suhteliselt kaugel elektrijaamadest, mistõttu on tarvilik pikkade ülekandeliinide olemasolu, mis on paraku erinevate süsteemi osade vahel suhteliselt nõrgad. Brasiilias on alates 2003. aastast tegeletud laiseiresüsteemide arendamise ning analüüsiga. Ühe teadus- ja arendusprojekti raames paigaldati 22 Brasiilia ülikooli *PMU-d* ning alustati talitluse analüüsiga ja süsteemi arendusega [24]. Eesmärkideks oli andmete kogumine, analüüs, salvestamine ning süsteemi reaalaja ja *off-line* rakenduste arendamine. *PMU-de* vahendusel saadavad mõõtmised on internetis avalikult saadaval – <http://www.medfasee.ufsc.br/temporeal> (joonis 2.29).



Joonis 2.29. MedFasee projekti *PMU* mõõtmised [24].

Hetkel ei ole veel laiseiresüsteemide kasutamine Brasiilia ülekandesüsteemides rakendust leidnud. Üheks arendusprojektiks on valitud *Elektrosul* võrk, mille nelja 525 kV alajaama (Ivaipora, Areia, Campos Novos ja Nova Santa Rita) paigaldati *PMU-d* ning andmete töötlemiseks võeti kasutusele *PDC* (joonis 2.30). Süsteemi eesmärgiks on ülekandeliinide võimsusvoogude

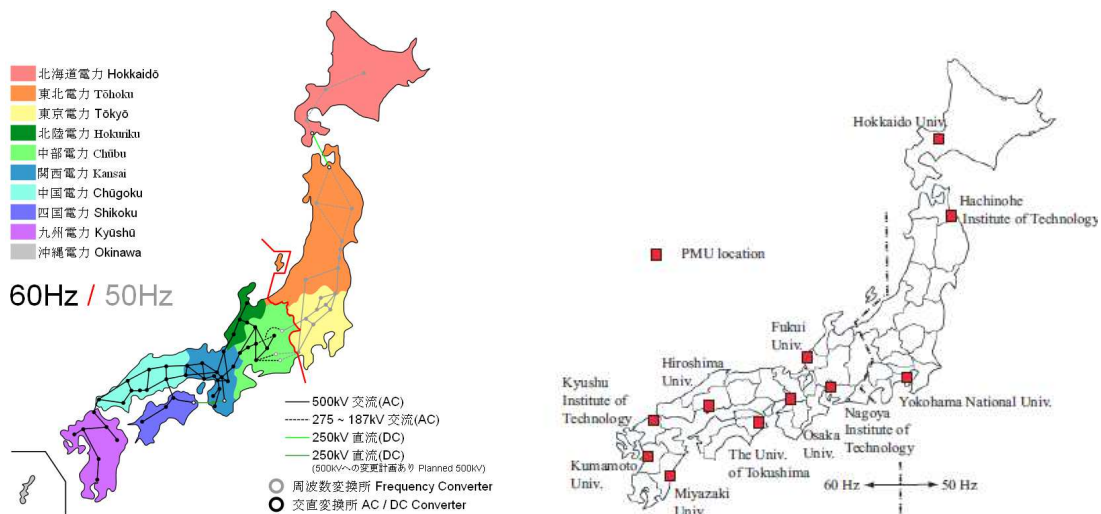
seire, ülekandeliini parameetrite estimateerimine, madalsageduslike võnkumiste jälgimine ja häirete analüüs. Täiendavaid uuringuid on teostatud ka rikkekoha määratlemiseks ning laijuhtimise valdkonnas [25].



Joonis 2.30. Elektrosul elektrivõrgus paiknevad PMU-d ja PDC [25].

## 2.2.14 Jaapan

Jaapani elektrisüsteem on eripärane seetõttu, et süsteemis on kasutusel kaks sagedust: 50 Hz Jaapani ida osas ja 60 Hz lääne osas (joonis 2.31). Võimsuste ülekanne ühe sagedusega süsteemist teise toimub HVDC ühenduste kaudu. Jaapani elektrisüsteemi installeeritud võimsus on 287 GW, millest fossiilsed energiaallikad moodustavad 63%, tuumaenergia 17% ja hüdroenergia 7%.



Joonis 2.31. Jaapani elektrisüsteem ning süsteemi paigaldatud PMU-de asukohad [26; 31].

Jaapanis ülekandevõrkude tasemelised laiseiresüsteemi ei ole. See-eest on teadusliku orientatsiooniga süsteem loodud kohalike ülikoolide vahel. *PMU*-d on üle Jaapani paigutatud 8 ülikooli (Nagoya Tehnika Insituut, Fukui ülikool, Osaka Ülikool, Tohushima ülikool, Hirosima ülikool, Kyushi Tehnika Instituut, Kumamoto ülikool ja Miyazaki ülikool) pingele 100V (joonis 2.31). *PMU*-de vahendusel saadavaid andmeid kasutatakse madalageduslike piirkondadevaheliste ja süsteemisestest võnkumiste avastamiseks ja uurimiseks.

### **2.2.15 Saksamaa**

Saksamaa 400 kV ülekandevõrku on paigaldatud 7 *PMU*-d (*TenneT* TSO piirkonnas). Andmete kontsentraatorina on kasutusel Siemens-i *SIGUARD* süsteem. Valitud *PMU*-de arv on piisav jälgimaks võimsusvooge olulisemates transiitliinides, pingele, voolu ja sageduse väärtusi sõlmedes, ning teostamiseks elektrisüsteemi häiringute analüüsi. Täpsem ülevaade Siemens-i *SIGUARD* süsteemist on esitatud jaotises 2.3.2. Rohkem informatsiooni rakenduse tehnilistest detailidest on võimalik leida kirjandusest [27; 28].

### **2.2.16 India**

India on maailmas viies riik elektritootmise seisukohast. India elektrisüsteemis on installeeritud võimsus üle 200 GW. Enamik elektrijaamadest kasutab elektrienergia tootmiseks fossiilseid kütuseid. India ülekandevõrgu moodustavad liinid pingega 220 kV ja enam. Kasutusel on nimipinged 220 kV, 400 kV ja 765 kV ning 500 kV HVDC. India elektrisüsteem on jagatud piirkondadeks: põhja, kesk, lõuna, lääne ja kirde piirkond.

Laiseiresüsteem on senimaani kasutusel ainult põhja piirkonnas, kus *PMU*-d on paigaldatud nelja 400 kV alajaama (Vindhyachal, Kanpur, Moga, Dadri) ja *PDC* New Delhis asuvasse juhtimiskeskusesse (joonis 2.32). *PMU*-de valikul oli olulisteks kriteeriumiteks süsteemi jälgitavus ja sidekanalite olemasolu.

Lahendus, kui selline, on standardne lähtudes *IEEE C37.118* standardist. Tulevikus planeeritakse põhja piirkonda lisada veel täiendavalt neli *PMU*-d ja läänepiirkonda planeeritakse 25...30 *PMU*-d.



Joonis 2.32. India põhja piirkonna elektrisüsteem ja PMU-de paiknemine – kollased tähed PMU-d, roheline täht PDC [29].

Laiseiresüsteemi arendamise eesmärgiks on süsteemi jälgitavuse suurendamine, dünaamiliste protsesside jälgimine ja analüüs ning faasimõõtmiste rakendamine süsteemi läbilaskevõime suurendamiseks. Rohkem informatsiooni leiab India laiseiresüsteemi oleviku ja tulevikuplaanide kohta kirjandusest [29; 30].

### 2.2.17 Laiseiresüsteemide kasutamise ja rakenduste kokkuvõte

Elektritarbimise kasv ja mitmel pool maailmas karmistuvad keskkonnanõuded tingivad vajaduse elektrisüsteemide pidevaks ja sihipäraseks arendamiseks. Tänapäeval on mitmetes maailma riikides jõutud olukorda, kus olemasolevate varade ressurss on elektrienergia ülekandmiseks hakanud ammenduma ning tulevikku silmas pidades tuleb kasutusele võtta järjest moodsamaid lahendusi. Oluline on läheneda probleemile optimaalselt ning kasutusele võtta rakendused, mis pakuvad üldises plaanis suurimat majanduslikku ja tehnilist kasu.

Peamisteks tehnilisteks rakendusteks elektrisüsteemide stabiilsuse ja talitluskindluse tõstmisel on *HVDC* ja *FACTS* seadmete kasutuselevõtt, mitmesuguste kontrollrite kasutamine (*PSS*, *POD*, *SSDC* jm) ning moodsate seiresüsteemide arendamine. Siia valdkonda kuulub ka laiseirel põhinevate rakenduste arendamine ja kasutuselevõtt. Viimase kümne aasta jooksul on väga paljudes riikides kasutusele võetud *PMU* mõõtmistel põhinev laimõõtesüsteem. Seda võib pidada esimeseks sammuks laijuhtimise ja laikaitse süsteemide arendustöös. Siiski tuleb siinkohal rõhutada, et samm laimõõtesüsteemist laijuhtimissüsteemini on pikk ning küllaltki ressursimahukas. Paari viimase aasta jooksul on esimesed ülekandevõrguoperaatorid hakanud süsteemi juhtimiseks arendama ja kasutusele võtma laimõõtmistel põhinevaid kaitsesüsteeme. Kuigi kasutusele võetud rakenduste puhul on tegemist suhteliselt triviaalsete lahendustega on need siiski esimeseks sammuks keerulisemate rakenduste väljatöötamisel ja kasutuselevõtul.

Käesolevas jaotises on antud kompaktne ülevaade erinevates riikides kasutusel olevatest laiseirel põhinevatest lahendustest. Kokkuvõtvalt saab öelda, et enamjaolt on tegemist lihtsate elektrisüsteemi talitluse jälgimiseks kasutusele võetud lahendustega. Teisalt on selliste küllaltki triviaalsete lahenduste abil kogutud informatsiooni baasil saavutatud mitmetes riikides märgatavaid arenguid süsteemi talitluskindluse tõstmisel (võimsusvoogude suurenemine, stabiilsuse piiri tõstmine, madalsageduslike võnkumiste jälgimine ja summutamine, koormuste juhtimine, jm). Seega laiseiresüsteemide areng saab tulevikus kindlasti olema kiire ning võib eeldada, et paarikümne aasta pärast on väga mitmetes maailma elektrisüsteemides kasutusel automaatsed elektrisüsteemi juhtimise rakendused.

Kokkuvõtvalt on eelpool käsitletud riikide laimõõtmiste põhimõtted ja kasutusel olevad rakendused esitatud tabelites 2.3 ja 2.4. Tabelis 2.3 on esitatud riike kaupa peamised kriteeriumid *PMU*-de paigaldamisel, põhilised rakendused, *PMU*-de ja *PDC*-de arv süsteemis ja nende tootjad ning andmete edastusega seotud põhilised näitajad. Tabelis 2.4 on täpsemalt esitatud kokkuvõtte erinevates riikides kasutusel olevatest rakendustest ning samuti on ära näidatud plaanitavad rakendused ning rakendused, mis hetkel on testimise järgus. Analüüsid tabelites toodud materjale saab järeldada, et põhiliselt on laiseiresüsteemid kasutusel süsteemi talitluse jälgimisel ja *off-line* analüüsis. Olulisel kohal on võimsusvooge ja süsteemi pingete jälgimine ning madalsageduslike võnkumiste seire. Tuleviku perspektiivi silmas pidades on suund olemasolevate süsteemide arendamisel ja olulisteks lahendusteks, mis pakuvad võrguettevõtjatele huvi, on ülekandeliinide termiline jälgimine, madalsageduslike võnkumiste automaatne summutamine, laiseiresüsteemi vahendusel saadud andmete saatmine SCADA estimaatorisse ning erinevate laimõõtmistel põhinevate kaitsete ja juhtimisloogikate arendamine ja rakendamine.



Tabel 2.3. Laimõõtmistel põhinevate lahenduste ja põhimõtete kokkuvõte.

N <sup>o</sup>	Riik	Süsteem	PMU kogus	PDC kogus	Sampling rate per second	Rakendused	Side infrastruktuur	PDC/PMU tootjad	PMU paigaldamise printsiip
1	Mehhiko	WAMS/WACS (SIMEFAS)	15	5	20-30	Off-line analüüs; seire, kaitse, juhtimine	Fiber optic	ABB / ABB	Genereerivad allikad, suurimad tarbimise punktid, kriitilised ülekandeliinid
2	Guatemala	WAMS	22	1	30	Andmete kogumine ja analüüs; ülekantavate võimsuste reguleerimine; modaalanalüüs	Ethernet link	-	Strateegiliste alajaamade jälgimine
3	USA	WAMS (WISP)	~450	~50	60	On-line : võnkumiste jälgimine ja summutamine; $\delta$ , $f$ , $U$ , $Q$ reservi jälgimine; häiresignaali edastamine. Off-line : avariijärgne analüüs; elektrisüsteemi mudeli verifitseerimine, talitluse plaanimine ja juhtimine, ülekoormuse analüüs	Wide-area network	-	Ülekandeliinid 800 MW ja üle 200 kV, HVDC liinid 150 MW ja üle 200 kV, 300 kV ja üle alajaamad, elektrijaamad, VAR kompensatorid üle 100 MW
		BPA	128	4				-	
		California ISO/CEC	-	2				-	
		IPC	14	1				-	
		NV Energy	18	6				-	
		Pacific GAS& electric	194	26				-	
		PacificCorp	5	2				-	
		Salt River Project	42	2				-	
		SCE	62	8				-	
WECC	-	6	-						
4	Kanada	Hydro-Quebec	8	1	60	Avariijärgne analüüs; Stabiilsuse mudelite valideerimine; Sageduse reguleerimise statistika; Geomagnetilise voolude avastamine	Ethernet link	Macrodyne	735 kV latid
5	Hiina	WAMS	300	-	100	Dünaamiliste protsesside ja ülekandevõimsuste visualiseerimine, andmete salvestamine, madalsageduslike võnkumiste analüüsimine	Ethernet	CEPRI ADX3000, Beijing Sifang Automation Co. Ltd	500 kV ja 300 kV EJ ja AJ
		WACS, China Southern Power Grid (CSG)	140	1	100	HVDC liimide aktiivvõimsuse modulaatsioon WACS signaalide kaudu	Fiber optic		
6	Soome	WAMS	12	1	50	Elektromehaaniliste võnkumiste estimateerimine; Võnkumiste sumpumise seire (0,3 Hz); Koormuse dünaamika jälgimine	LAN/WAN (MPLS)	ABB PSGuard / ABB, SEL	400 kV liinid, HVDC ühendused, SVC ning suured elektrijaamad PSS-iga
7	Norra	WAMS, WACS	4	1	50	Süsteemi jälgimine	Ethernet link	ABB, Labview / ABB	Süsteemi jälgimine, võnkumiste vaadeldavus, IT ühenduse olemasolu
		WACS, WAPOD	2	-	-	Laisüsteemi abil võnkumiste summutamine, SVC juhtimine			
8	Sloveenia	WAMS	7	1	50	Elektrisüsteemi seire reaalajas, häiresignaali operaatorile edastamine, riikidevaheline andmevahetus	Intranet	Elpros WAProtector / Arbiter	Strateegilised 400 kV alajaamad
9	Venemaa	WAMS	207	-	50	Elektrisüsteemi mudeli verifitseerimine; madalpinge võnkumiste kontroll ja analüüs; Võrgu sõlmede pingeseire; Avariide analüüs; Elektrisüsteemi seisundi estimateerimine; pingefaasinurkade seire		Altero Power / ProSoft, Rtsoft, Parma, Continuum, Enrgoservis, Arbiter Systems	Põhilised tootmiskeskused, "stretched structure" - paigaldamine ühtlaselt üle riigi madalsageduse võnkumiste jälgimiseks ja analüüsiks

Tabel 2.3. Laimõõtmistel põhinevate lahenduste ja põhimõtete kokkuvõte (tabeli jätk).

Nr	Riik	Süsteem	PMU kogus	PDC kogus	Sampling rate per second	Rakendused	Side infrastruktuur	PDC/PMU tootjad	PMU paigaldamise printsiip
10	Horvaatia	WAMS	10	2	50	"Post-mortem" analüüs;	Ethernet (TCP/IP, UDP/IP), SDH fiber optic, 2 Mbps	ABB PSGuard; SEL SVP, SEL SynchroWave / ABB, SEL	400 kV AJ - kogu 400 kV võrgu jälgitavus; elektrisüsteemi kaju järgimine
11	Korea	K-WAMS	9	1	60	Pinge ebastabiilsus ja võimsuste vönkumised; kohalik ja süsteemi osade vaheliste vönkumiste seire, SPS kaitse	Ethernet	LSIS	345 kV alajaamad; tootmiskeskused
12	Itaalia	WAMS	22	1	50	Vönkumiste analüüs, pinge stabiilsuse indikaator, „Islanding“ avastamine, koormuse väljalülitamise tingimuste avastamine	-	-	Tootmiskeskused, „pudelikaelad“, stabiilsuse jälgimine, vönkumiste avastamine
13	Brasilia	WAMS	22/4	1+1	60	Vöimsusvoogude seire; liinide parameetrite arvutamine; häirete analüüs; madalsageduslike vönkumiste jälgimine	Ethernet(VPN; UDP/IP)	Reason International Inc (RPV304)	Ülikoolid (LVPMS), 525 kV AJ (HVPMS)
14	Jaapan	WAMS	8	-	30	Madal sageduse vönkumiste avastamine	Ethernet (TCP/IP)	-	Ülikoolide koduvõrk (100 V)
15	Saksamaa	WAMS	7	1	50	Häirete analüüs; Pinge, voolu ja sageduse seire; Vöimsuste vönkumiste jälgimine	-	Siguard PDP	400 kV AJ
16	India	WAMS	4	1	25	Pingete ja voolude jälgimine; avariijärgne analüüs	Fibre Optic	Kalkitech	400 kV AJ; Sidekanalite olemasolu;

Tabel 2.4. Laimõõtmistel põhinevate rakenduste võrdlus.

Rakendus	Riik															
	Mehhiko	Guatemala	USA (WSP)	Kanada (Hydro Quebec)	Hiina	Soome	Norra	Sloveenia	Venemaa	Horvaatia	Korea	Itaalia	Brazilia	Jaapan	Saksamaa	India
Faasinurga jälgimine / nurga stabiilsus	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		+	+
Pinge stabiilsus			+		P				P		+	T				
Liini terminaalne jälgimine			P					P				P				
Vöimsusvoogude jälgimine	+	+	+	+	P	+	+		P	+		+	+		+	+
Saarestumise avastamine	+	+	P		P				P			+				
Vönkumiste avastamine / jälgimine	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		+	+		
Kaitse ja juhtimine	P, T	P	P	P, T	+	P	P	P	P	P	P, T		P			
Seisundi estimateerimine	P		P	P	P	P			P			P				
Off-line häirete analüüs	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		+	+
Kommertstegevus	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+				
Ülikooli/teadus projekt, uuringud													+	+	+	+

Ülevaatlikkuse mõttes tuleb siinkohal mainida, et käesolevas jaotises teostatud ülevaade ei hõlma kindlasti kõiki maailma riike, kus laimõõtmisi kasutatakse vaid annab kompaktse ülevaate põhilisematest lahendustest laiseire valdkonnas.

## 2.3 Laiseiresüsteemide tarkvarad

Laimõõtmiste kasutamise efektiivsus elektrisüsteemi juhtimiseks sõltub otseselt oskustest ja võimalustest mõõteandmete edastamiseks *PMU*-dest kasutajani. See tähendab, et kasutajal peab olema võimalikult lihtne saadavaid andmeid töödelda ning analüüsida. Lisaks peavad laimõõtmistel põhinevad rakendused olema arusaadavad ning usaldusväärsed. Eelnevas jaotises on vaadeldud erinevaid maailmas kasutusel olevaid laimõõtmistel põhinevaid rakendusi ning tulevikusuundasid. Selles jaotises kirjeldatakse ja analüüsitakse maailmas kasutusel olevaid erinevaid laiseiretarkvarasid. Vaatluse all on nii kommertstarkvarad kui ka vabavarana saadaval olevad lahendused. Tuntumad laiseiretarkvarade tootjad on ABB, Siemens, SEL, Elpros, Alstom jt. Vabavarana võib internetist leida tarkvarasid *OpenPDC* ja *ePDC*.

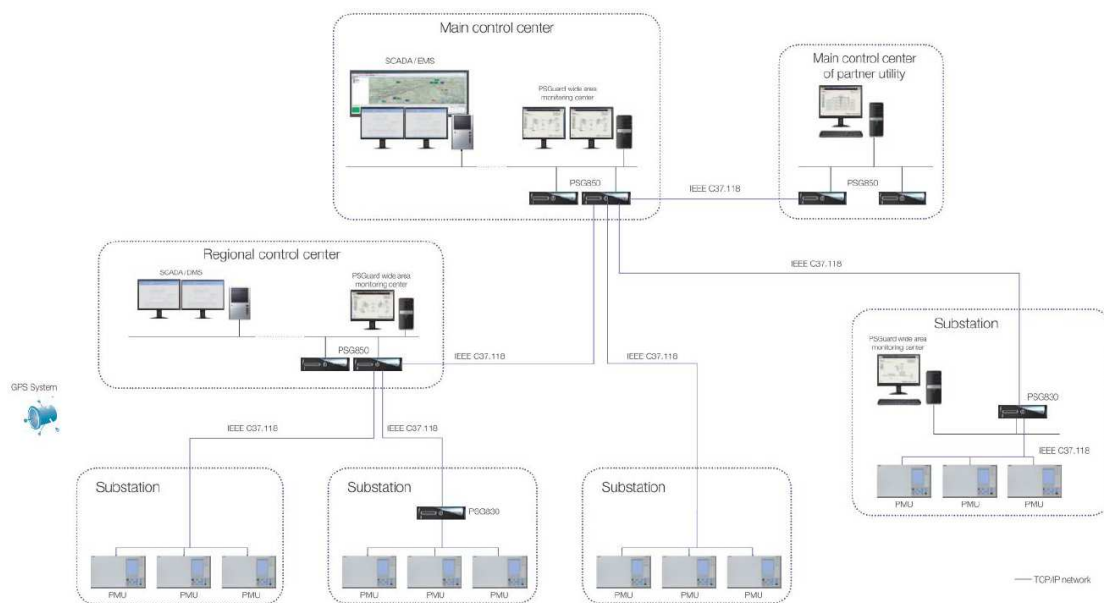
### 2.3.1 *PSGuard*, ABB

ABB poolt tarnitav laiseiresüsteem kannab nimetust *PSGuard*. Toode on turul olnud alates 2000. aastate esimesest poolest ning maailmas kasutatakse seda Soome (2006), Norra, Mehhiko, Šveitsi (2004), Austria (2005), Horvaatia (2003), Lõuna-Aafrika ja Tai (2005) elektrisüsteemides. Põhilisteks rakendusteks on häiringutejärgne analüüs (Soome, Norra, Šveits jt), madalsageduslike võnkumiste jälgimine (Soome, Tai), kriitiliste liinide ülekoormuse (Tai, Austria) ja liini temperatuuri jälgimine (Šveits, Tai, Horvaatia, Austria). Täiendavalt on võimalik ABB *PSGuard* süsteemi kohta lugeda kirjandusest [33 – 38].

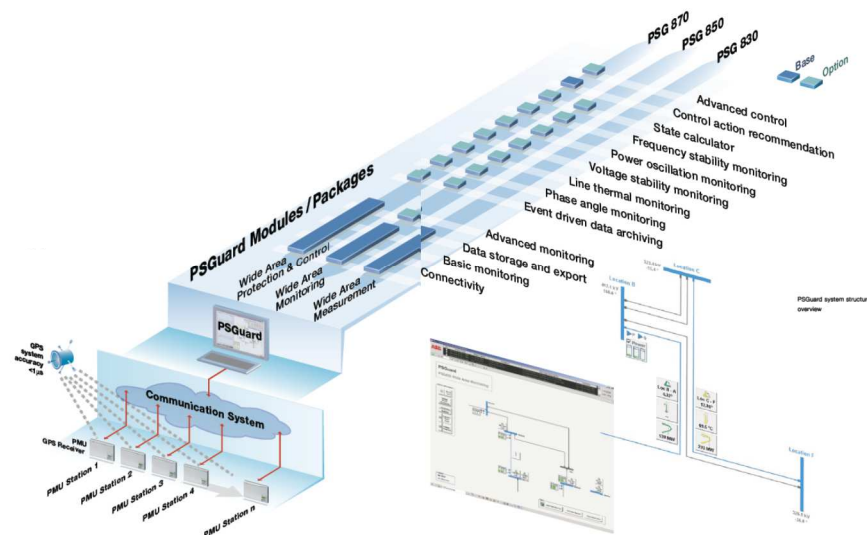
*PSGuard* süsteem on ülesehitatud ABB enda juhtimissüsteemile ja *Windows* serveri tehnoloogiale. Süsteemi arhitektuur põhineb server/klient põhimõttel (joonis 2.33). Süsteem võimaldab hallata suuri andmemassiive, sellel on olemas graafiline kasutajaliides, erinevad rakendused ning *SCADA* süsteemiga ühildatavuse võimalus. Lisaks on süsteemiga võimalik luua ühenduste TSO-de laiseiresüsteemidega. Süsteemi arhitektuuri koha pealt on võimalik lahendus, kus andmete kogumine ja salvestamine toimub juhtimiskeskustes, kuid lisaks teostatakse ka vahe salvestamist alajaamades. Selline lahendus on töökindlam ning võimaldab mistahes andmeedastuse probleemide korral hiljem vajalikud andmed juhtimiskeskuses olevasse põhikontsentraatorisse edastada.

*PSGuard* süsteemi põhilised rakendused on esitatud joonisel 2.34. Vastavalt põhimõtetele saab *PSGuard* süsteemi jaotada neljale tasemele: tavaline *PDC* (PSG828), laimõõte- (PSG830), laiseire- (PSG850) ja laijuhtimissüsteem (PSG870). Süsteem põhineb moodulitel, mida võib vastavalt soovidele hankida. Põhimoodulite hulka kuuluvad andmete salvestamise ja eksportimise

moodul, tavapärase jälgimise ja ühenduste moodul. Vastavalt soovidele on võimalik lisada süsteemi faasinurkade, pingestabiilsuse, liini termilise seisundi ja sageduse stabiilsuse jälgimise moduleid, madalsageduslike võnkumiste moduleid ja sündmustest lähtuva andmete salvestamise funktsiooni. Lisaks on võimalus süsteemi lisada moodul, mis loob ja selekteerib andmevahetust erinevate süsteemide vahel ning võimaldab kasutada erinevaid *PMU* protokolle. Lai mõõtmistel põhineva juhtimise tarvis on eraldi moduleid, millede täpne sisu ja funktsionaalsus sõltuvad elektrisüsteemist ning soovitud konkreetsest lahendusest.

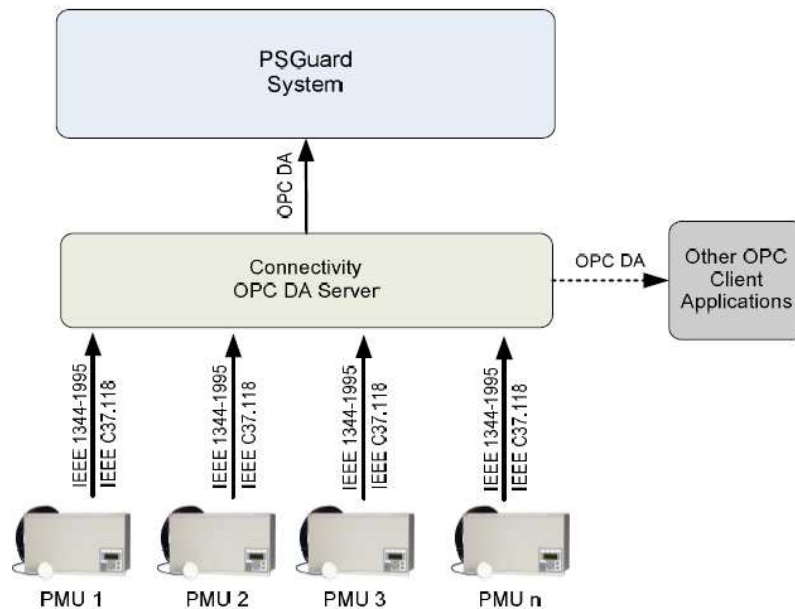


Joonis 2.33. PSGuard süsteemi arhitektuur [36].



Joonis 2.34. PSGuard süsteemi moodulid ja rakendused [36].

*PSGuard* süsteemis edastatakse *PMU* mõõtmised läbi *OPC (OLE for Process Control)* kasutajaliidese. Toetatavad protokollid on *IEEE 1344-1995* ja *IEEE C37.118*. *OPC* süsteemi põhimõtteline skeem on esitatud joonisel 2.35. Faasimõõteseadmetest kogutavad andmed suunatakse *OPC* serverisse ning sealt edastatakse need *PSGuard* süsteemi ja teistesse *OPC* rakendustesse.



Joonis 2.35. *PSGuard* OPC lahenduse põhimõtteskeem [36].

ABB *PSGuard* tarkvara on oma põhimõtteliste lahenduste poolt säilinud samasugusena tänapäevani. Koostöös tarkvara kasutajatega on teostatud arendustööd ning sellest tulenevalt on võrreldes tarkvara esialgse versiooniga lisandunud lajuhtimise funktsionaalsus. ABB tarkvara kasutades tuleb arvestada, et tegemist on lahendusega, milles süsteemi kasutajal ei ole sisulise poole pealt võimalik enda soovil muudatusi teha. Samuti ei ole iseseisvalt süsteemi võimalik lisada enda poolt koostatud rakendusi.

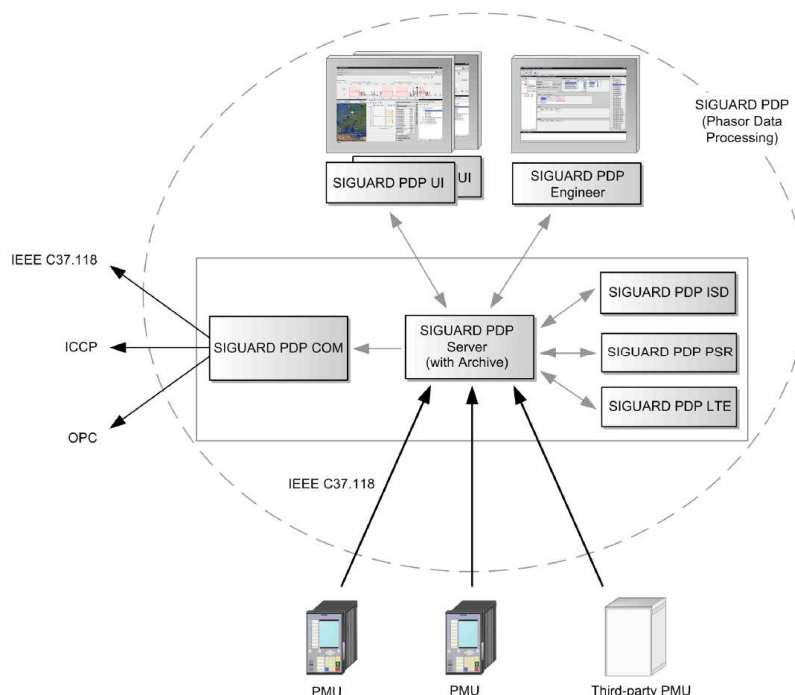
### 2.3.2 **SIGUARD, Siemens**

Siemens *SIGUARD* süsteem koosneb erinevatest moodulitest. Lisaks laiseirefunktsioonidele kuuluvad tarkvara juurde ka häiringukindluse analüüsi moodul ja elektrisüsteemi releekaitse töötamise analüüsi moodul (joonis 2.36). Hetkeseisuga on Siemens-i poolt välja töötamisel laiekaitse ja lajuhtimise moodulid. Täpsemalt on võimalik Siemens-i laiseire rakenduste kohta leida informatsiooni internetis [39] ja kirjanduses [40; 41]. Tarkvara on kasutusel Taani, Saksamaa, Prantsusmaa, Hispaania ja Itaalia elektrivõrkudes.

Laiseirefunktsioonide kohapealt võimaldab *SIGUARD PDP* süsteem jälgida ja hinnata elektrisüsteemi talitlust. Erinevate moodulite abil on võimalik teostada võimsusvoogude analüüsi, madalsageduslike võnkumiste seiret, võnkumiste sumbumist, ülekandekoridoride võimsusvoogude seiret, hinnata pingestabiilsuse varu ja ülekandeliinide termilist seisundit, avastada saartalitlust ning edasta dispetšeritele olulist infot erinevate talitusparameetrite kõrvalekaldumisel lubatud piirväärtustest. Lisaks kuulub süsteemi veel ka eraldi inseneri töökoht ning kasutajaliidese osa. Ülevaatlilikult on süsteemi põhimõtted esitatud joonisel 2.37. Lisaks kuuluvad süsteemi koosseisu ühendusplokid ühenduste loomiseks *PMU*-de (süsteem toetab kuni 100 *PMU* ühendamist) ja teiste võrguoperaatorite vastavate tarkvaradega.



Joonis 2.36. Siemens *SIGUARD* süsteemi kontseptsioon [39].

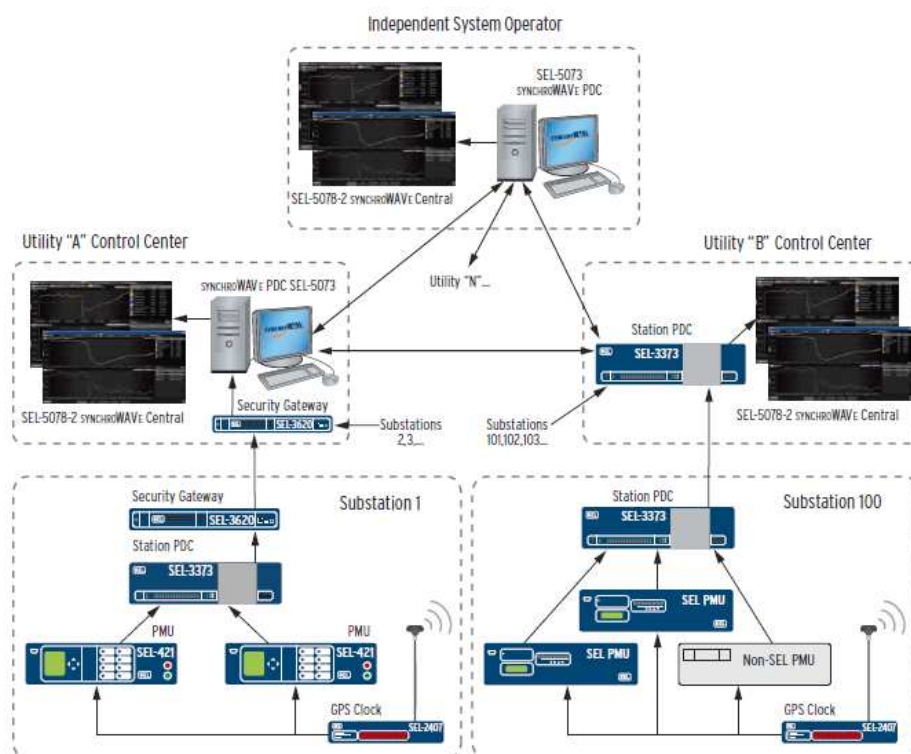


Joonis 2.37. Siemens *SIGUARD PDP* lahenduste üldskeem [40].

### 2.3.3 SynchroWave, SEL

*Switzer Engineering Laboratories* (SEL) laiseiresüsteemi arhitektuur on esitatud joonisel 2.38. Süsteem koosneb alajaamades paiknevatest *PMU*-dest, *GPS* kelladest ning alajaama *PDC*-dest. SEL on välja töötanud spetsiaalsed alajaamade *PDC*-d SEL-3373, millega on võimalik ühendada kuni 40 *PMU*-d ning salvestamise maht on kuni 120 GB. Alajaama *PDC* näol on sisuliselt tegemist kontrolleriiga, (SEL-3378 *Synchrophasor Vector Processor*) [47] mille tõttu on selle seadmega võimalik töödelda sisendandmeid ning soovi korral edastada väljundina juhtimissignaale, kas samas alajaamas olevatele lülititele, teiste alajaamade lülititele, või erinevatele seadmetele (*SVC*, *STATCOM*, jm). Süsteemi kese paikneb juhtimiskeskuses ning SEL pakub tavalist *PDC* lahendust (SEL-5073 *SynchroWAVE PDC*) koos andmete töötlemise ja visualiseerimise mooduliga (SEL-5078-2 *SynchroWAVE Central*). Süsteemis on andmete edastamise protokolliks standardne *IEEE C37.118* protokoll.

Informatsiooni SEL laiseirelahenduste kohta on võimalik leida kirjandusest [42-47] ning SEL interneti kodulehelt [www.selinc.com](http://www.selinc.com)



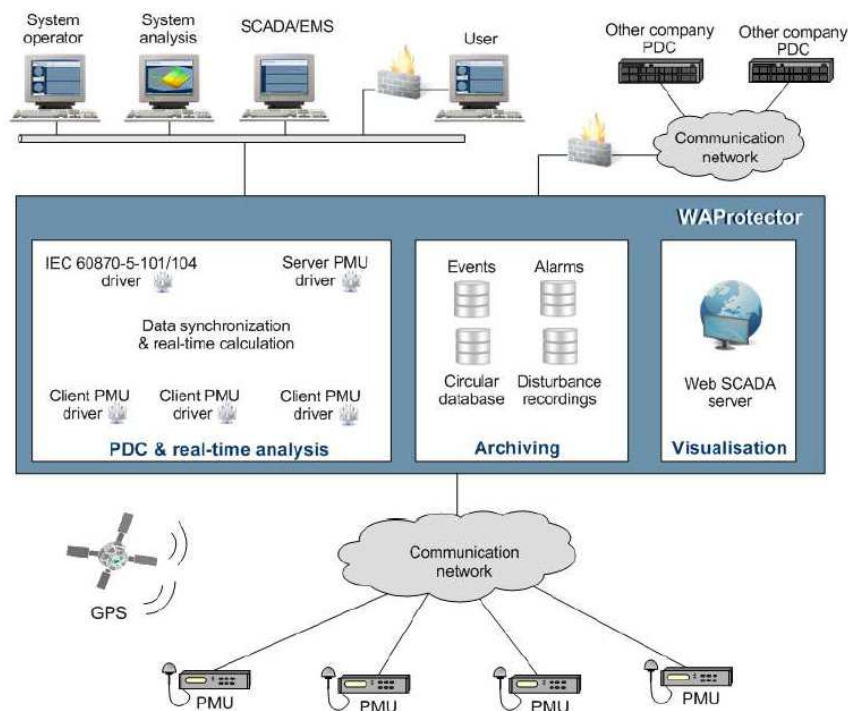
Joonis 2.38. SEL laiseiresüsteemi arhitektuur [42].

SEL-5073 *SynchroWAVE* tarkvara on võimeline andmeid koguma 500 *PMU*-lt ning edastama töödeldud andmeid kuni kuuele erinevale kasutajale. SEL-5078-2 *SynchroWAVE Central* on mõeldud *PDC* poolt kogutud andmete visualiseerimiseks. Sisulise poole pealt on selle tootja

puhul *PDC* ise ja *PDC* poolt kogutud andmete visualiseerimine lahendatud kahe eraldi tarkvara. SEL-5078-2 toetab protokoll *IEEE C37.118*, visualiseerida on võimalik pinge ja voolu väärtusi, sagedust, sageduse muutumise kiirust ning võimalik on teostada erinevaid andmetöötluse funktsioone. Võimalik on importida andmeid *CSV* formaadis, ning teistest SEL seadmetest (SEL-3373, SEL5073). Andmete eksport on võimalik *CSV* ja *COMTRADE* formaatidesse.

### 2.3.4 WAProtector, Elpros

Elpros *WAProtector* laiseiresüsteem koosneb andmete kogumise ja analüüsimise (*PDC & real-time analysis*), arhiveerimise (*Archiving*) ja visualiseerimise moodulitest (*Visualisation*) (joonis 2.39). Süsteemiga on võimalik *IEEE C37.118* protokoll kasutades ühendada erinevate tootjate *PMU*-sid. Samuti on võimalik luua ühendusi teiste võrguettevõtjate sarnaste süsteemidega ning võimalik on teostada andmeedastust *SCADA* süsteemi.



Joonis 2.39. Elpros laiseiresüsteemi põhimõtteskeem [48].

Süsteemi rakendustena saab välja tuua võimaluse jälgida reaalajas erinevates elektrivõrgu sõlmedes talitusparameetrite muutusi, teostada pingestabiilsuse ja madalsageduslike võnkumiste seiret ning vaadelda ülekandeliini terminist seisundit. Erinevate parameetrite visualiseerimist on võimalik teha nii kahe- kui ka kolmemõõtmeliste joonistena. Lisaks on süsteemi abil võimalik ise koostada erinevaid rakendusi, sest tarkvara on tavakasutajale suhteliselt avatud ja selles on



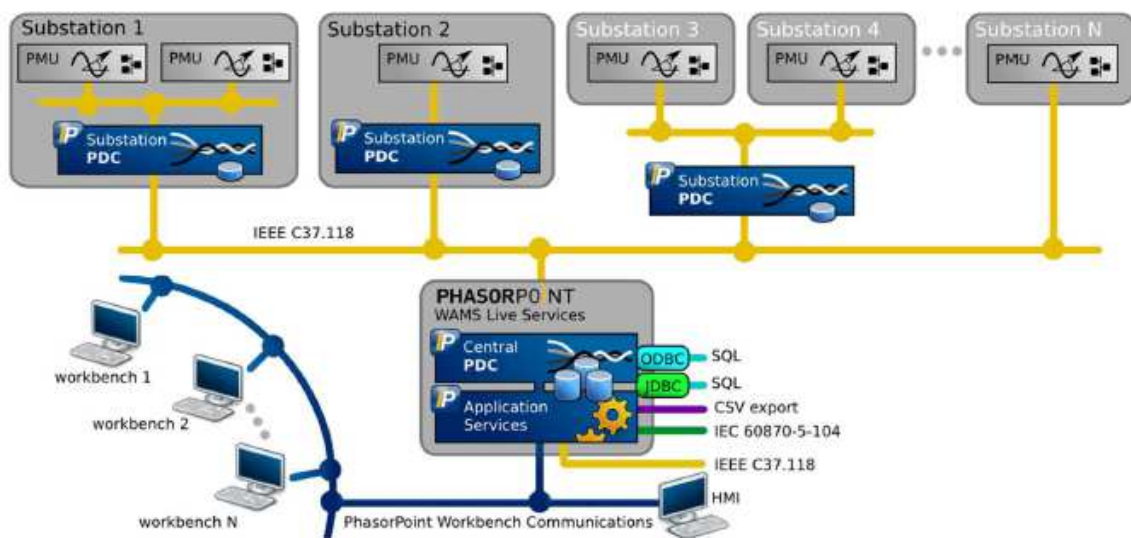
olemas võimalused programmeerimiseks rakendades mitmesuguseid matemaatilisi funktsioone. Samuti on tarkvaral olemas veebiliides, mille vahendusel on süsteemiga võimalik ühendust luua mistahes kohast.

Elpros *WAProtector* laiseiretarkvara on kasutusel Eestis, Sloveenias ja samuti on tarkvara leidnud kasutust mitmetes rahvusvahelistes teadusprojektides. Täpsemat ülevaadet tarkvara võimaluste kohta on võimalik leida kirjandusest [20; 21; 49].

### 2.3.5 PhasorPoint, Alstom/Psymetrix

Viiendaks tuntud tegijaks laiseiretarkvara turul on Suurbritannia ettevõtte Psymetrix. Ettevõtte alustas tegevust 1990. aastate lõpul ning tänapäeval on Psymetrix laiseire rakendused kasutusel Suurbritannias, Islandil, Austraalias, Lõuna-Aafrikas, Kolumbias ja Leedus. Psymetrix'i laiseiretarkvara *PhasorPoint* rakendused on ühed tunnustatumad maailmas, eriti just modaalanalüüsil põhinev madalsageduslike võnkumiste seire moodul. Ettevõtte tegevusaladeks on ka konsultatsioonide andmine ning laiseiresüsteemide kontseptsioonide väljatöötamine. Täpsemalt on Psymetrix'i lahenduste kohta võimalik lugeda internetist [50] ja kirjandusest [51-53].

*PhasorPoint* süsteemi rakenduste hulka kuuluvad pinge, aktiiv- ja reaktiivvõimsuse, pinge nurkade ja sageduse seire, madalsageduslike võnkumiste jälgimine, siirdeprotsesside seire, ning elektrisüsteemi taastamise ja resünkroniseerimise toetamine. Psymetrix'i süsteem on välja ehitatud kolme tasemelisena: alajaama tase (alajaama *PDC*), keskkontsentraator (*Central PDC*) ja rakenduste tase (*Applications*). Samuti on süsteemi vahendusel võimalik vahetada andmeid teiste süsteemioperaatorite laiseiresüsteemidega. Lahenduse põhimõtteskeem on esitatud joonisel 2.40.



Joonis 2.40. Psymetrix *PhasorPoint* laiseiresüsteemi põhimõtteskeem [51].

Alajaamadesse paigutatud *PDC* ülesanne on koguda alajaamades asuvatest *PMU*-dest mõõteandmeid, töödelda andmeid ning edastada need kesk-*PDC*-sse või teistesse laiseiresüsteemidesse. Võimalik on valida missuguseid andmeid, mis mahus ja kellele edastatakse. Kesk-*PDC* eesmärgiks on andmete pikaajaline arhiveerimine, andmete eksportimine ning andmete edastamine visualiseerimise moodulisse. Uueks lahenduseks on võimalus rakendusi välja töötada *Java* baasil.

### **2.3.6 AlteroPower**

Venemaa laiseiresüsteemi tarkvaralise lahenduse töötas välja AlteroPower nimeline ettevõte. Süsteemi rajamisel oli eesmärgiks *PMU* mõõteandmete kogumine, arhiveerimine, töötlemine ja visualiseerimine. Süsteem on võimeline hankima ning töötleva andmeid enam kui 200 *PMU*-lt ning see on oma ülesehituselt kolmekihiline. Esimesel tasemel asuvad alajaamades ja elektrijaamades paiknevad *PDC*-d, kõrgemal tasemel juhtimiskeskustes paiknevad *Super-PDC*-d ning kolmandaks kihiks on sidekanalid. Hetkel toimub andmete kogumine 43 objektilt ning *Super-PDC* on paigaldatud 15 juhtimiskeskusesse. Süsteem toetab andmevahetuse protokolle IEEE C37.118, IEC 870-5-104, FTP, HTTP jm.

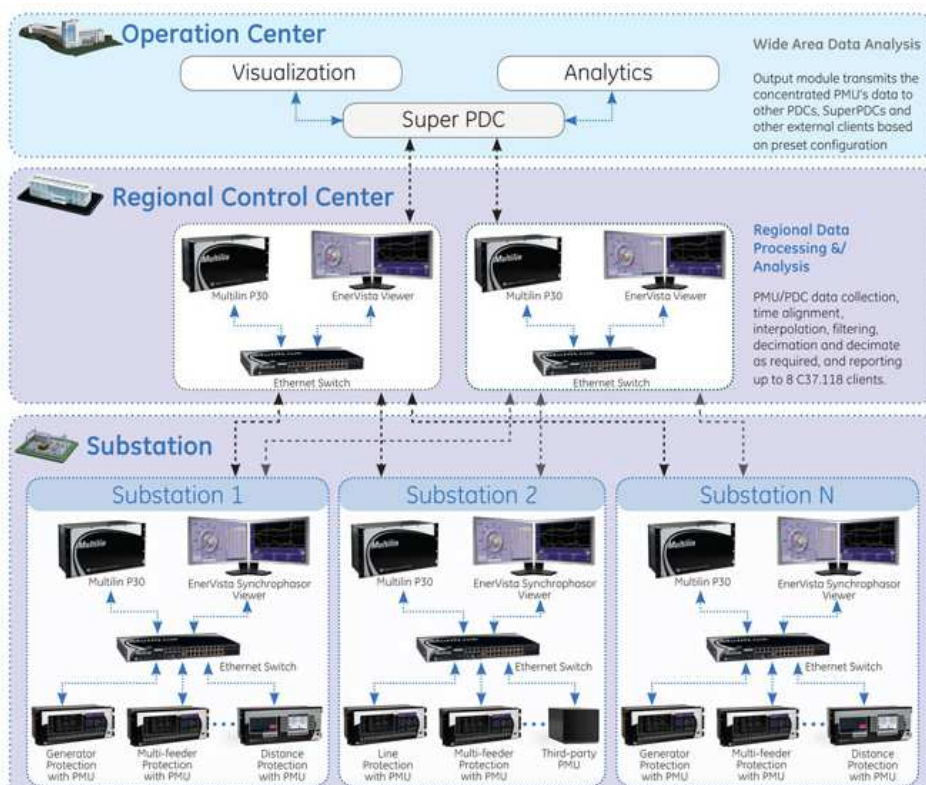
Funktsionaalsuse poole pealt on hetkel süsteemi peamiseks eesmärgiks andmete kogumine ja arhiveerimine, häiringute registreerimine, avariijärgse talitluse analüüs, elektrisüsteemi mudelite parameetrite arvutamine ja vajadusel andmete edastamine. Süsteem on automaatne ja erinevate rakenduste tarvis on välja töötatud vajalikud tarkvaralised lahendused. Lisaks on analüüsi eesmärgil võimalik importida teiste võrguoperaatorite mõõteandmeid. Koostööd tehakse Eesti, Läti, Leedu ja teiste Venemaa elektrisüsteemi talitlust mõjutavate osapooltega. Hetkel veel ei võimalda süsteem kasutada moodsamaid rakendusi (nt kasutada teiste tootjate lahendusi elektrisüsteemi seire teostamiseks). Selle parandamiseks teostatakse arendustööd, esimesi rakendusi planeeritakse peatsel juba katsetama hakata. Täpsemalt on võimalik AlteroPower süsteemi kohta infot hankida kirjandusest [54-57].

### **2.3.7 Multilin, General Electric**

GE lahenduseks laiseiresüsteemide valdkonnas on *Multilin N60* seadmed koos *Multilin P30 PDC*-ga. *Multilin N60* eripäraks, võrreldes teiste *PMU*-dega, on võimalus kasutada seadet lisaks tavapärasele mõõtmisele ka juhtimisplokina, mille abil on võimalik rakendada süsteemi kaitsmise ja juhtimise loogikaid. Nimelt on seadet võimalik seadistada vastavalt soovidele, (koormuse väljalülitamine, mitmesugused avariisüsteemid (*Remedial Action and Special Pro-*

tection Schemes, RAS, SPS) kasutades selleks vajalikke loogikafunktsioone ning seeläbi teostada laimõõtmistel põhinevat süsteemi juhtimist ja kaitset. Antud juhul puudub vajadus suurte kesksete PDC-de järele. Faasimõõtmiste tarvis on seade sobilik standarditega IEEE C37.118-1 2011 ja IEC 61850-90-5. Andmevahetuseks on lisaks standardsetele kanalitele võimalik kasutada ka IEC 61850, DNP 3.0 jt lahendusi. Multilin seadmete seadistamiseks ja mõõteandmete analüüsiks on kasutusel GE EnerVista tarkvara. Multilin P30 PDC kogub kuni 40 PMU poolt edastavaid mõõteandmeid. PDC koosneb andmete kogumise, töötlemise ja edastuse moodulist. EnerVista tarkvara vahendusel on võimalik samaaegselt ühenduses olla kuni 16 PDC-ga ning üheaegselt on juurdepääs süsteemile kuni seitsmel kasutajal. Rohkem ja täpsemat informatsiooni GE lahenduste kohta laiseire valdkonnas on võimalik leida [58-60].

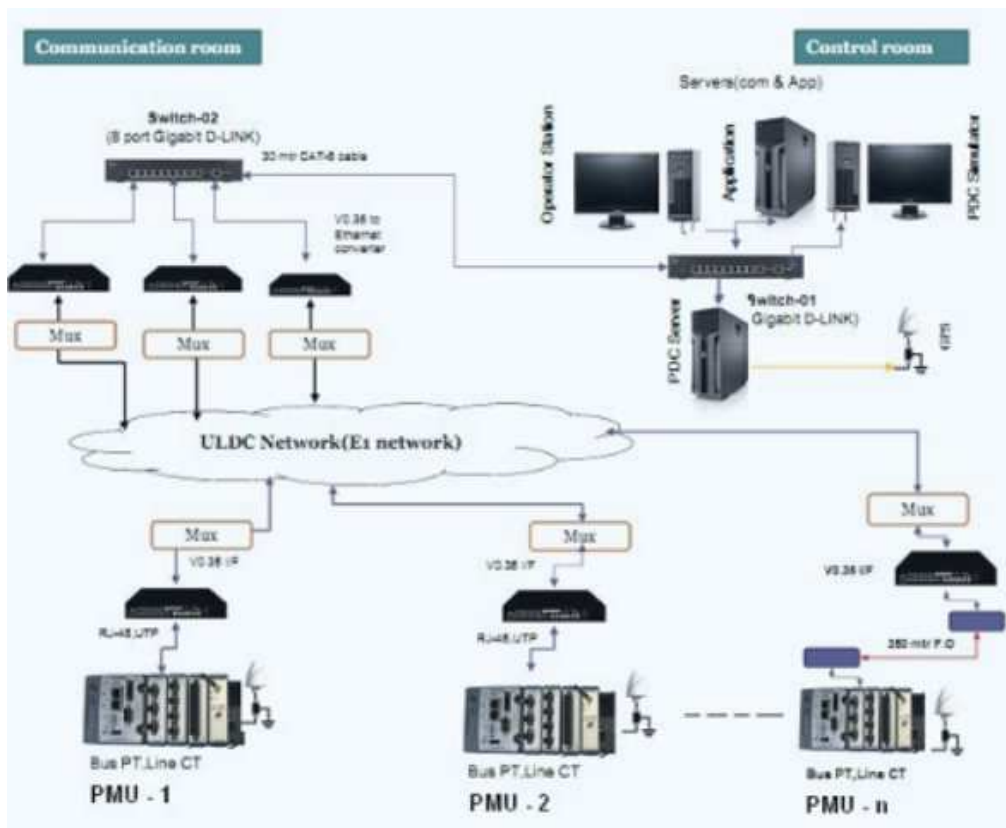
Multilin seadmetel põhineva laiseiresüsteemi põhimõtteskeem on esitatud joonisel 2.41. Joonisel on kujutatud kolme taset: alajaama tase, piirkondliku juhtimiskeskuse tase ja süsteemi juhtimiskeskuse tase. Alumisel tasemel teostatakse andmete kogumist, samuti on võimalik teostada süsteemi juhtimist ja kaitset. Elektrisüsteemi talitluse jälgimiseks ja analüüsiks on kaks järgmist taset. Keskmisel tasemel toimub lokaalne infotöötlus ja süsteemi jälgimine. Kõrgemal tasemel on eesmärgiks andmete kogumine üle süsteemi, seejärel selle töötlemine ja vajadusel edastamine teistele PDC-dele, Super-PDC-dele või teistele andmete vastu huvi tundvatele osapooltele.



Joonis 2.41. GE Multilin laiseiresüsteemi põhimõtteskeem [51].

### 2.3.8 Kalkitech

India elektrisüsteemis kasutusel oleva laiseiresüsteemi (vt jaotist 2.2.16) on tarninud kohalik ettevõtte Kalkitech. Süsteemi ülesehitus on sarnane teiste samalaadsete süsteemidega, kuid üldpõhimõttelt on tegemist siiski ainult süsteemi jälgimiseks sobiliku tarkvaraga. Võimalik on jälgida süsteemi talitlusparameetrite muutumist, sageduse ja sageduse muutumise kiiruse muutusi, tähtsamate alajaamade vaheliste pinge nurkade muutumist ja transiidikoridoride võimsusvoogude muutumisi [61; 62]. Lisaks on võimalik jälgida madalsageduslike võnkumiste olemasolu ja muutusi süsteemis. Kasutatavaks sideprotokolliks on *IEEE C37.118* ning süsteem võimaldab töödelda enam kui 100 *PMU* poolt saadatud andmeid. Kalkitech laiseiresüsteemi põhimõtteskeem on esitatud joonisel 2.42. Alajaamades toimub *PMU*-de poolt mõõtmine. Saadud andmed edastatakse juhtimiskeskuses paiknevasse *PDC*-sse, misjärel toimub seiresüsteemi poolt andmete töötlemine ning visualiseerimine.

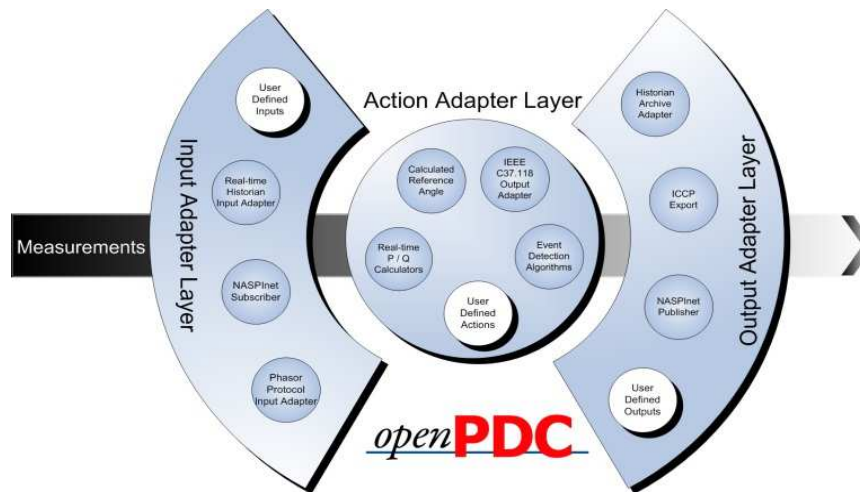


Joonis 2.42. Kalkitech laiseiresüsteemi põhimõtteskeem [61].

### 2.3.9 openPDC

Lisaks kommertstarkvaradele on *PMU* mõõteandmete töötlust võimalik teostada ka vabavara-dega. Üheks tuntumaks on alates 2010. aasta algusest saadaval olev *openPDC*. Tegemist on

peamiselt USA-s *Grid Protection Alliance* poolt arendatava tarkvaraga, mille eelkäijaks on *Tennessee Valley Authority* poolt 2000. aastate keskpaiku arendatud *PDC*. Oma põhimõtelt on tarkvara sarnane komertstarkvaradega ning ülesehituse poolest on näha tuttavat moodulitel põhinevat lahendust. Eristatavad on sisend ja väljund moodulid ning rakenduste moodul (joonis 2.43). Põhjalikumat ülevaadet *openPDC* funktsionaalsuse ja võimaluste kohta on võimalik leida kirjandusest [63-65].



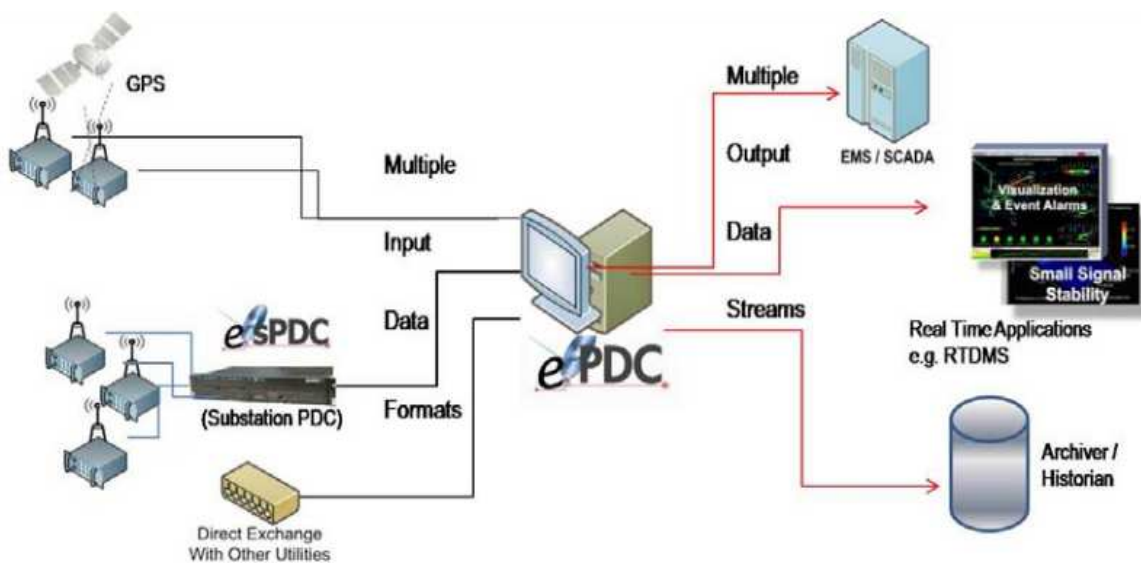
Joonis 2.43. *openPDC* süsteemi põhimõtteskeem [64; 65].

Sisendmooduli (*Input Adapter Layer*) eesmärgiks on mõõtmisseadmete lugemine. Kasutusel on mitmeid erinevaid protokolle (*IEEE C37.118*, *IEEE 1344*, *BPA PDCStream*, *Fnet*, *Macrodyne*, *SEL Fast Message*, etc). Rakenduste moodulis (*Action Adapter Layer*) toimub mõõteandmete töötlemine. Andmed joondatakse ning nendele omistatakse vastavad *GPS* ajamärgendid. Lisaks toimub moodulis erinevate suuruste arvutamine ( $P$  ja  $Q$ ,  $U$ ,  $jm$ ) ning muud kasutaja poolt defineeritud tegevused. Väljundmooduli (*Output Adapter Layer*) ülesandeks on töödeldud andmete ettevalmistamine ning edastamine arhiveerimise rakendusse. Lisaks on oluline andmete ettevalmistus *off-line* analüüsiks ning teistesse süsteemidesse edastamiseks. Võimalik on andmed konverteerida erinevate protokollide tarvis (*ICCP*, *CSV*,  $jm$ ). Täiendavalt võib funktsionaalsusi olla rohkem olenevalt kasutaja soovidest ja oskustest tarkvara seadistamisel.

### 2.3.10 ePDC

Teiseks vabavarana saadaval olevaks tarkvaraks on *ePDC*. Tarkvara loodi *Bonneville Power Administration (BPA)* poolt 1996. aastal. Tänapäeval tegeleb tarkvara arendamisega *Electric Power Group* [66-69]. *ePDC* loeb kõiki andmeid, mida edastatakse *IEEE C37.118* protokolliga kasutades. Katseliselt on kindlaks tehtud, et tarkvara on võimeline lugema andmeid *ABB*, *Areva*, *SEL*, *GE*, *Macrodyne* ja Arbiteti *PMU*-dest. Samuti toetab *ePDC* *TCP/IP*, *UDP/IP* *IPv4*

ja IPv6 protokolle. *ePDC* rakenduse põhimõtteskeem on esitatud joonisel 2.44. Tarkvara on võimeline üheaegselt koguma andmeid mitmest allikast ning samuti võimaldab tarkvara üheaegselt välja saata andmeid kümne kanali kaudu. *ePDC*-st väljuvaid andmeid on võimalik kasutada *EMS/SCADA* süsteemis, arhiveerida hilisemaks andmetöötluseks ning samuti edastada erinevatesse reaalaja rakendustesse, millede vahendusel on võimalik jälgida elektrisüsteemis toimuvaid protsesse ning hinnata võimalikku stabiilsuse varu. Electric Power Group on välja töötatud mitmeid reaalajarakendusi. Elektrisüsteemi dünaamika reaalajas jälgimiseks ja analüüsiks on sobilikud *Phasor-RTDMS* ja *PGDA* ning andmete arhiveerimiseks *PhasorArchiver* [69].



Joonis 2.44. *ePDC* rakenduse põhimõtteskeem [66].

### 2.3.11 Kokkuvõte ja analüüs

Laimõõtmistel põhinev elektrisüsteemi talitluse hindamine ja juhtimine on olulise tähtsusega valdkond tänapäeva elektrisüsteemide juhtimisel. Eeldatav on, et selle osatähtsus suureneb järgneva 10...15 aasta jooksul märgatavalt. Tänapäeval on jõutud arusaamisele, et tavapärase *SCADA* süsteemide kasutamine võimaldab küll hankida informatsiooni elektrivõrgus toimuva kohta, kuid täpsema analüüsi teostamiseks ja hinnangu andmiseks on tarvis moodsamaid lahendusi. Esimesed sammud selles valdkonnas on tehtud, kuid eeldatavalt toimub arendustöö tulevikus järjest enam automaatsete juhtimise- ja kaitsefunktsioonide arendamise suunas.

Käesolevas jaotises on antud ülevaade maailmas kasutatavatest laiseire tarkvaradest. Vaadeldud on nii kommertstarkvarasid kui ka vabavarana saadaval olevaid tarkvarasid. Oma ülesehituselt on enamik rakendusi suhteliselt sarnased, erinedes vaid funktsionaalsuse ja kasutajamu-

gavuse poolest. Samuti on olulise tähtsusega tarkvaratootja tugi ning arendustöö. Mitmetes riikides, milles on laiseiresüsteemid kasutusel toimub paralleelselt täiendav arendustöö. Tava-päraselt on alustatud ainult laimõotesüsteemiga ning seda on edasi arendatud erinevate juhti-mise ja kaitsefunktsioonidega. Üleminek tavaliselt mõõtesüsteemilt juhtimissüsteemile on kül-lalt suur, sest märgatavalt on vaja tõsta töökindlust ja koostatavad algoritmid on keerulised.

Kokkuvõtte erinevate tootjate laiseiretarkvaradest on esitatud tabelis 2.5. Tabelis on ära toodud tarkvara tootja, tarkvara võimalused, kasutatavad protokollid ja riigid, kus praegusel ajal konk-reetset tarkvara kasutatakse. Laimõõtmiste funktsioonile täiendavaid lahendusi juhtimise ja kaitse valdkonnas pakuvad vähesed tootjad. Siinkohal on siiski oluline konkreetne vajadus, sest enamjaolt peab juhtimise ja kaitsefunktsioonide rakendamine olema vastava elektrisüs-teemi poolt koordineeritud ja iga lahendus on unikaalne.

Tabel 2.5. Laiseire tarkvarade võrdlus.

No	Tootja	Tarkvara/süsteemi nimetus	Funktsioonid			Seadmed/ alamsüsteemid	Protokollid	Kasutamine
			Seire	Juhtimine	Kaitse			
1	ABB	<i>PSGuard</i>	+	+	+	PSG 828, PSG 830, PSG 850, PSG 870	IEEE 1344, IEEE C37.118	Tai, Soome, Sveitsi, Horvaatia, Norra, Austria, Mehhiko
2	Siemens	<i>SIGUARD</i>	+	-	-	SIGUARD PDP	IEEE C37.118	Taani, Saksamaa, Prantsusmaa, Hispaania, Itaalia
3	SEL	<i>SychroWAVE</i>	+	+	+	SEL5037, SEL-5078-2	C38.118, IEC 61850 GOOSE, TCP	Georgia, USA
4	ELPROS	<i>WAProtector</i>	+	-	-	-	IEEE 1344, IEEE C37.118, IEC 60870-5101/104	Eesti, Sloveenia, R&D
5	Psymetrix	<i>PhasorPoint</i>	+	-	-	<i>PhasorPoint PDC</i>	C37.118, IEC 60870-101/4	Islandi, Austraalia, Suur Britannia, Lõuna Aafrika, Leedu
6	AlteroPower	<i>AC CH CMTP</i>	+	-	-	-	C37.118-2005	Venemaa
7	General Electric	<i>Multilin</i>	+	+	+	N60, P30, JungleMUX, EnerVista'	C37.118, IEC 61850, IEC 60870-5, IEEE 1588	-
8	Kalkitech	-	+	-	-	NI, ISYNC 4000, Hitorian	IEEE C37.118, IEC-104, ICCP, IEC-61850	SRLDC, India
9	TVA/GPA	<i>OpenPDC</i>	+	-	-	-	IEEE C37.118, IEEE 1344, BPA PDC Stream, Fnet, Macrodyne, SEL Fast Message	NASPI
10	BPA/EPG	<i>ePDC</i>	+	-	-	<i>eSPDC, Phasor-RTDMS, PGDA, PhasorArchiver</i>	C387.118-2005, C37.118B, TCP, UDP, ICE 61850-3, Macrodyne1, PDC Stream	California ISO (CAISO), American Electric Power (AEP), Bonneville Power Administration (BPA), Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)

Tarkvarade juures on oluliseks kriteeriumiks selle avatus ja kasutajamugavus. Siinkohal on mõeldud seda, et kui mugav on kasutajal tarkvara kasutada ning missugused on võimalused iseseisvalt selles muudatusi teostada või erinevaid rakendusi koostada. Enamik vaadeldud tark-varadest ei võimalda kasutajatel väga palju iseseisvat arendustöö teostada. Suurem tähtsus on

koostöö tarkvara tarnija ja võrguettevõtja vahel. Sellest olenemata on mõned vaadeldud tarkvaradest mõnevõrra avatumad ning võimaldavad kasutajal ise erinevaid rakendusi koostada ja kasutada. Üheks näiteks on Eesti elektrisüsteemis kasutatav Elpros *WAProtector* tarkvara. Selle tarkvaraga on võimalik vastavalt vajadusele muuta kasutajatele edastatavat informatsiooni, samuti on võimalik täiendavate rakenduste koostamine erinevate matemaatiliste funktsioonide abil.

Peamisteks rakendusteks, mida kasutajatele pakutakse on *PMU*-de poolt mõõdetavate suuruste esitlemine ning arhiveerimine hilisemaks analüüsiks. Lisaks tavapärastele mõõtmistele on kasutajatel võimalik hinnata süsteemi stabiilsusega seotud suuruste muutumist. Peamiselt on vaatluse all pingestabiilsuse ja madalsageduslike võnkumistega seotud nähtused. Mitmetes riikides on just nende moodulite kasutamine võimaldanud suurendada ülekandevõimsusi erinevate süsteemi osade vahel. Peale selle on võimalik kasutada *PMU* mõõtmisi ka elektriliinide termilise talitluse jälgimiseks ning liinide parameetrite estimateerimiseks. Laijuhtimise ja kaitse valdkonnas võib siinkohal mainida *SVC* eesmärgipärast juhtimist ning koormuse väljalülitusautomaatika lahendusi.

Kokkuvõtvalt saab öelda, et erinevate tootjate poolt pakutavad lahendused on üldjoontes sarnased, kuid kasutajatel tuleks siiski täpsemalt uurida erinevate lahenduste kasutusmugavust ning arenguvõimalusi tulevikus. Samuti on oluline tarkvara maksumus, mis erinevate tootjate lahenduste korral on väga erinev.

## **2.4 Laimõõtesüsteemide perspektiivsed lahendused ja võimalikud arengusuunad Eesti elektrisüsteemis**

Faasimõõteseadmete ja laimõõtmiste kasutamise eesmärgiks on üldjuhul soov täpsemalt hinnata vaadeldava elektrisüsteemi talitlust ning hiljem teostada selle analüüsi. Sellised süsteemid on maailmas kasutusel olnud viimased kümme aastat, kusjuures esimeste süsteemide kasutuselevõtul oli peamiseks eesmärgiks puhtalt süsteemi talitusparameetrite mõõtmine, hiljem hakati tähelepanu pöörama mitmete täiendavate rakenduste väljatöötamisele ja kasutuselevõtule realses süsteemis.

Eesti elektrisüsteemi laimõõtesüsteem võeti kasutusele 2010. aastal eesmärgiga jälgida riikidevaheliste transiitliinide talitlust, analüüsida süsteemi kui terviku talitlust ning kasutada laimõõtesüsteemi vahendusel saadavaid andmeid elektrivõrgu dünaamilise mudeli verifitseerimiseks. Laimõõtesüsteemi tarkvara tarnis Elpros (vt jaotis 2.3.4) ja *PMU* seadmete tootjaks oli Arbiter (vt jaotis 3.4). Algselt paigaldati süsteemi kümme *PMU*-d (Eesti, Balti, Püssi, Harku ja Tartu



alajaamad) ning jälgiti kõikide riikidevaheliste ühenduste kui ka siseriiklikult oluliste transiitliinide talitlust. Käesoleval aastal on lisaks mainitud kümnele faasimõõteseadmele lisandunud veel vähemalt kuus seadet (Aruküla, Paide, Eesti, Kiisa alajaamad) ning tulevikus on ette näha veel mitme seadme paigaldamist. Kriteeriumiks on siinkohal süsteemi jälgitavuse suurendamine, mis tähendab seda, et *PMU*-d paigutatakse kõikidele suurimatele genereerivatele üksustele, sh Narva elektrijaamad kui ka tuuleelektrijaamade lahtritesse, ning samuti alustatakse ka Eesti siseste ülekandeliinide jälgimist. Sellise lahenduse tulemusena saavutatakse Eesti elektrisüsteemi täielik jälgitavus, mis tulevikus võimaldab kaaluda kasutusel oleva laimõõtesüsteemi rakendamist ka laijuhtimisel ja laikaitesüsteemina.

Elpros *WAProtector* laimõõtesüsteem võimaldab koguda erinevatest *PMU*-dest andmeid, neid töödelda ning hiljem analüüsida. Võimalik on reaalsajas vaadata erinevate alajaamade pingete ja pinge nurkade muutusi, ülekandeliinide koormusi, sagedust ning samuti on võimalik saada koheselt infot mõne talitusparameetri väljumisest lubatud piiridest. Süsteem koosneb moodulitest ning on oma olemuselt suhteliselt avatud, mistõttu on kasutajatel suhteliselt lihtsalt võimalik lisada täiendavaid seadmeid ning iseseisvalt koostada erinevaid vajalikke rakendusi. Elektrisüsteemi jälgimise ja hilisema analüüsi poole pealt tuleb arvestada sellega, et süsteem salvestab mõõteandmed ringandmebaasi, mille suuruseks on kaks nädalat. Seega tuleb huvipakkuvad andmed enne seda tähtaega süsteemist allalaadida ja arhiveerida mõnes muus sobilikus formaadis ja keskkonnas. Andmete hilisemal analüüsil on võimalik kasutada lisaks *WAProtector* võimalustele ka *Exceli* ja *Matlabi* võimalusi. Rakenduste poole pealt on võimalik kasutada pingestabiilsuse ja madalsageduslike võnkumiste seire mooduleid. Tuleb mainida, et nende moodulite puhul on tarvis teostada lõplik seadistamine ning hetkel need moodulid ei anna korrektset informatsiooni elektrisüsteemi talitluse kohta. Samuti tuleb rõhutada, et funktsioonide täiemahuliseks kasutuselevõtuks ei piisa liini talitusparameetrite mõõtmisest vaid liini ühest otsast, vaid on tarvis vaadeldava liini mõlema otsa mõõtmisi. Lisaks tuleb näiteks madalsageduslike võnkumiste mooduli lõplikuks seadistamiseks sügavalt uurida elektrisüsteemi dünaamilisi protsesse ning nende mõju üldisele elektrisüsteemi talitlusele. Selle põhjal on võimalik estimateerida mooduli erinevate parameetrite ulatust ning sobilikkust Eesti elektrisüsteemi kontekstis. *WAProtector* tarkvara võimaldab teostada ka ülekandeliini keskmise temperatuuri seiret, kuid seda moodulit Eleringi süsteemis ei ole aktiveeritud.

Eelnevates käesoleva peatüki jaotistes on antud ülevaade erinevates riikides kasutatavatest rakendustest ning erinevate tarkvaratootjate võimalustest. Eristada tuleb lahendusi, mis on seotud ainult elektrisüsteemi monitoorimisega ja lahendustest, millede eesmärgiks on automaatselt

mõne võrguelemendi (*SVC*, *HVDC*, jm) juhtimisparameetrite adaptiivne juhtimine. Viimaseid rakendusi on tänapäeval maailmas kasutusel vähe, kuid uurimustöö selles valdkonnas on märgatav.

Eesti elektrisüsteemi kontekstis on käesoleval ajal olulise tähtsusega informatsiooni kogumine ning selle analüüsimine, sest laijuhtimise- ja laikaitesüsteemide väljatöötamisele eelnevad üldjuhul küllaltki pikad ja mahukad uurimustööd. Oluline tähtsus on süsteemi talitluskindlused ja seadmete poolt tekitatud vigade välistamisel. Samuti tähendab arenenumate rakenduste kasutuselevõtt ka vajadust täiendavalt lisada olemasolevasse juhtimissüsteemi töökindlust suurendavaid elemente (ühe *PMU* asemel kaks, jm).

Viimastel aastatel on Eesti elektrisüsteemi lisandunud väga mitmeid uusi komponente, sh kaks alalisvooluühendust Soomega ja mitmeid tuulelektrijaamu. Selle tõttu on vaja kriitiliselt üle vaadata senini kasutusel olev süsteemikaitse konseptsioon ja mõelda uute erinevate võimalike lahenduste kasutuselevõtule. Kõik see moodustab Eesti elektrisüsteemi kontekstis küllaltki komplektse uurimusülesande. Vaadeldes Eesti elektrisüsteemi suurust, koormuste ja genereerivate üksuste ning AC ja DC välisühenduste paiknemist ning talitlust, siis on näha, et võimalike lahenduste arv võib olla küllaltki suur.

Eelnevalt käsitletud lahendustest lähtuvalt tuleb tulevikus mõelda erinevate Balti riikide lai-mõõtesüsteemide ühendamise ja sellealase koostöö peale. Oluline on ka Venemaa kaasamine protsessi. Hetkel on teada, et koostöö Balti riikidega on võimalik ning mõõteandmete edastamisele ei tohiks probleeme olla. Mitmetes Euroopa TSO-des on sarnased lahendused kasutusel ning koostöö hea. Sidekanalina leiab kasutust TSO-de vaheline *Electronic Highway* võrk. Tarkvaralise poole pealt ei tohiks probleeme esineda, sest erinevad tootjad väidavad, et nende tarkvara on ühilduv mistahes IEEE C37.118 protokolliga kasutatava seadmega. Samas ei ole seda hetkel reaalsuses katsetatud ning seetõttu ei ole kindalt võimalik väita, et selline ühendus nt Elpro *WAProtector* ja Psymetrix *PhasorPoint* tarkvarade vahel üldse võimalik on. Nende omavahelise ühilduvuse kindlaks tegemine on tuleviku perspektiivis prioriteetne. Vaadeldes Eestit, Lätit ja Leedut kui ühtset elektrisüsteemi, siis on oluline transiitliinide jälgimine ning pinge vaheliste nurkade jälgimine kogu süsteemi ulatuses. Kindlasti pakub huvi ka transiitliinide termiliste piiride ning liinikadude määratlemine reaalajas. See võimaldab vajadusel tõsta liini läbivat võimsust, mis oma olemuselt aitab kaasa energiakaubandusele. Oluline on reaalajas määratleda nii liiniparameetrid kui ka väliskeskkonna tingimused, sest on teada, et ülekandeliini läbilaskevõime sõltub ümbritsevast keskkonnast. Näiteks talvel ja suurema tuulega on liini jahutustingi-

mused võrreldes suvise ja tuulevaikse ilmaga paremad, mistõttu on ka liini lubatav läbilaskevõime suurem. Liini kadude määratlemise juures pakub huvi nii tavapärase tehnilise kao kui ka koroonakao määratlemine.

Elektrisüsteemi talitluse hindamisel on üheks võimaluseks faasimõõteseadmete poolt saadavate andmete sidumine *SCADA/EMS* süsteemidega. See võimaldab tõsta talitluse estimateerimise tulemusi ning operatiivsemat elektrivõrgu juhtimist. Talitluse jälgimise juures on oluline erinevate võrguarvutuste teostamine, nende põhjal süsteemi stabiilsuse piiride määratlemine ja hindamine, kui palju on elektrisüsteemi veel võimalik koormata. Selle laadseid rakendusi on maailmas laimõõtmiste baasil teostatud, kuid konkreetset ja üldistatud lahendust kui sellist saadaval ei ole. Selle tõttu tuleb vaadelda Eesti elektrisüsteemi iseseisvana, määrata just Eesti elektrisüsteemile tähtsad kriteeriumid ja nende alused koostada sobilikud algoritmid erinevate piiride määratlemiseks ja visualiseerimiseks.

Tulevikku silmas pidades on Eesti elektrisüsteemi kontekstis mõistlik vaadelda erinevate adaptiivsete juhtimisalgoritmide kasutatavust. Siinkohal on silmas peetud vajadust arvestada elektrisüsteemi laijuhtimise ja laikaitse kontseptsioonide väljatöötamisel võimalustega, et elektrivõrgu konfiguratsiooni muutumisel muudetakse automaatselt mõnede seadmete (generaatorite *PSS*, *SVC* ja *HVDC* linkide juhtimiskontrollerid, jm) juhtimisalgoritmide parameetreid. See võimaldab erinevates võrgu konfiguratsioonides automaatselt leida optimaalseima talitluse ning häiringute tekkimisel tagada Eesti elektrisüsteemi talitluskindlus. Täiendavalt tuleb vaadelda ja arvestada ka erinevate võimalike koormuste ja tootmisüksuste piiramiste rakendamist (koormused, tuuleelektrijaamad, jm) ja nende mõju süsteemi talitlusele tervikuna. Laijuhtimisüsteemi vahendusel on eeldatavalt võimalik teostada häiringute tekkimisel *Estlink* ühenduste piiramist või automaatselt mõne automaatse juhtimisfunktsiooni (*Runback*, *EPC*) käivitamist.

Eelnevalt mainitud lahenduste väljatöötamine ja rakendamine tegelikkuses on väga töömahukas ning aeganõudev protsess. Selleks võib kuluda viis kuni viisteist aastat. Uurimustöö esmasid tulemusi on võimalik saada ka kiiremini, kuid koostatud algoritmide tegelik rakendamine süsteemis eeldab pikema ajalist katsetamist elektrivõrgu analüüsi tarkvarades, reaalajasimulaatorites ja seejärel elektrisüsteemis. Teemade ring, mida Eesti elektrisüsteemi talitluse jälgimisel ja juhtimisel vaadeldakse on küllaltki suur ning esmase analüüsi tulemusena on võimalik näha, et nii mitmedki lahendused on sobilikud reaalses süsteemis kasutamiseks. Põhirõhk on siiski elektrisüsteemi talitluskindluse suurendamisel ja teadusliku lähenemise kasutamisel elektrisüsteemi arendamisel.

## 2.5 Kirjandus

- [1] CIGRE Technical Brochure No 330, Wide Area Monitoring and Control for Transmission Capability Enhancement. CIGRE WG C4.601 report, 2007, 116 pp.
- [2] Martinez, E. M. SIMEFAS: Wide Area Measurement, Protection and Control System in Mexico. *Advances in Measurement Systems*, InTech, April 2010, pp. 511-535.
- [3] Espinoza, J. V. Wide-Area Protection and Control Scheme Maintains Central America's Power System Stability. AMM-Guatemala and Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, 2012.
- [4] The Western Interconnection Synchrophasor Program (WISP), M. Bianco, M. Cassiodoro, October 2010.
- [5] Increasing Network Visibility: Western Interconnection Synchrophasor Program (WISP) SGIG Infrastructure Deployment, K. Stewart, February 2013.
- [6] Western Electricity Coordinating Council, Western Interconnection Synchrophasor Program, May 2012.
- [7] Kamwa, I., Beland, J., Trudel, G., Grodin, R., Lafond, C., McNabb, D. Wide-Area Monitoring and Control at Hydro-Quebec: Past, Present and Future, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Quebec, 2006, pp. 1-12.
- [8] Shi, J. H., Li, P., Wu, X. C., Wu, J. T., Lu, C., Zhang, Y., Zhao, Y. K., Hu, J. Implementation of an Adaptive Continuous Real-Time Control System Based on WAMS. *Monitoring of Power System Dynamics Performance*, CIGRE, Saint Petersburg, April 2008, p. 9.
- [9] Rauhala, T., Saarinen, K., Latvala, M., Lassonen, M., Uusitalo, M. Applications of phasor measurement units and wide-area measurement system in Finland. *IEEE Trondheim PowerTech*, Trondheim, 19-23 June 2011, pp. 1-8.
- [10] Leirbukt, A. B., Gjerde, J. O., Korba, P., Uhlen, L. K., Vormedal, L. K., Warland, L. Wide Area Monitoring Experiences in Norway. *IEEE PES Power System Conference and Exposition*, Atlanta, GA, October 2006, pp. 253-360.
- [11] Uhlen, K., Vanfretti, L., De Oliveira, M. M., Leirbukt, A. B., Aarstand, V. H., Gjerde, J. O. Wide-Area Power Oscillation Damper Implementation and Testing in the Norwegian

- Transmission Network, IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego CA, 22-26 July 2012, pp. 1-7.
- [12] Babnik, T., Mahkovec, B., Perko, M., Krasovec, A. Implementation of Wide Area Measurement System in Slovenian Transmission System. CIGRE Session, Paris, 2006, p. 7.
- [13] А.В. Жуков, А. В., Сацук, Е. И., Дубинин, Д. М. Развитие технологий мониторинга и управления в ЕЭС России на базе системы мониторинга переходных режимов. 4<sup>th</sup> International Conference on Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation, CIGRE, Yekaterinburg, June 2013, p. 8.
- [14] Гайдамакин, Ф. Н., Топорков, Д. Н., Данилин, А. В., Дубинин, Д. М. Опыт создания автоматической системы сбора информации с регистраторов системы мониторинга переходных режимов в ОАО «СО ЕЭС». 4<sup>th</sup> International Conference on Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation, CIGRE, Yekaterinburg, June 2013, p. 8.
- [15] Гайдамакин, Ф. М., Дубинин, Д. М., Молвинских, М. Ю. Внедрение и перспективы развития СМПП на Сургутской ГРЭС 2. 4<sup>th</sup> International Conference on Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation, CIGRE, Yekaterinburg, June 2013, p. 8.
- [16] Cerina, Z., Strulic, I., Matica, R., Skendzic, V. Synchrophasor Application in the Croatian Power System. HEP-TSO and Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, 2009, p. 7.
- [17] Skok. S., Brnobic, D., Kirincic, V. Croatian Academic Research Wide Area Monitoring System – CARWAMS. The International Journal on Communications Antenna and Propagation – IRECAP, vol. 1, no. 4, pp. 72-78, August 2011.
- [18] Espinoza, J. V., Guzman, A., Calero, F., Mynam, M. V., Palma, E. Real-Time Modal Analysis Scheme Maintains Central Americas Power System Stability. 4<sup>th</sup> International Conference on Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation, CIGRE, Yekaterinburg, June 2013, p. 7.
- [19] Yang, Q., Bi, T., Wu, J. WAMS Implementation in China and the Challenges for Bulk Power System Protection. IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, FL, 24-28 June 2007, pp. 1-6.
- [20] Babnik, T., Gabrijel, U., Mahkovec, B., Perko, M., Sitar, G. Wide Area Measurement System in Action, Lausanne, 1-5 July 2007, pp. 1646-1651.

- [21] Babnik, T., Salobir, U., Gabrijel, U., Sitar, G., Kostevc, J., Mahkovec, B., Perko, M. Two years experiences of WAMS in Slovenia. Monitoring of Power System Dynamics Performance, CIGRE, Saint Petersburg, April 2008, p. 7.
- [22] Kim, J., Han, S., Shin, J., Kim, T., Kim, S., Moon, Y. Study of the Effectiveness of a Korean Smart Transmission Grid Based on Synchro-Phasor Data of K-WAMS. IEEE Transactions on Smart Grid, March 2013, pp. 411-418.
- [23] Cirio, D., Lucarella, D., Giannuzzi G., Tuosto, F. Wide area monitoring in the Italian power system architecture, functions and experiences. European Transaction on Electrical Power, Wiley Online Library, December 2010, pp. 1541-1556.
- [24] Brazilian power system monitoring, projecto MedFasee visual interface. <http://www.medfasee.ufsc.br/temporeal/>
- [25] Decker, I.C., Silva, A.S., Agostini M. N., Prioste, F. B., Mayer, B.T., Dotta, D. Experience and application of phasor measurement to the Brazilian interconnected power system. European Transaction on Electrical Power, Wiley Online Library, December 2010, pp. 1557-1573.
- [26] Hashiguchi, T., Ukai, H, Mitani, Y., Watanabe, M., Saeki, O., Hojo, M. Power System Dynamic Performance Measured by Phasor Measurement Unit. PowerTech, Lusanne, 2007, pp. 1694-1699.
- [27] Wache, M. Wide Area Monitoring with Phasor Measurement Data. IEEE International Conference on Smart Grid Communications, 17-20 October 2011, pp. 582 - 586.
- [28] Kuehn, H., Wache, M., Krebs, R. Wide Area Monitoring with Synchrophasors German Experiences. Power and Energy Society General Meeting, 25-29 July 2010, pp. 1-5.
- [29] Rihan, M., Ahmad, M., Beg, M. Developing Smart Grid in India: Background and Progress, IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies – Middle East, 2011, pp. 1-6.
- [30] Agrawal, V. K., Agrawal, P. K., Porwal R. K., Kumar, R., Pandey, V., Muthukumar, T., Jain, S. Operational Experience of the First Synchrophasor Pilot Project in Northern India. CBIP – 5<sup>th</sup> International Conference on Power System Protection and Automation, 6-9 December 2010, pp. 1-7.
- [31] Wikipedia, Electricity sektor in Japan.

- [http://en.wikipedia.org/wiki/Electricity\\_sector\\_in\\_Japan](http://en.wikipedia.org/wiki/Electricity_sector_in_Japan)
- [32] Independent Statistics & Analysis. U.S. Energy Information Administration, Energy in Brief. [http://www.eia.gov/energy\\_in\\_brief/article/power\\_grid.cfm](http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/power_grid.cfm)
- [33] PSGuard wide area monitoring system, ABB Switzerland Ltd, 2011.
- [34] Improved Power System Performance through Wide Area Monitoring, Protection and Control, ABB Switzerland Ltd, 2004.
- [35] PSGuard 828, ABB Switzerland Ltd, 2005.
- [36] Wide Area Monitoring Systems Portfolio, applications and experiences, ABB Group, 2012.
- [37] Wide-area Monitoring and Control as Applied by ABB, ABB Group, 2012.
- [38] Improved Power System Performance through Wide Area Monitoring, Protection and Control, ABB Switzerland, 12.2004.
- [39] Siemens SIGUARD system home page  
<http://www.energy.siemens.com/hq/en/automation/power-transmission-distribution/power-quality/software/power-system-supervision.htm#content=SIGUARD%20PSA>
- [40] Always an eye to security. SIGUARD – the perfect supervision of your power system. Siemens AG, 2012.
- [41] SIGUARD PDP, Phasor Data Processing, Manual. Energy Automation. Siemens AG, 2012.
- [42] Schweitzer Engineering Laboratories, <https://www.selinc.com/synchrophasors/>.
- [43] The First Substation-Hardened, Real-Time Performance *PDC* With Archiving. SEL, Inc, 2010.
- [44] *PDC* System Software With Data Archiving. SEL, Inc, 2012.
- [45] Turn Synchrophasor Data Into Information. SEL, Inc, 2012.
- [46] Zweigle, G. Expand Synchrophasor Capabilities With the Substation Phasor Data Concentrator. SEL, Inc, 2010.
- [47] SEL-3378 Synchrophasor Vector Processor Brochure. <http://www.selinc.com/sel-3378/>
- [48] Elpros, <http://www.elpros.si/>

- [49] Kilter, J., Goloshchapov, A., Mahkovec, B. Estonian WAMS System – Implementation and Experiences. CIGRE 3rd International Scientific and Technical Conference - Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation, St. Petersburg, June 2011, 6 pp.
- [50] PhasorPoint Solutions, Psymetrix  
<http://www.psymetrix.com/products/phasorpoint1.html>
- [51] Folkes, R. New Phasor Data Applications in Europe, Pymetrix Limited, February 2011, p. 16.
- [52] Wilson, D. Wide-Area Measurement and Control for Dynamic Stability. IEEE PES General Meeting, 2007, 5 pp.
- [53] Wilson, D. Managing oscillatory stability using on-line dynamics measurements. IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004, 8 pp.
- [54] AlteroPower, [www.alteropower.ru](http://www.alteropower.ru)
- [55] Automatic WAMS Information Data Acquisition and Processing System. AlteroPower.
- [56] Гайдамакин, Ф. Н., Топорков, Ф. Н., Данилин, А. В., Дубинин Д. М. Опыт создания автоматической системы сбора информации с регистраторов системы мониторинга переходных режимов в ОАО «СО ЕЭС». Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation, CIGRE, 3-7 June, 2013, pp. 1-8.
- [57] Гайдамакин, Ф. М., Дубинин, Д. М., Молвинских, М. Ю. Внедрение и перспективы развития СМПП на Сургутской ГРЭС 2. Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation, CIGRE, 3-7 June, 2013, pp. 1-8.
- [58] General Electric, Wide Area Monitoring.  
[http://www.gedigitalenergy.com/IndSolutions/ind\\_WideAreaMonitoring.htm](http://www.gedigitalenergy.com/IndSolutions/ind_WideAreaMonitoring.htm)
- [59] Multilin N60. Network Stability & Synchrophasor Measurement. General Electric, 2013.
- [60] Multilin P30. Phasor Data Concentrator. General Electric, 2013.
- [61] Kalkitech intelligent energy systems. Wide Area Monitoring.  
<http://www.kalkitech.com/solutions/wide-area-monitoring-systems>
- [62] Pattery, J., Biju, A. S., Mathew, N. A case study on Implementation of Phasor Measurement Technology for improvised Situational Awareness for Load Dispatch Center. Kalkitech, pp.1-7, 2012.



- [63] Open*PDC*: The Open Source Phasor Data Concentrator”,  
<http://openPDC.codeplex.com/>
- [64] Golshani, M., Taylor, A., G., Pisica, I., Ashton P. Laboratory-Based Development and Investigation of *PMU* and Open*PDC* Capabilities. 10<sup>th</sup> IET International Conference on AC and DC Power Transmission, Birmingham, 2012, pp. 1-6.
- [65] Trachian, P. Machine Learning and Windower Subsecond Event Detection on *PMU* Data via Hadoop and the Open*PDC*. IEEE Power and Energy Society General Meeting, Minneapolis, 25-29 July 2010, pp. 1-5.
- [66] Enhanced Phasor Data Concentrator. Electric Power Group, LLC.
- [67] Enhanced Substation Phasor Data Concentrator. Electric Power Group, LLC.
- [68] Electric Power Group rakendused e*PDC*,  
<http://www.electricpowergroup.com/solutions/ePDC/index.html>
- [69] Electric Power Group rakendused, Phasor-RTDMS, PGDA, PhasorArchiver,  
<http://www.electricpowergroup.com/solutions/>

## 3 Faasimõõteseadmed ja nende katsetamine

### 3.1 Üldist

Elektrisüsteemi stabiilne töö ning tarbijate varustamine kvaliteetse elektrienergiaga on tänapäeval elulise tähtsusega. Häired elektrivõrgus on ohuks infrastruktuurile ja kogu riigi majandusele. Elektrisüsteemi või selle osade kustumised (*blackouts*) võivad endaga kaasa tuua suure majandusliku kahju ja ohustada inimeste elu. Elektrisüsteemi stabiilsuse tagamiseks ja rikete kõrvaldamiseks peab süsteemioperaatoril olema hea ülevaade elektrisüsteemis toimuvatest protsessidest.

Süsteemi talitluse jälgimiseks võetakse kasutusele üha uusi seadmeid ja tehnoloogiaid, mis muudavad elektrisüsteemi seire senisest täpsemaks ja kiiremaks. Üheks oluliseks seadmeks on faasimõõteseade (*PMU – Phasor Measurement Unit*), mis mõõdab kõrge sagedusega voolu- ja pingefaasoreid, sagedust ja sageduse muutumiskiirust. *PMU* olulisimad eelised võrreldes traditsiooniliste mõõteseadmetega on eelpool mainitud kõrge mõõtmisagedus ning reaalaajalised mõõtmised. Lisaks on *PMU* sünkroniseeritud globaalse positsioneerimissüsteemiga (*GPS*), mille abil saab elektrisüsteemi erinevates osades teha sünkroniseeritud faasimõõtmisi [1].

*PMU*-sid kasutatakse elektrisüsteemides peamiselt elektriülekanalide (*power corridors*) talitluse seireks ning laimõõtmiste tegemiseks. Elektriülekanalide töö jälgimine on aktuaalne suurtes ühendsüsteemides ning elektrienergia transportimisel kaugetest elektrijaamadest tarbijateni. Laimõõtmisüsteemides kasutatakse *PMU*-sid reaalaajaliste mõõtmiste teostamiseks ning elektrisüsteemi talitluse jälgimiseks.

Faasimõõtmiste käigus mõõdetakse kõrge sagedusega (1...10 kHz) kolmefaasilise süsteemi pingeid ja voole, millest estimeeritakse põhisagedusele vastavad faasorid. Lisaks mõõdetakse ka sagedust ja sageduse muutumiskiirust. Olenevalt konkreetsest *PMU*-st võib mõõta ka harmoonikuid, värelust ja teisi suurusid. Mõõtmistulemused varustatakse ajamärgendiga ning väljastatakse rist- või polaarkoordinaadistikus [1].

Ajamärgenditega varustatud mõõtmistulemused edastatakse andmesidekanalite kaudu andmekogujasse (*PDC - Phasor Data Concentrator*), mis kogub ja korrastab elektrisüsteemi erinevatest osadest saabuvasid andmeid. *PDC* abil on võimalik kogutud andmeid jälgida reaalaajas ning kasutada neid hilisemaks analüüsiks [1].

Tänu kõrgele mõõtmisagedusele ning *GPS*-i ajasignaale saadakse faasimõõtmiste käigus reaalaajalised andmed koos mõõtmishetke ajamärgendiga. See võimaldab võrrelda elektrivõrgu erinevatest punktidest saadud andmeid ning jälgida elektrisüsteemi talitlust suure täpsusega.

Käesoleva peatüki eesmärgiks on anda ülevaade faasimõõteseadmetest ning võrrelda nende mõõtetäpsust erinevates tingimustes. Püsitalitluses mõõdavad *PMU*-d süsteemi talitlusparameetreid üldjuhul piisava täpsusega ning suuri probleeme püsitalitluse mõõtmisel ei esine. Dünaamilistes protsessides on olukord teine. Siirdeprotsesside käigus võivad *PMU*-d anda väga erinevaid tulemusi ning nende mõõtmistulemused võivad olla suure veaga. Seetõttu on vaja tegeliku mõõtetäpsuse hindamiseks teha laboratoorseid mõõtmisi, mille käigus simuleeritakse püsitalitlust ja siirdeprotsesse. Võrreldes *PMU*-de mõõtmistulemusi katsetes etteantud voolude ja pingete, sageduse ja sageduse muutumiskiiruse väärtustega on võimalik hinnata *PMU*-de reaalselt mõõtetäpsust ja vastavust standarditega ning seeläbi määratleda erinevate tootjate faasimõõteseadmete tehnilised parameetrid ning sobivus kasutamiseks konkreetses elektrivõrgus vastavalt kehtestatud tehnilistele nõuetele.

### **3.2 Faasimõõtmiste rakendused**

Sünkroniseeritud faasimõõtmised on kasvamas tähtsaks osaks elektrisüsteemi töö jälgimisel. Tänu faasimõõtmiste võimele anda süsteemioperaatorile senisest kiiremat ja täpsemat informatsiooni elektrisüsteemi talitluse kohta, rakendatakse faasimõõtmisi tänapäeval paljudes riikides ja elektrisüsteemides. Samuti täidavad faasimõõtmised tähtsat rolli laimõõtmiste süsteemis. Faasimõõtmisi võib rakendada elektrisüsteemides järgnevatel eesmärkidel:

- Häirete avastamine
- Sündmuste salvestamine
- Süsteemi stabiilsuse jälgimine
- Pingestabiilsuse jälgimine
- Liinide talitluse seire
- Madalsageduslike võnkumiste ja nende sumbumise seire
- Saartalitluse avastamine

Faasimõõtmised võimaldavad häirete ja ebanormaalse talitluse avastamist elektrivõrgus. Tänu faasimõõtmiste kõrgele mõõtmisagedusele jõuab informatsioon häirest süsteemioperaatorini väga kiiresti. Täpsete ja reaalaajaliste andmete põhjal saab operaator teha lülitusi, mis tõkestavad häire levimise ja tagavad süsteemi stabiilsuse. Faasimõõtmiste kõrge sageduse ning suure täpsuse tõttu on võimalik avastada häireid, mida traditsioonilised mõõteseadmed ei registreeri. [7]

Faasimõõtmiste üheks oluliseks osaks on elektrisüsteemi sündmuste salvestamine. Elektrisüsteemi sündmusteks võivad olla erinevad häiringud, sageduse kõrvalekalded, pinge kõikumised ja muud nähtused. Faasimõõtmiste käigus salvestatakse pidevalt ja kõrge sagedusega elektrisüsteemi erinevaid parameetreid, mille alusel saab esinenud sündmusi analüüsida. [8]

Elektrisüsteemi stabiilsuse jälgimisel on olulisteks näitajateks süsteemi sagedus ja sageduse muutumiskiirus. Sageduse püsimine nimiväärtuse juures näitab elektritootmise ja -tarbimise tasakaalu ning elektrisüsteemi stabiilset talitlust. Tootmise ja tarbimise ebavõrdsus aga põhjustab sageduse hälvet nimiväärtusest. Tootmisest suurem tarbimine põhjustab sageduse langemist ning võib kujuneda ohtlikuks elektrisüsteemi stabiilsusele. Sageduse ja sageduse muutumiskiiruse mõõtmine süsteemi erinevates osades annab ülevaate süsteemi stabiilsusest ning võimaldab kriitilisi olukordasid ennetada. [9]

Lisaks sageduse jälgimisele saab faasimõõtmiste abil teostada ka pingestabiilsuse seiret. Pingestabiilsuse hindamiseks ei piisa ainult pinge taseme jälgimisest. Madalpinge teatud punktis ei tähenda tingimata ebastabiilsust nagu ka pingeniivo õige tase ei kindlusta pinge stabiilsuse olemasolu. Mittestabiilne olukord võib tekkida ka nimipingele lähedasel pingel, kui toimub reaktiivvõimsuse kompenseerimine suurel määral kondensaatoritega. Pinge amplituudide ja faasinurkade mõõtmine elektrivõrgu erinevates punktides annab ülevaate pinge stabiilsusest süsteemis. [7]

Liini parameetrite jälgimine annab informatsiooni liini tööst ja võimalikest riketest liinil. Faasimõõtmiste käigus mõõdetakse mitmeid elektrilisi suurusid, mille abil saab liini tööd analüüsida. Kriitilise olukorra tekkimisel on kiirelt saadaval reaalaajalised andmed liini kohta. Pidevate mõõtmistega määratakse liini reaalne läbilaskevõime, millest sõltub ka liinis edastatav võimsus. Rikke tekkimisel saab faasimõõtmiste abil määrata väga täpselt rikke asukoha, tänu millele muutub rikke likvideerimine kiiremaks ja lihtsamaks. [7]

Elektriliinides toimuvad mitmesugused laineprotsessid, millest osa pärivad elektrisüsteemi tööd. Pikkade liinide korral, kus genereerivad üksused asuvad suurtel kaugustel, on peamine ohutegur madalsageduslike võnkumiste tekkimine, mida põhjustavad väikesed häiringud ja lülitused. Madalsageduslike võnkumiste olemasolu piirab liinide läbilaskevõimet ning põhjustab suure koormuse korral generaatorite ebastabiilset tööd. Faasimõõturite paigaldamine sellistele liinidele võimaldab liinides toimuvaid laineprotsesse täpsemalt jälgida ning ohtlikke võnkumisprotsesse piirata. [10]

Sageduse mõõtmine elektrisüsteemi erinevates punktides aitab avastada saartalitluse tekkimist. Sageduse erinevus süsteemi kahes erinevas punktis on märk saartalitluse tekkimisest ning sageduse hälbe suurenedes süveneb oht, et teatud piirkond langeb sünkroontööst välja. Faasimõõturite paigaldamine elektrisüsteemi erinevatesse osadesse annab ülevaate sagedusest terves süsteemis ja aitab vältida saartalitluse teket. [9]

### **3.3 Faasimõõteseadmep**

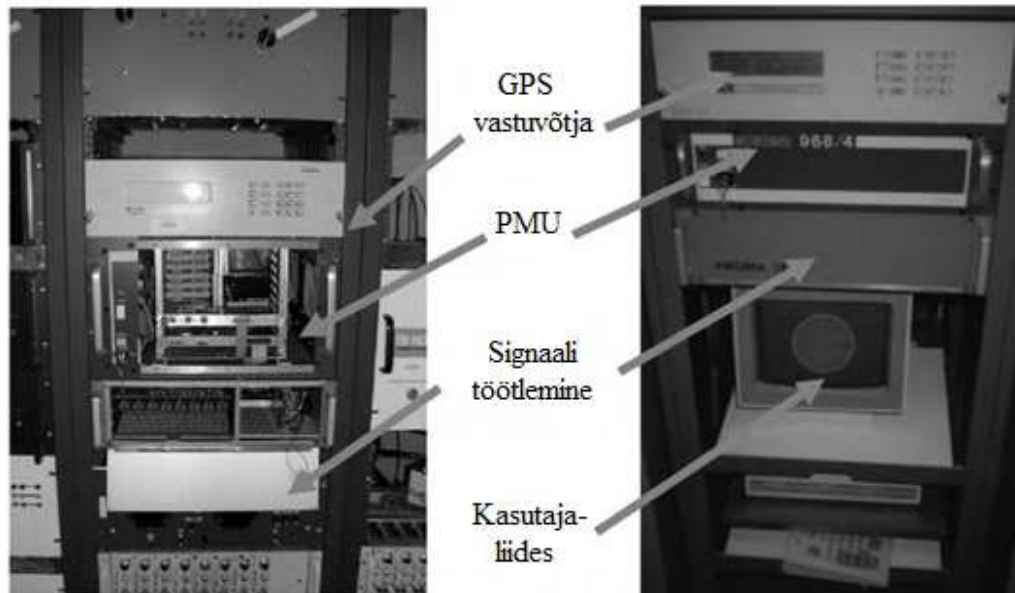
Faasimõõtmiste tegemiseks kasutatakse faasimõõteseadet, mis mõõdab kõrge sagedusega voolude ja pingete amplituude ning faasinurkasid, sagedust ja sageduse muutumiskiirust. *PMU* on sünkroniseeritud *GPS*-iga, mille abil varustatakse mõõtmistulemused ajamärgenditega ning hoitakse seadme suurt mõõtetäpsust.

*PMU* puhul on tegemisest suhteliselt uue mõõteseadmepga. Esimesed *PMU*-d paigaldati elektrisüsteemidesse aastal 1988, sellest ajast alates on hakatud neid üha enam kasutama. Tänapäeval kasutatakse *PMU*-sid peamiselt suurte elektriülekanalide talitluse jälgimisel ning laimõõtmiste tegemisel. Tänu reaalaajalistele andmetele annavad *PMU*-d elektrisüsteemist dünaamilise ülevaate ning võimaldavad süsteemioperaatoril elektrivõrgu tööd efektiivsemalt juhtida [2].

Sünkroniseeritud faasimõõtmiste esialgsed ideed pärinevad 1970-1980ndatest aastatest, kui hakati põhjalikumalt uurima elektriliinide mikroprotsessorjuhtimise võimalusi. Varajase uurimustöö käigus avastati, et tolle aja arvutite arvutusvõimus oli liiga madal vajalike võrrandite lahendamiseks. Töötati välja uus sümmeetriliste komponentide analüüsil põhinev tehnoloogia, mis võimaldas vajalikud arvutused teha oluliselt väiksema arvutusvõimsusega. Aastal 1977 ilmus artikkel [11], mis kirjeldas uut sümmeetriliste komponentide analüüsil põhinevat algoritmi ja andis suure tõuke faasimõõtmiste arengusse. Esimene voolu- ja pingefaasorite olulisust ning mõõtmismeetodeid kirjeldav artikkel [12] ilmus 1983. aastal. Nimetatud artiklit peetakse tänapäevaste faasimõõtmiste alguseks [13].

*PMU* esimene prototüüp ehitati Virginia Polütehnilises Instituudis 1988. aastal. Väike hulk Virginia Polütehnilises Instituudis arendatud *PMU*-sid seati üles erinevatesse alajaamadesse Ameerika Ühendriikides. Sellele järgnes esimese turule mõeldud *PMU* väljatöötamine koostöös ettevõttega Macrodyne. Macrodyne *PMU*-le lisati mitmed uued lahendused nagu sisemine *GPS* vastuvõtja, 16-bitine *delta-sigma A/D* muundur iga faasi jaoks ning mitmed võimalused kaugligipääsuks. [14]

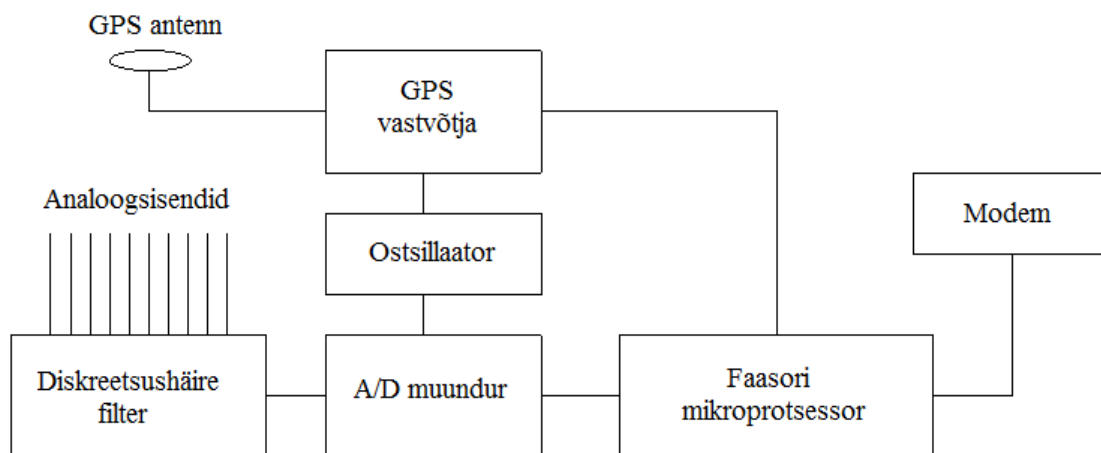
Joonisel 3.1 on kujutatud Virginia Polütehnilises instituudi väljatöötatud *PMU* esimene prototüüp. Ülalt alla: *GPS* vastuvõtja satelliitidelt saadava ajasignaali vastuvõtmiseks; *PMU* voolu- ja pingefaasorite, sageduse ja sageduse muutumiskiiruse estimateerimiseks; signaali töötlemise moodul analoogsignaalide filtreerimiseks ja muundamiseks; kasutajaliides seadistamiseks ja mõõtmisandmete kuvamiseks. [13]



Joonis 3.1. *PMU* prototüüp [10].

Tänapäeval pakutakse turul laias valikus *PMU*-sid. Erinevate tootjate *PMU*-del on palju ühiseid omadusi kui ka iseloomulikke jooni. Seadmete laia valiku ja erinevuste tõttu on kõikide seadmete individuaalne kirjeldamine keeruline ja mahukas töö. Seetõttu on käesolevas alajaotises kirjeldatud *PMU* üldist struktuuri ning kõrvale on jäetud erinevate mudelite iseärasused. Vaadeldakse kõiki neid *PMU* komponente ja mooduleid, mis täidavad olulist rolli sünkroniseeritud faasimõõtmiste tegemisel. Joonisel 3.2 on esitatud *PMU* olulisemad komponendid. Kujutatud on *PMU* komponendid ning nende ülesanded on järgmised [13]:

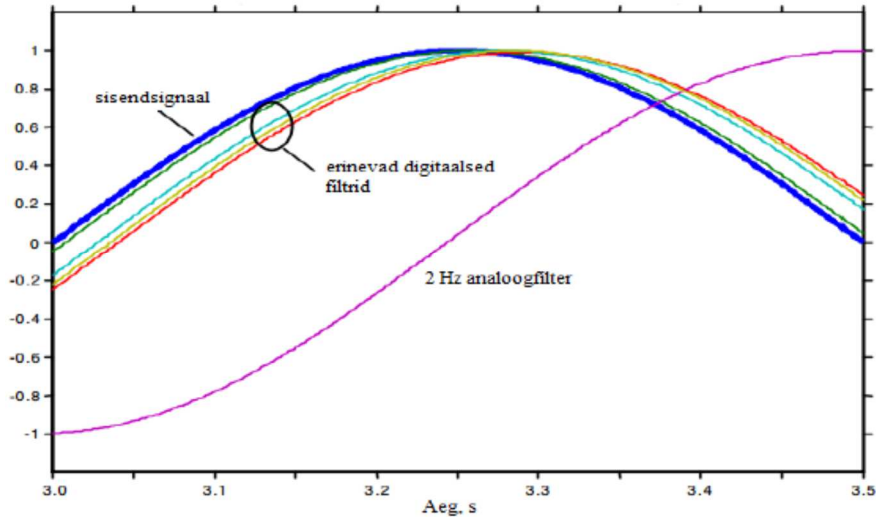
- Analoogsisendid – mõõtesignaali voolu- ja pingetrafoldele;
- Diskreetsushäire filter – ennetab ja vähendab diskreetimishäireid;
- A/D muundur – muundab analoogsignaali digitaalsignaaliks;
- Ostsillaator – hoiab A/D muunduri diskreetimissagedust täpsena;
- *GPS* antenn – võtab vastu satelliitide ajasignaali;
- *GPS* vastuvõtja – hoiab ostsillaatori võnkesagedust ja mikroprotsessori aega täpsena;
- Faasori mikroprotsessor – estimateerib voolud ja pinged, registreerib sageduse ja sageduse muutumiskiiruse, varustab mõõtmised ajamärgenditega;
- Modem – saadab mõõteandmed andmesidekanalite kaudu *PDC*-sse.



Joonis 3.2. PMU komponendid [13].

Faasimõõtmiste esimeseks etapiks on voolu- ja pingetrafoode analoogsignaali edastamine analoogsisenditesse. Edasi läbivad analoogsignaalid diskreetsushäire filtri, mis kujutab endast madalpääsfiltrit, mille lõikesagedus on väiksem kui pool diskreetimissagedust. Diskreetsushäire filter tagab *Nyquisti* kriteeriumi täitmise ning ennetab diskreetimishäireid. Mõõtesignaali filtreerimine on keerukas protsess ning usaldusväärsete tulemuste saamiseks tuleb sisendsignaale põhjalikult filtreerida. Filtri liiga väike ribalaius muudab filtri võimetuks muutlike signaalide filtreerimisel ning liiga suur ribalaius põhjustab soovimatute (kõrgema sagedusega) signaalide läbipääsu. Erinevad filtreerimismeetodid mõjutavad faasimõõtmiste tulemusi suurel määral. Joonisel 3.3 on kujutatud erinevate filtrite kasutamisel saadud tulemused 1 Hz sagedusega signaali mõõtmisel. On selgelt näha, et filtri tüüp (analoog või digitaalne) ning selle omadused mõjutavad signaali mõõtmist olulisel määral [15].

Sisendsignaali filtreerimisele järgneb analoogsignaali muundamine digitaalseteks andmeteks analoog-digitaalmuunduriga (A/D muundur). See toimub *PMU*-le omaselt kõrge diskreetimissagedusega ning ühe põhisageduse perioodi kohta võetakse suur hulk valimeid, mis on vajalikud suure täpsuse saavutamiseks. A/D muunduri diskreetimissagedust hoiab täpsena ostsillaator, mille püsiva võnkesageduse järgi toimub A/D muunduris analoogsignaali diskreetimine. Ostsillaatori võnkesagedust hoitakse täpsena *GPS* vastuvõtja abil, mis hoiab faasimõõteseadmes universaalaega (*UTC – Universal Time Coordinated*) 1 - mikrosekundilise täpsusega [15].



Joonis 3.3. Väljundsuuruste muutused oleneval kasutatavast filtrist [15].

Universaalaja täpsena hoidmine *PMU*-des toimub *GPS* satelliitidelt saadava ajasignaali (*PPS – pulse per second*) abil. Kõik *GPS* vastuvõtjad saavad satelliitidelt ajasignaali 1 - mikrosekundilise täpsusega olenemata vastuvõtja asukohast maal. *GPS* aega hoiavad täpsena satelliitide kellad, mis ei arvesta maakera pöörlemist. *PPS*-i vastuvõtmisel korrigeeritakse vastuvõtjates *GPS* aega arvestades maakera pöörlemist ning saadakse täpne *UTC* aeg, mille abil hoitakse ostsillaatori võnkesagedust ning varustatakse mõõteandmed ajamärgenditega [13].

Digitaalsed mõõteandmed edastatakse faasori mikroprotsessorisse, kus mõõtmistulemusi töödeldakse *Fourier'* teisendustega. Peamiselt kasutatakse diskreetset *Fourier'* teisendust (*DFT – Discrete Fourier Transform*) ja kiiret *Fourier'* teisendust (*FFT – Fast Fourier Transform*). *Fourier'* teisendus on üldjuhul perioodilise signaali integraalne teisendus, mille korral ajafunktsioon  $f(t)$  esitatakse komplekssete eksponentfunktsioonide  $e^{j\omega}$  kaudu kujutisfunktsioonina  $F(j\omega)$ , mis leitakse järgneva avaldisega [14].

$$F(j\omega) = \frac{1}{T} \int_0^T f(t)e^{j\omega t} dt$$

kus

$\omega$  - nurksagedus

$T$ - analüüsi intervall

Diskreetne *Fourier'* teisendus on diskreetsete andmehulkade analüüsimiseks mõeldud meetod, mille abil teisendatakse ajafunktsioon sagedusfunktsiooniks. *DFT* sisendiks on üldjuhul disk-



reetsed signaalid, mis on saadud näiteks analoogsignaalide diskreetimise teel. Teatud kriteeriumide korral on *DFT* tulemused vastavuses pideva (analoogsignaalide) Fourier teisendusega, kuid *DFT* tulemuste ülekandmisel analoogsignaalidele peab tulemuste suhtes olema kriitiline [16].

Kiire *Fourier'* teisendus on *DFT* lihtsustatud vorm, mis võimaldab leida *DFT*-d ning selle pööret. *DFT* kasutamine on aeganõudev ja mahukas protsess, mis tõttu kasutatakse *DFT* kiiremaks leidmiseks *FFT*-d. *FFT* käigus kasutatakse ära korduvaid tulemusi ning vahepealseid spetsiifilisi teisendusi arvutusmahu vähendamiseks ning arvutuskäigu kiirendamiseks. *FFT*-d saab kasutada ainult diskreetsete andmete puhul. Paljude lihtsustuste (lühikese ajaintervalli ja vaatluse akna kasutamine) tõttu pole *FFT* tulemused nii täpsed kui *DFT* tulemused, kuid üldjuhul on *FFT* täpsus piisav [17].

Pärast mõõteandmete töötlemist erinevate teisendustega estimeeritakse põhisagedusele vastavad voolu- ja pingefaasorid. Lisaks estimeeritakse sagedust ja sageduse muutumiskiirust ning olenevalt *PMU*-st ka harmoonikuid ja teisi elektrisüsteemi parameetreid. Mõõtmistulemused varustatakse ajamärgenditega ning saadetakse andmesidekanalite kaudu *PDC*-sse [13].

*PDC*-s toimub mõõteandmete kogumine erinevatelt *PMU*-delt ajamärgendite alusel. *PDC* järjestab süsteemi erinevatest osadest kogutud mõõteandmed ajamärgendite alusel ning võimaldab kuvada mõõteandmeid. Lisaks salvestab *PDC* mõõtmistulemused arhiivi, et neid oleks võimalik kasutada hilisemaks analüüsiks [13].

### **3.4 Faasimõõteseadmed turul**

Alates esimese *PMU* turule tulemisest 1992. aastal on *PMU*-de valik tunduvalt laienenud. Paarikümne aastaga on lisandunud palju uusi mudeleid, mis on teerajaja Macrodyne 1690 *PMU*-ga võrreldes mitmekülgsemad, kasutajasõbralikumad ja suurema mõõtetäpsusega. Valikusse on lisandunud seadmed, mis pakuvad lisaks faasimõõtmistele ka paljusid lisafunktsioone. Lisafunktsioonideks võivad olla mitmesugused mõõtmis-, kaitse- ja juhtimisfunktsioonid, mille abil saab *PMU*-d rakendada peale faasimõõtmiste ka teistel eesmärkidel. Selle tulemusel on lisaks traditsioonilisele eraldiseisvale (*stand-alone*) *PMU*-le tekkinud seadmed, mis ühendavad endas *PMU* ja mõne teise seadme funktsioonid. Selliseid seadmeid saab lisaks faasimõõtmistele kasutada mitmesuguste seadmete (lülitite, trafode, generaatorite) kaitseks ja juhtimiseks.

Levinumad *PMU*-d tänasel turul on:

- *ABB RES 670*;

- *Arbiter Power Sentinel 1133A*;
- *National Instruments CompactRIO*;
- *SEL-421 Protection, Automation, and Control System*;
- *SEL-487E Transformer Protection Relay*.

Nimetatud tootjate PMU-de tehniline võrdlus on esitatud tabelis 3.1.

**ABB RES 670** on paljude lisavõimalustega varustatud *PMU*. Faasimõõtmisteks on *RES 670* seadmel 12 analoogsisendit: 9 voolusisendit ja 3 pingesisendit. *RES 670* suudab salvestada kuni 1000 sündmust ning 150 sündmuse mõõtmisandmed. Sündmused salvestatakse ringpuhvrisse, mille täitumisel kirjutatakse vanemad andmed üle. Lisaks faasimõõtmistele ning sündmuste salvestamisele saab *RES 670 PMU*-d rakendada teiste seadmete juhtimiseks ja kaitseks. *RES 670* on varustatud liigpinge, liigvoolu, sageduse muutuse, üle- ja alaseduse ning mitmete teiste kaitsefunktsioonidega. *RES 670* seadmel on palju binaar- ja analoogsisendeid, mida saab kasutada erinevate signaalide mõõtmiseks ja sündmuste salvestamiseks. Samuti suudab *RES 670* lahendada loogikafunktsioone ja lülitada paljude binaarväljundite abil erinevaid releesid ning lüliteid [18].

**Arbiter Power Sentinel 1133A** on *PMU*, millega saab lisaks faasimõõtmistele teha ka energiakvaliteedi mõõtmisi. Energiakvaliteedi analüüsimiseks on *Power Sentinel* seadmega võimalik mõõta harmoonikuid, värelust ja K-tegurit. Faasimõõtmisteks on *Power Sentinel* seadmel 6 analoogsisendit: 3 voolusisendit ja 3 pingesisendit. Mõõtmistulemuste ja sündmuste salvestamiseks on *Power Sentinelil* sisemälu suurusega 32 MB. Väliste seadmete juhtimiseks ja hoiatuste andmiseks on *Arbiteri* seadmel neli kontaktväljundit [19].

**National Instruments (NI) CompactRIO** on seadistatav kontroll- ja mõõtmissüsteem. *CompactRIO* koosneb sisend-väljund moodulitest, seadistatavast peamoodulist (kerest) ja kontrollerist. NI pakub mitmesuguseid mooduleid voolude, pingete, temperatuuride ja teiste parameetrite mõõtmiseks. *CompactRIO* mooduleid ja kontrollerit saab seadistada NI *LabVIEW* tarkvara abil. *CompactRIO PMU* koosneb peamoodulist, *GPS* moodulist, voolumoodulist ja pingemoodulist. Voolu- ja pingemoodulid mõõdavad voolude ja pingete väärtusi ning edastavad need peamoodulisse, mis on programmeeritud spetsiaalselt faasimõõtmiste tegemiseks. *GPS* moodul hoiab seadme ajalugemist täpsena. *CompactRIO PMU-1* on 6 analoogsisendit: 3 voolusisendit ja 3 pingesisendit [20].

***SEL-421 Protection and Automation System*** on mitmekülgsete kaitsefunktsioonide ja automaatikaga kontrollsüsteem, mis on võimeline tegema ka faasimõõtmisi. Peamiselt ülekandeliinide ja kaablite kaitseks mõeldud *SEL-421* on varustatud erinevate lühisekaitsetega, soojusliku ülekoormuse kaitsega, võimsuslüliti rikkekaitsega ja mitmete teiste kaitsefunktsioonidega. Lisaks saab kasutaja *SELogic* tarkvara abil koostada loogikaskaeme elektriliinide ja alajaamade jälgimiseks ning kaitseks. Lisaks mitmetele kaitsefunktsioonidele on *SEL-421* seadmel ka seadistatavad väljundid väliste seadmete juhtimiseks. *SEL-421* on võimeline salvestama kui 1000 sündmust ning 100 sündmuse kokkuvõtet. Faasimõõtmisteks on *SEL-421* seadmel 12 analoogsisendit: 6 voolusisendit ja 6 pingesisendit [21].






***SEL-487E Transformer Protection Relay*** on trafo kaitserellee, millega saab teha ka faasimõõtmisi. Trafo kaitserelleena on *SEL-487E* peamiseks rakendusteks trafo töö jälgimine ja trafo kaitsmine lühiste, ülekoormuse, liigpingete ja muude ohtlike nähtuste eest. *SELogic* tarkvaraga saab koostada loogikaskaeme, millega kontrollitakse trafo tööd ja juhitakse alajaama seadmeid. Lisaks paljudele lisafunktsioonidele on *SEL-487E* seadmel ka seadistatavad väljundid väliste seadmete juhtimiseks. Sarnaselt *SEL-421* seadmega saab *SEL-487E* kaitserelleega salvestada kuni 1000 sündmust ning 100 sündmuse kokkuvõtet. Faasimõõtmisteks on *SEL-487E* seadmel 24 analoogsisendit: 18 voolusisendit ja 6 pingesisendit [22].

Lisaks eelpool mainitud *PMU* tüüpidele toodetakse *PMU*-sid ka Venemaal. Kirjandusallikate põhjal toodetakse Venemaal viit erinevat *PMU* seadet:

- ProSoft – *TPA-02-PMU*;
- RTSoft – *МИП-02*;
- Energoservice «Энергосервис» – *ЭМИП-3*;
- Parma «Парма» – *ПИ4.11*;
- Continuum «ИТЦ Континуум» – *УСВИ-101*.

Kokkuvõtte nende *PMU*-de omadustest on esitatud tabelis 3.2. Täpsemalt käsitleme neid seadmeid järgnevalt pöörates tähelepanu nende põhilisematele omadustele ning kasutamisele.

Tabel 3.1. Faasimõõteseadmete võrdlus.

Seadme nimetus	Arbiter Power Sentinel 1133A	ABB RES670	SEL-487E	National Instruments CompactRIO	SEL-421
Faasimõõtmised	+	+	+	+	+
Faasimõõtmiste sisendid	4U, 3I	3U, 9I	6U, 18I	3U, 3I	6U, 6I
Standardid	IEEE 1344, C37.118	IEEE 1344, C37.118	C37.118	C37.118	C37.118
Diskreetimissagedus, kHz	10.24	1	8	50	8
Sündmuste salvestamine	32 MB	1000 sündmust ringpuhvrise, 150 sündmuse andmed	100 sündmuse kokkuvõtted, 1000 sündmuse sisestust, 128 võimsuslüliti lülituse ajalugu	eraldi moodul (4 GB) salvestamise tarvis	100 sündmuse kokkuvõtted, 1000 sündmuse sisestust, 128 võimsuslüliti lülituse ajalugu
Sündmuste sisendid	4 digitaalsisendit	16 digitaalsisendit	7 digitaalsisendit, võimalik rohkem tellida	võimalik tellida eraldi moodul digitaalsisenditega (kuni 32 sisendit)	7 digitaalsisendit, võimalik rohkem tellida
Andmesidepordid	RS-232, RS-422, RJ-45 Ethernet	RS-485, optiline Ethernet	4 x EIA-232, tavaline või optiline Ethernet (valikulised)	2 x 10/100BASE-TX Ethernet, RS-232	4 x EIA-232, tavaline või optiline Ethernet (valikulised)
Sagedusvahemik, Hz	45,00...65,00	35,00...75,00	40,01...69,99	N/A	40,00...65,00
Kaitsefunktsioonid	-	Läigvool, liigpinge, üle- ja alasagedus, mitmeotstarbelised kaitseid	pajud kaitsefunktsioonid trafo kaitseks	võimalik seadistada täitma erinevaid kaitsefunktsioone (lisamoodul vajalik)	pajud kaitsefunktsioonid õhulinide ja kaabelliniide kaitseks
Loogikafunktsioonid	-	+	+	eraldi loogikafunktsioonide moodul	+
Väljundid	4 kontaktväljundit	12 väljundit, valikulised lisamoodulid	8 väljundit, valikulised lisapaneelid	eraldi moodul väljundite tarvis	8 väljundit, valikulised lisapaneelid
Tarkvara	PSCSV	PCM600	SEL AcSELeRator Quickset	NI LabVIEW	SEL AcSELeRator Quickset
Garantii, aastat	2	küsimise edasimüüjalt	10	3	10
Kaal, kg	2	18	N/A	1.58	8
Baashind, EUR	7132	7500	5000	3500	5500
Pilt					

**ProSoft TPA-02-PMU** on mikroprotsessoritehnoloogial põhinev faasimõõtesead. Seadme põhifunktsioonideks on faasorite, sageduse, sageduse muutumise kiiruse ning teiste parameetrite mõõtmine vastavalt standardile *IEEE C37.118.1-2011* ning mõõdetud parameetrite edastamine laimõõte- ja laijuhtimissüsteemidesse standardi *IEEE C37.118.2-2011* protokolliga kohaselt. *TPA-02-PMU* riistvara põhineb ühel protsessoril. Parameetrid arvutatakse lähtuvalt analoog- ja digitaalkanalite vahendusel saadavatest andmetest, mis varustatakse ajatähisega vastavalt *IEEE C37.118-2* standardile. Seadme põhikomponendiks on vastav kontrolleri ning infovahetuseks ja seadistamiseks (konfigureerimine, häirete analüüs, signaalitöötlus ja analüüs) on kasutusel tootjapoolne tarkvara *SignW* [30; 31].

ProSofti *PMU* põhiomadused on:

- Voolu ja pinge nurkade arvutamine faaside kaupa;
- Sageduse arvutamine;
- Avarii ja avarieelsete sündmuste registreerimine vastava ostsillogrammi salvestamisega;
- Aja sünkroniseerimine *GPS/ГЛОНАСС* süsteemide vahendusel;
- Andmete edastamine *IEEE C37.118* protokollil abil;
- Sisend andmete vastuvõtmine läbi *IEC 61850-9-2 LE*;
- Andmete vastu võtmine ja edasi saatmine läbi *IEC 61850-8-1 (GOOSE)*;
- Kohalik ja kaugjuhtimine;
- *SCADA* tugi läbi *IEC 60870-5-104, IEC 61850-8-1 (MMS)*.

Seade on mõeldud ühendamiseks AC ahelatesse, milles pinge nimiväärtus on 100...200V ja voolu nimiväärtus on 5, 10, 20 või 50 A. Voolu ja pinge vea väärtuseks on lubatud +/- 0,2%, faasinurga maksimaalne mõõteviga on +/- 0,1 kraadi, sünkroniseerimise maksimaalne viga +/- 1,0 us ja seadme nimivõimsus on 30 W.

**RTSoft *MIII-02*** on multifunktsionaalne mõõteseade, mis on mõeldud kasutamiseks kolme-faasilistes elektrivõrkudes eesmärgiga teostada faasimõõtmisi, kvaliteedimõõtmisi ja avariiliste sündmuste ja protsesside salvestamist. Faasimõõtmiste tarvis on kasutusel *IEEE C37.118* protokoll. i-02 seadme põhiomadused on järgnevad [32]:

- Erinevate seadmete funktsioonide ühendamine (enam kui 30 elektrivõrgu põhiparameetri mõõtmine);
- Elektromagnetiliste häirete taluvus, vastavalt *FOCT* standardile;
- Kiiretoimelisus (sünkrofaasori mooduli mõõtmiste perioodilisus 20 ms);
- Laiendatud sünkroniseerimise võimalus (*GPS/ГЛОНАСС*, Ethernet võrgus - *NTP* protokoll ja *IEC 870-5-104*);
- Võimalus üheaegselt ühendada kuni 8 klienti;

Seadme seadistamiseks on tootja poolsed tarkvarad *COMPORG* (võrgu seadistamine ja tarkvara uuendamine läbi *RS-232*) ja *MIPCONFIG* (seadme konfigureerimine töösoleku ajal). Faasimõõtmiste kohta on tootja poolt välja toodud järgmised tehnilised omadused: faasinurga mõõtmise täpsus 0,1 kraadi, voolu mõõtmise vahemik 0,01...6 A, pinge mõõtmise vahemik 6...120 V ja mõõteandmeid edastatakse iga 20 ms järel.

**Energoservice «Энергосервис» ЭНПП-3** on mõõteseade kasutamiseks laimõõte- ja laijuhtimisesüsteemides [33; 34]. Seade võimaldab mõõta voolusid ja pingeid ning mõõtesuuruste töötlemist teostatakse vastavalt standardile IEEE C37.118-1. Seadet toodetakse kahes versioonis: analoog- ja digitaalsisenditega. Andmeedastuseks kasutatakse protokolle IEC 60870-5-104, C37.118.2 ja IEC 61850-90-5. Seadme koosseisu kuulub GPS saatja ja TFT ekraan. Tehniliste omaduste poolelt on sageduse mõõtmisel absoluutne mõõteviga 1 mHz, sünkroniseerimise täpsus 1 us, sünkroniseerimiseks kasutatakse IRIG-A porti või sisseehitatud GPS, nimivõimsus 4 VA, kasutajaliides Ethernet 100Base-T 1 port ja RS-485 1 port ning voolu ja pinge mõõtmiste täpsusklass on 0,2.

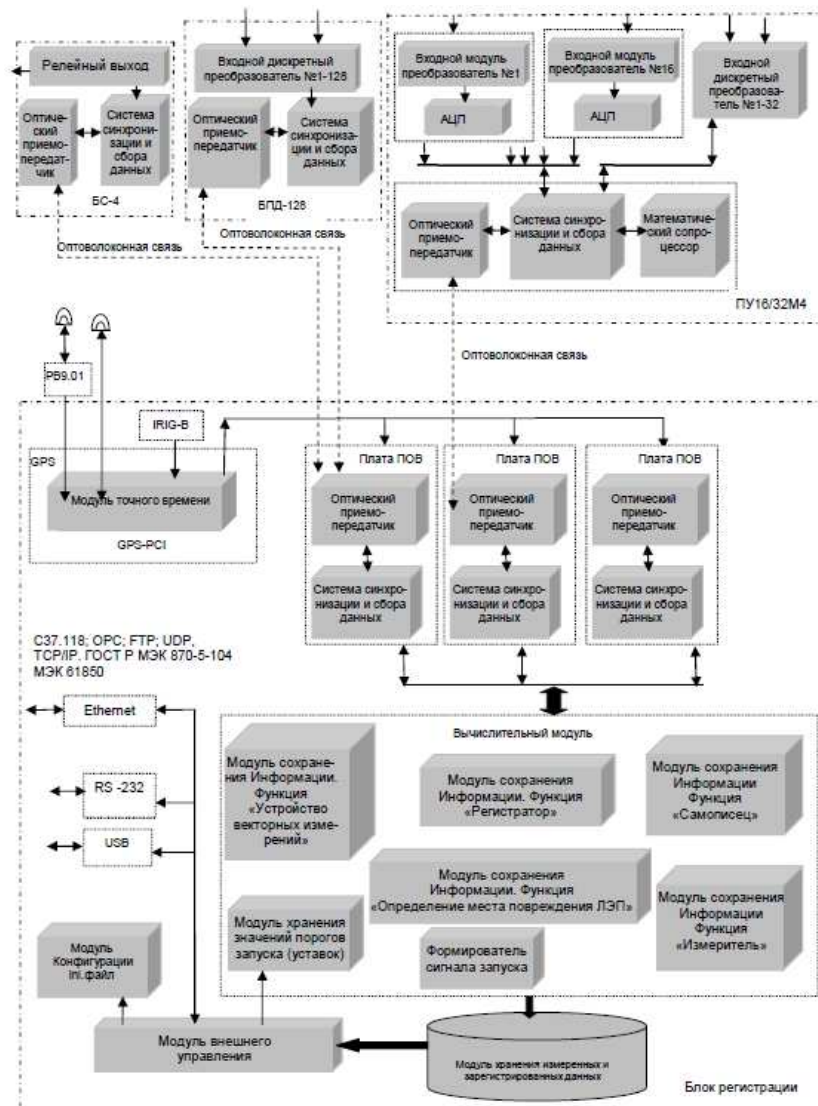
ЭНПП-3 põhiomadused on:

- Mõõtmised teostatakse 20-60 ms tsüklilisusega, vastavalt konfigureerimisele:
  - Pinge ja voolu efektiivväärtused;
  - Faasi ja summaarne koormus;
  - Võrgu sagedus;
  - $\cos \varphi$ ;
  - Aktiivvõimsus, reaktiivvõimsused;
- Vektormõõtmised – faaside pingete ja voolude kompleks mõõtmised ning edastus 50/100/200/400 korda sekundis;
- Protsesside registreerimine *MicroSD* kaardile. Olemas on sisseehitatud *ftp*-server funktsioonid.

**Parma «Парма» ПП4.11** on multifunktsionaalne avariisündmuste ja faasimõõtmiste registreeritor [35]. Seade võimaldab teostada järgnevat:

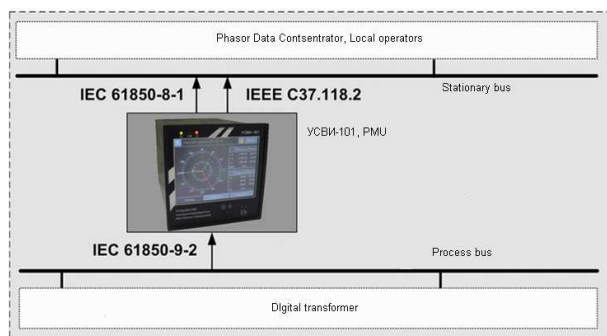
- Sünkroniseeritud parameetrite mõõtmine, töötlemine, salvestamine, arhiveerimine, dispetšerikeskusesse edastamine;
- Elektrisüsteemi parameetrite reaalajas arvutamine;
- Elektrisüsteemi stabiilsuse parameetrite jälgimine (sageduse ja võimsuste võnkumiste ning nurkade erinevuse avastamine);
- Häiresignaali edastamine dispetšeritele ning *SCADA* süsteemi;
- Avariijärgsete andmete esitamine;
- Andmevahetus *SCADA* ning teiste *WAMS* süsteemidega.

Lisaks on seadmega võimalik ühendust saada läbi *web*-kasutajaliidese ning seade omab ühendustena kahte Ethernet porti, *USB* ja *RS-232* ühendusi. Seade võimaldab mõõta pingeid vahemikus 0,017...460 V, voolu vahemikus 0,025...6,5 A, faasinurga mõõtmise täpsus on 0,001 kraadi, pinge ja voolu mõõtmiste täpsused vastavalt +/-0,2% ja +/-0,3%. Sünkroniseerimise täpsus +/- 1,0 us. Seadme nimivõimsus on 210 W, toitepinge võib olla 120...300 Vdc ja 85...265 Vac. PИ4.11 seadme funktsionaalsuse põhimõtteskeem on esitatud joonisel 3.4.



Joonis 3.4. PИ4.11 tööpõhimõtte skeem [36].

**Continuum «ИТЦ Континуум» УСВИ-101** on faasimõtteseade, mille väljatöötamisel osales Venemaa süsteemioperaator “ФСК”. Seade võeti kasutusele 2011. aastal ning selle eeliseks on digitaalsete alajaamade sideprotokollide toetamine [36]. Seade toetab lisaks *IEEE C37.118* protokollile ka protokolle *IEC 61850-9-2* ja *IEC 61850-8-1* ning selles on ettenähtud reservtoite ja reservühendus Ethernet side tarvis. Seadme põhimõtteskeem on kujutatud joonisel 3.5.



Joonis 3.5. VCBИ-101 sideprotokollide ühendamise põhimõtteskeem [36].

Seadet saab kasutada mõõteandmete salvestamiseks ja edastamiseks nii protsessis siini kui ka tavapäraste voolu- ja pingetrafode vahendusel. Seade on sobilik kasutamiseks tavapärastes alajaamades, kus voolu nimisekundaarpinge on 1 A või 5 A, ning pinge nimisekundaarväärtus on 100 V. Täiendavalt on seade võimeline iga perioodi kohta arvutama aktiiv-, reaktiiv- ja näivvõimsust ning  $\cos \varphi$  väärtusi. Seade toetab GPS ja ГЛОНАСС ajasünkroniseerimise võimalusi.

Tabel 3.2. Venemaa tootjate faasimõõteseadmete võrdlus.

Seadme nimetus	ProSoft TPA-02-PMU	RTSoft МИИ-02	«Энергосервис» ЭНИИ-3	«Парма» ПИ4.11	«ИПЦ Конгинуум» УСВИ-101
Faasimõõtmised	+	+	+	+	+
Faasimõõtmiste sisendid	3U, 3I	3U, 4I	3U, 3I	3U, 3I	NA
Standardid	C37.118	C37.118	C37.118	C37.118	C37.118
Diskreetimissagedus, kHz	10	N/A	2	1,6 - 19,2	12,8
Sündmuste salvestamine	+	N/A	Micro SD (suurus täpsutatakse tellimisel)	Flash mälu (8 ööpäeva)	N/A
Sündmuste sisendid	8 analoog ja 48 digitaalsisendit	kuni 32 digitaalsisendit	5 digitaalsisendit	16 analoog ja 32 digitaalsisendit	N/A
Andmeside	Ethernet	Ethernet, RS-232	Ethernet, RS-232, Micro SD	Ethernet, RS-232, USB, Optika	Ethernet
Sagedusvahemik, Hz	45,00...55,00	47,00...63,00	45,00...55,00	40,00...65,00	N/A
Kaitsefunktsioonid	-	-	-	-	N/A
Loogikafunktsioonid	+	-	-	+	N/A
Väljundid	48 digitaalväljundit	kuni 4 digitaalväljundit	N/A	kuni 4 digitaalväljundit	N/A
Tarkvara	Kontrolleri tarkvara; SignW (kaug konfigureerimine, salvestatud andmete analüüs, mõõtmiste signaalide kuvamine)	Comporg, Mipconfig, Miprest536	N/A	TRANSCOP	N/A
Garantii, aastat	3	3	3	3	N/A
Kaal, kg	6,5	N/A	N/A	kuni 30 kg	N/A
Baashind, EUR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Pilt					



Erinevate Venemaa *PMU* tootjate faasimõõteseadmete olulisemad parameetrid on kokkuvõtlikult esitatud tabelis 3.2. Tabelis on esitatud põhilisemad andmed seadmete kohta lähtudes avalikult saadaval olevatest materjalidest. Tabeli viimases veerus oleva seadme kohta on hetkel saadaval olev informatsioon puudulik, mistõttu ei ole ka õnnestunud veeru kõiki lahtreid täita. Kuna laimõõtmistega seotud valdkond areneb Venemaal suure kiirusega, siis lähitulevikus on oodata seadmete funktsionaalsuste suurenemist ning arengut.

### **3.5 Faasimõõteseadmete katsetamine ja analüüs**

Hindamaks faasimõõteseadmete tehnilist võimekust mõõta erinevaid elektrivõrgu talitusparameetreid ja nende muutumist ajas on tarvis teostada standardiseeritud mõõtmisi, mille põhjal saab analüüsida erinevate tootjate seadmete tehnilist võimekust ning selle vastavust tootja poolt infomaterjalides esitatule. Siinkohal pakuvad huvi erinevate seadmete võimekus muuta talitusparameetreid püsitalitluses ja siirdetalitluses. Alates *PMU*-de esmasest kasutuselevõtust kuni tänapäevani on põhiliseks standardiseerimise kriteeriumiks olnud *PMU* võime mõõta püsitalitlust. Tänapäeval üldjuhul sellest enam ei piisa ning seetõttu on hakatud tähelepanu pöörama ka *PMU* käitumisele siirdetalitluses. Nõuded *PMU*-de käitumisele nii püsitalitluses kui ka siirdetalitluses on esitatud standardis *IEEE C37.118.1-2011* [5]. Nõuded infoedastusele on esitatud standardis *IEEE C37.118.2-2011* [6].

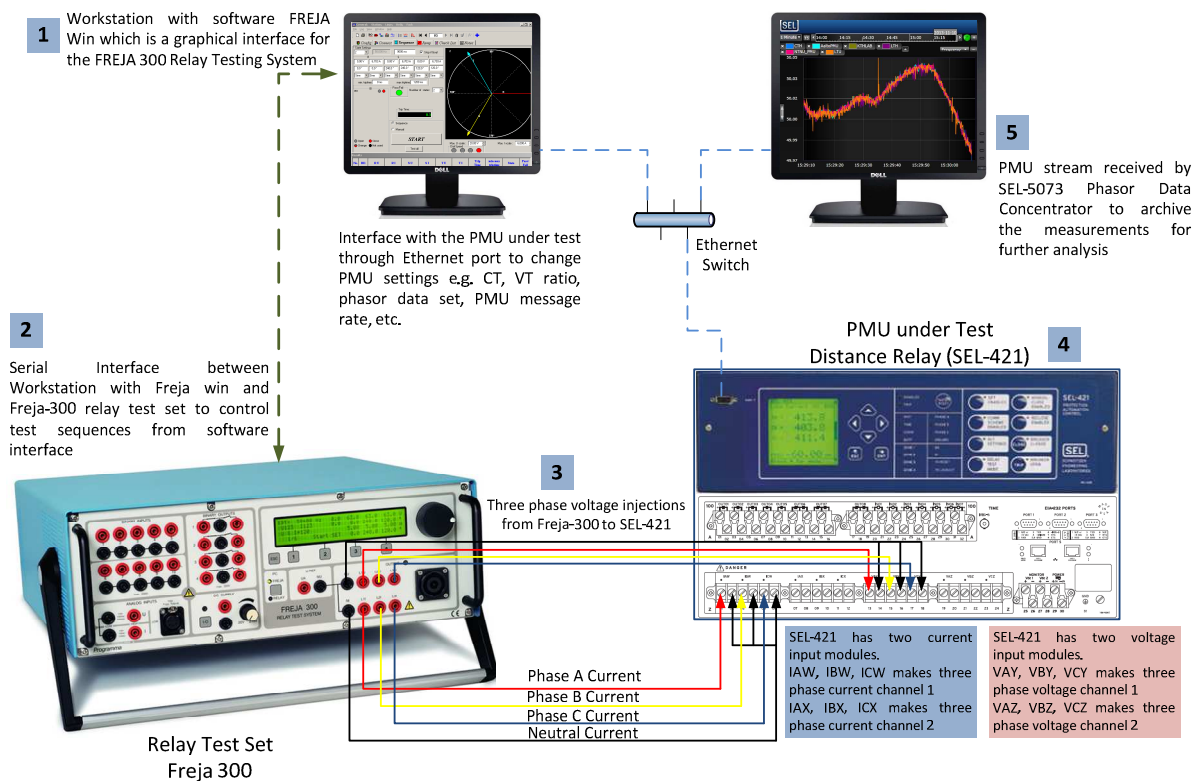
Faasimõõteseadmete katsetamist teostati koostöös Stockholmi KTH ülikooli energiasüsteemide (*SmarTS*) laboriga, mille peamisteks uurimissuundadeks on laimõõtmiste rakendamine elektrisüsteemi juhtimiseks ning täpsemate juhtimis- ja mõõtemetodite arendamine, elektrisüsteemi talitluskindluse tõstmine ja muutliku iseloomuga energiaallikate efektiivsem kasutuselevõtt. Katsete teostamise hetkel oli laboris olemas kolme erineva tootja *PMU*-d (katsetati mõlemat Eesti elektrisüsteemi alajaamadesse paigaldatud *PMU*-d), mistõttu vaadeldakse käesolevas aruandes kolme erineva tootja *PMU* käitumist lähtudes standardist *IEEE C37.242* [3] ja *IEEE C37.118.1-2011*. Tulevikus on planeeritud ka teiste *PMU*-de katsetamine ning nende tehnilise võimekuse määratlemine.

*PMU*-de omaduste määratlemisel kasutatud katsetoodika põhineb standardis *IEEE C37.242* esitatul. Standardis kirjeldatakse ära nõuded mõõtmiste läbiviimisele ning mõõtetulemuste analüüsile. Vastavalt standardi *IEEE C37.242* nõuetele simuleeriti püsitalitlust, moonutatud pingega püsitalitlust, sageduse tõusu ning amplituudi ja faasinurga muutust. Nimetatud olukordasid mõõdeti erinevate *PMU*-dega ning mõõtmistulemuste põhjal võrreldi *PMU*-de mõõtetäpsust erinevates olukordades. Standardi *IEEE C37.242* põhjal kestis iga katse viis sekundit ning katse

jooksul mõõdeti erinevate *PMU*-dega voolude ja pingete amplituudväärtusi, faasinurkasid, süsteemi sagedust ja sageduse muutumiskiirust.

### 3.5.1 Katseseadmed ja tarkvara

*PMU*-de katsetamiseks kasutati standardset releede katsetamise seadet *Freja 300* [37] koos *SEL-5073 PDC*-ga. Ülevaade kogu mõõteahelast on esitatud joonisel 3.6. Töölaud koosneb *Freja 300* katseseadme juhtimise tarkvarast, *Freja 300* katseseadmest, katsetatavast *PMU*-st ja *PMU* mõõtesignaali kogumisest ja hilisemast analüüsist.

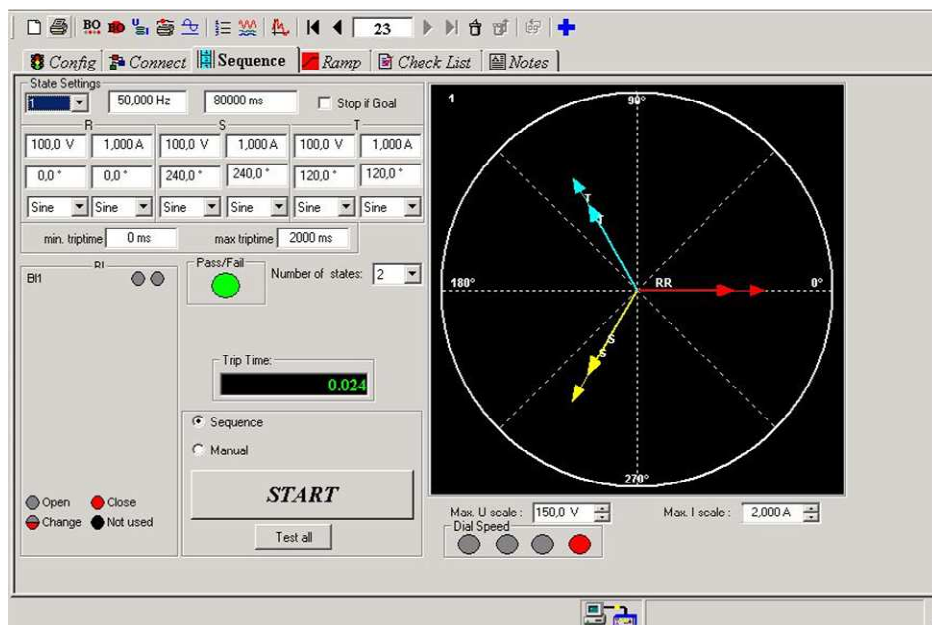


Joonis 3.6. *PMU* katsetamise süsteemi põhimõtteskeem.

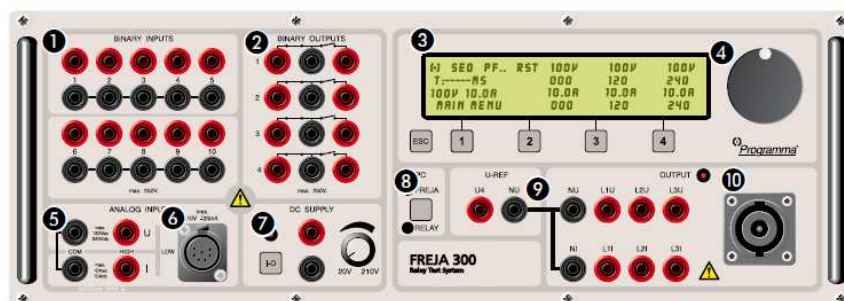
*Freja 300* on mõeldud releede katsetamiseks ning sellega on võimalik imiteerida harmoonikute sisaldust, lühiseid, pinget ja voolu asümmeetriat ja sageduse muutumist. Enamike katsetuste juures kasutatakse seadet talitluses, kus on võimalik järjestikuliselt väljundisse anda voolu ja pinget väärtusi 28 teineteist jälgiva jadana. Jada 1 on siinkohal talitus enne häiringut või püsitallitus, jada 2 on häiringutalitlus, kus vastav häiringusignaal edastatakse katseobjektile. *Freja 300* seadmega saab genereerida kuni 4 x 150 V pingeid ning kuni 3 x 15 A voolusid. Tegemist on äärmiselt täpse seadmega (väljundpinge vea suurus 0,01% mõõtevahemikust + 0,05% lugemist) ning seetõttu sobib *Freja 300* kontrollmõõtmiste tegemiseks ja kalibreerimiseks. Seadet on võimalik juhtida arvutiga või käsitsi. Arvutiga seadistamiseks kasutatakse *Freja Win* tark-

vara, mis tagab seadme lihtsa ja kiire seadistamise. *Freja Win* tarkvara töölaud on esitatud joonisel 3.7, seadme esipaneel on kujutatud joonisel 3.8, kus (1) näitab binaarsisendeid, (2) binaarväljundeid, (3) ekraani ja käsijuhtimise nuppe, (4) menüüs liikumise rullikut, (5) analoogsisendeid HIGH, (6) analoogsisendeid LOW, (7) DC toidet, (8) lüliti funktsioonide valimiseks, (9) voolu- ja pingesisendeid ja (10) multiühendust voolude ja pingete tarvis. *Freja 300* seadme täpsus vastab standardis IEEE C37.242 signaaligeneraatorile esitatud kriteeriumitele [3]:

- Amplituudi viga on väiksem kui 0,1%;
- Sageduse viga on väiksem kui 0,1 mHz;
- Summaarne harmoonmoonutustegur on väiksem kui 0,1%;
- Faasinurga viga on väiksem kui 0,057°.



Joonis 3.7. *Freja300* töölaud – pinge, voolu ja sageduse juhtimine.



Joonis 3.8. *Freja 300* katseseadme esipaneel [37].

Mõõtmiste jälgimiseks ja mõõtetulemuste salvestamiseks kasutati *SEL-5073 SynchroWave Phasor Data Concentrator (SEL PDC)* tarkvara. *SEL PDC*-ga on võimalik ühendada rohkem kui 500 *PMU*-d ning *PDC* tarkvara on võimeline võtma vastu C37.118 formaadis andmeid kiirusega kuni 240 sõnumit sekundis (vastavalt süsteemi sagedusele on *PMU*-de tüüpiline edastuskiirus 50 või 60 sõnumit sekundis). Kogutud mõõteandmete edastamiseks on *SEL PDC* tarkvaral 6 individuaalselt seadistatavat väljundit, mis edastavad samuti C37.118 formaadis andmeid. *PDC* tarkvara töötab Windows operatsioonisüsteemil ning andmete kuvamiseks kasutatakse veebipõhist (*Internet Explorer*, *Google Chrome*, *Mozilla Firefox*) kasutajaliidest [22]. *SEL PDC* tarkvara töölaud on kujutatud joonisel 3.9.



Joonis 3.9. *SEL-5073 SynchroWave Phasor Data Concentrator* töölaud.

### 3.5.2 Mõõtmised

Erinevate *PMU*-de tehniliste kateeristikute hindamiseks sooritati mõõtmisi kolme erineva tootja *PMU*-dega. Katsetati *Arbiter Power Sentinel 1133A*, *NI Compact RIO* ja *SEL-421* tüüpi *PMU*-sid. Järgnevalt esitatud tulemustest on tulemuste üldistamiseks määratletud *PMU*-d numbritega ning numbrid üks kuni kolm ei vasta eelpool välja toodud *PMU*-de järjekorrale. *PMU*-sid katsetati järgnevatel tingimustel:

- Püsitalitus;
- Moonutatud pingega püsitalitus;
- Sageduse tõus;
- Amplituudi ja faasinurga muutus.

Püsitalitluse simuleerimiseks genereeriti *Freja* 300 seadmega sümmeetrilisi kolmefaasilisi voolusid ja pingeid. *PMU*-dega mõõdeti voolude ja pingete amplituude ja faasinurkasid, süsteemi sagedust ja sageduse muutumise kiirust (*Rate of Change of Frequency – ROCOF*). Nende nelja suuruse muutust jälgitakse kõikide katsete juures. *Freja* 300 seadmega genereeritud voolude- ja pingete parameetrid on esitatud tabelis 3.3. Alajaamades ühendatakse *PMU* pinge- ja voolutrafode sekundaarahelatega ning seetõttu on vaja seadme seadistamisel valida ka pinge- ja voolutrafode ülekandesuhted. Käesoleva uurimustöö raames tehtud mõõtmiste puhul valiti pingetrafo ülekandesuhteks 1000:1 ning voolutrafo korral 1500:1. Kirjeldatud ülekandesuhteid kasutades muutuvad tabelis 3.3 esitatud voolud ja pinged oluliselt suuremaks ning on võrreldavad reaalses elektrisüsteemis esinevate voolude ja pingetega. Ülekandesuhetega läbikorrutatud voolude ja pingete väärtused on esitatud tabelis 3.4.

Tabel 3.3. Püsitalitluse simuleerimiseks genereeritud pinged ja voolud.

Faas	A	B	C
$U, V$	60	60	60
$U\varphi, ^\circ$	0	120	240
$I, A$	1	1	1
$I\varphi, ^\circ$	0	120	240
$f, Hz$	50		

Tabel 3.4. Püsitalitluse simuleerimiseks genereeritud ülekandesuhteid arvestavad pinged ja voolud.

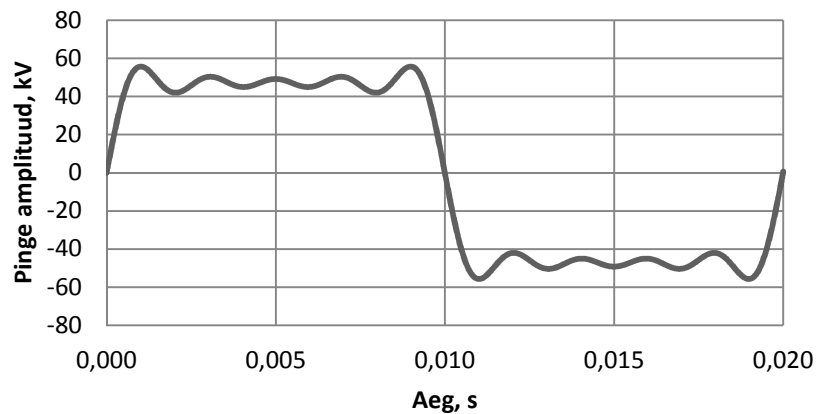
Faas	A	B	C
$U, kV$	60	60	60
$U\varphi, ^\circ$	0	120	240
$I, kA$	1,5	1,5	1,5
$I\varphi, ^\circ$	0	120	240
$f, Hz$	50		

Moonutatud pingega püsitalitluse simuleerimiseks lisati *Freja* 300 seadmega A-faasi pingele kõrgemate harmoonikute komponente. Ülejäänud faaside voolusid ja pingeid ei moonutatud ning nende väärtused jäid muutumatuks. Moonutatud pingega püsitalitluse simuleerimisel kasutati tabelis 3.4 esitatud voolude ja pingete väärtusi. Erinevus oli vaid A-faasi pinge summaarses amplituudis, mille tegelik väärtus moonutatud pinge korral oli 55,7 kV. Selle põhjuseks on A-faasi kõrgemat järku harmoonikud, mis vähendavad summaarset A-faasi pinge amplituudi.

Moonutatud A-faasi pingekuju on esitatud joonisel 3.10 ning A-faasi summaarne amplituud leitakse järgneva avaldisega:

$$U_{\Sigma} = U_m \sin(2\pi f) + \frac{1}{3} U_m \sin(2\pi f \cdot 3) + \frac{1}{5} U_m \sin(2\pi f \cdot 5) + \frac{1}{7} U_m \sin(2\pi f \cdot 7) + \frac{1}{9} U_m \sin(2\pi f \cdot 9)$$

kus  $U_m$  on põhiharmooniku amplituud,  $U_{\Sigma}$  on summaarne pingepuud ja  $f$  on sagedus.



Joonis 3.10. Kõrgemaid harmoonikuid sisaldava A-faasi pingepuud.

Sageduse tõusu simuleerimisel genereeriti Freja 300 seadmega voolusid ja pingeid, mille sagedust hakati ajahetkel  $t = 2,5$  s lineaarselt tõstma. Sagedust tõsteti ühe sekundi jooksul kiirusega 1 Hz/s sageduselt 50 Hz sageduseni 51 Hz. Voolude ja pingete amplituude ning faasinurkasid katse jooksul ei muudetud. Sageduse tõusu simuleerimisel kasutatud voolud, pinged, sagedus ja sageduse muutumiskiirus on esitatud tabelis 3.5.

Tabel 3.5. Sageduse tõusu imiteerimisel kasutatud pinged, voolud, sagedus ja selle muutumise kiirus.

Faas	A	B	C
$U$ , kV	60	60	60
$U\varphi$ , °	0	120	240
$I$ , kA	1,5	1,5	1,5
$I\varphi$ , °	0	120	240
$f_1$ , Hz	50		
$f_2$ , Hz	51		
$df/dt$	1 Hz/s		

Amplituudi ja faasinurga muutuse katses genereeriti *Freja* 300 seadmega kõikides faasides voolu ja pinge amplituudide hüppeline kasv ning faasinurkade hüppeline kasv. Kolmefaasilise süsteemi pinge amplituude tõsteti ajahetkel  $t = 2,5$  s hüppeliselt 5 kV võrra ning voolu amplituude 0,15 kA võrra. Voolu ja pinge faasinurkasid tõsteti hüppeliselt 20 kraadi võrra. Sagedus jäi katse jooksul muutumatuks. Muutuse simuleerimisel kasutatud voolude ja pingete algväärtused on samad püsitalitluse voolude ja pingetega, mis on esitatud tabelis 3.4. Muutuse jooksul saavutasid voolu ja pinge amplituudid ning faasinurga uued väärtused, mis on esitatud tabelis 3.6.

Tabel 3.6. Amplituudi ja faasinurga muutuse korral kasutatud pinge ja voolude väärtused..

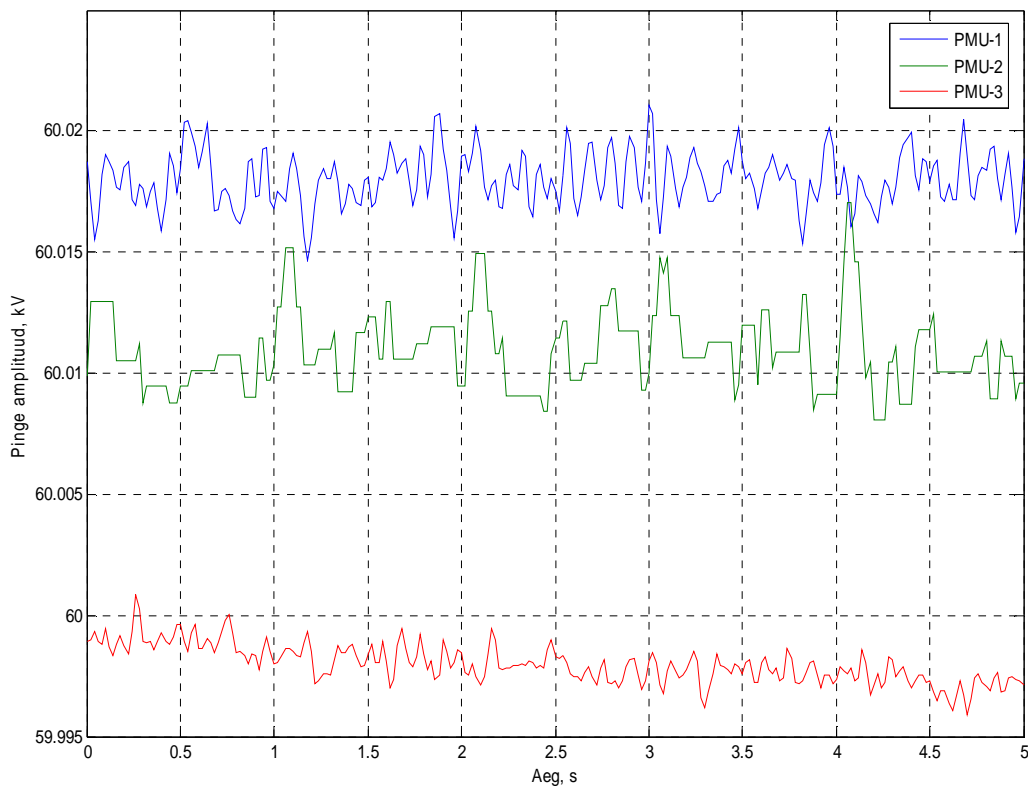
Algväärtused			
Faas	A	B	C
$U$ , kV	60	60	60
$U\varphi$ , °	0	120	240
$I$ , kA	1,5	1,5	1,5
$I\varphi$ , °	0	120	240
Amplituudi- ja faasinurga muutus			
Faas	A	B	C
$U$ , kV	65	65	65
$U\varphi$ , °	20	140	260
$I$ , kA	1,65	1,65	1,65
$I\varphi$ , °	20	140	260

## Püsitalitus

### Amplituud

Püsitalitluse sisendsignaali amplituudide väärtused on esitatud tabelis 3.4. Võrreldes tabelis 3.4 toodud A-faasi pinge amplituudide ning joonisel 3.11 kujutatud A-faasi pinge mõõtetulemusi saab järeldada, et püsitalitluses mõõtsid kõik *PMU*-d pinge amplituudi küllaltki täpselt. Suurim erinevus tegeliku ja mõõdetud pinge vahel esines ajahetkel  $t = 3$  s, kui *PMU*-1 mõõtis pinge amplituudiks 60,021 kV. Tegemist on siiski väikse veaga, mis mahub signaaligeneraatori vea (0,1% ehk 0,06 kV) piiridesse. Kuigi erinevate *PMU*-de mõõtmistulemused olid suhteliselt täpsed, on joonisel 3.11 märgata pinge amplituudide teatud erinevust. *PMU*-1 ja *PMU*-2 mõõtetulemused olid tegelikust sisendpingest veidi (ligikaudu 0,01...0,02 kV) suuremad ning *PMU*-3 mõõtetulemused tegelikust sisendpingest pisut (kuni 0,004 kV) väiksemad. Mõõtetulemuste suurimat kõikumist on märgata *PMU*-2 puhul, mille tulemused kõiguvad vahemikus

60,008...60,017 kV. Joonise 3.11 põhjal võib väita, et suurima täpsusega mõõtis pinget amplituudi püsitalitluses *PMU-3*.



Joonis 3.11. Mõõdetud pinget amplituudväärtuste muutused püsitalitluses.

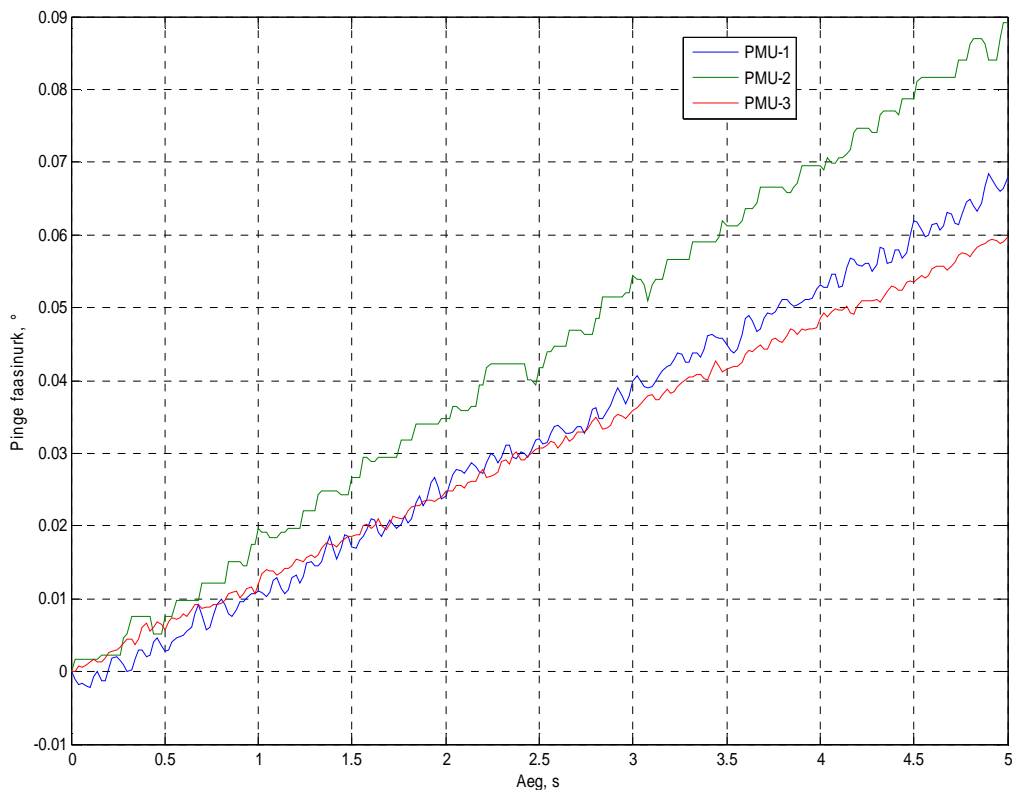
### Faasinurgad

Püsitalitluse sisendsignaali faasinurgad on toodud tabelis 3.4. Püsitalitluses mõõdetud A-faasi pinget faasinurgad on esitatud joonisel 3.12. Võrreldes joonisel esitatud pinget faasinurkasid tabelis esitatud tegelike faasinurkadega (A-faasi puhul 0 kraadi) võib väita, et kõik kolm *PMU*-d mõõtsid faasinurkasid täpselt. Suurimat faasinurkade kasvu oli märgata *PMU-2* mõõtmistulemustes. *PMU-1* ja *PMU-3* mõõdetud faasinurgad kasvasid katse vältel vähem kui *PMU-2* mõõdetud faasinurk.

Joonisel 3.12 toimuv faasinurkade kasv on tingitud asjaolust, et faasinurkasid mõõdetakse UTC, mitte süsteemi aja suhtes. Kui süsteemi sagedus pole täpselt võrdne nimisagedusega (tegelik sagedus on nimisagedusega täpselt võrdne väga harva), siis mõõdetud faasinurk pöörleb (kasvab). Kõiki faasinurkasid mõõdetakse UTC suhtes ning seetõttu pöörlevad kõik faasinurgad



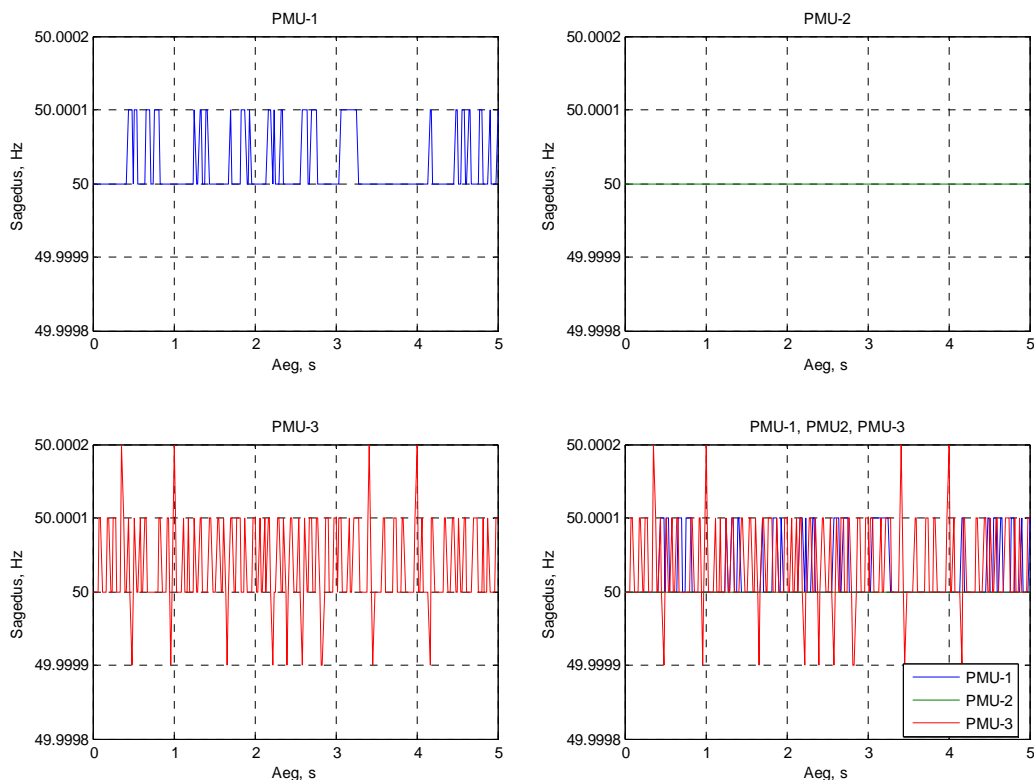
koos. Joonisel 3.12 on näha, et faasinurkade pöörlemine on äärmiselt aeglane (kuni  $0,02^\circ$  sekundis) ning seetõttu käesolevas töös faasinurkade pöörlemist ei arvestata [28].



Joonis 3.12. Mõõdetud pinge faasinurkade muutused püsitalitluses.

### Sagedus

Püsitalitluses oli tegelik sagedus kogu katse vältel 50 Hz. Joonisel 3.13 on näha, et kõik *PMU*-d mõõtsid sagedust veidi erinevalt. *PMU-1* mõõtmistulemused kõikusid vähesel määral vahemikus 50,0000...50,0001 Hz jäädes siiski signaaligeneraatori vea piiresse (0,1 mHz ehk 0,0001 Hz). Kõige täpsemalt mõötis sagedust *PMU-2*, mille mõõtmistulemused olid terve katse vältel 50,0000 Hz. Selle põhjuseks võis olla äärmiselt suur mõõtetäpsus või asjaolu, et sageduse väikest kõikumist nimisageduse juures *PMU-2* ei registreeri. Selguse huvides tehti *PMU-2* seadmega katse, kus mõõdeti 51 Hz sagedusega sisendsignaale. Katse tulemustest selgus, et 51 Hz sagedusega sisendsignaalide korral ei olnud *PMU-2* mõõtmistulemused terve katse vältel täpselt ühesugused ning sagedus varieerus vähesel määral. Selle põhjal võib väita, et nimisageduse (50 Hz) vähest kõikumist *PMU-2* ei registreeri. *PMU-3* mõõtmistulemused olid katse vältel vahemikus 49,9999...50,0002 Hz ning seega kõige muutlikumad.

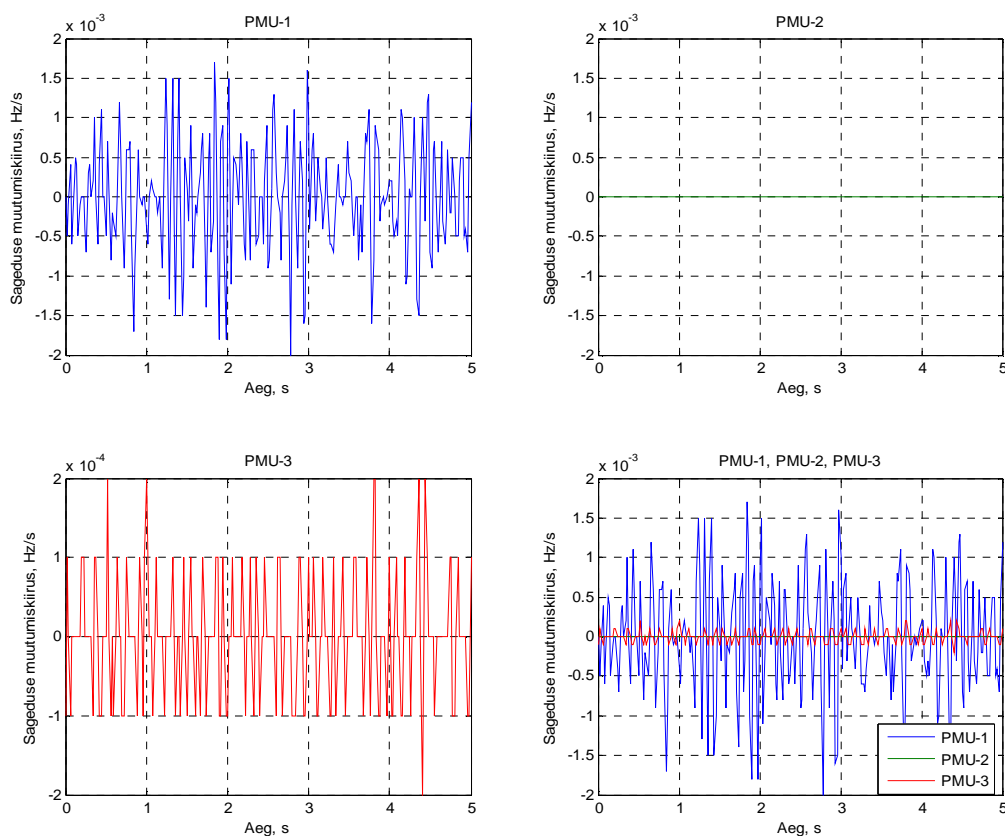


Joonis 3.13. Mõõdetud sageduse muutused püsitalitluses.

### Sageduse muutmise kiirus (ROCOF)

Püsitalitluses genereeritud sisendsignaalide sagedus oli 50 Hz ning sageduse muutumiskiirus ligikaudu null. Joonisel 3.14 on esitatud püsitalitluses mõõdetud sageduse muutumiskiirused. Sagedus ja sageduse muutumiskiirus on omavahel tihedalt seotud ning seetõttu on ühiseid jooni märgata ka joonisel 3.13 ja joonisel 3.14.

Joonisel 3.14 esitatud mõõtmistulemustest on näha, et suurim sageduse muutumiskiirus väärtsuga  $-0,002 \text{ Hz/s}$  esineb *PMU-1* mõõtmistulemustes ajahetkel  $t = 2,8 \text{ s}$ . Suur sageduse muutumiskiirus on tingitud asjaolust, et *PMU-1* mõõdetud sagedus muutub hüppeliselt põhjustades suurt sageduse muutumiskiirust. *PMU-2* mõõdetud sageduse muutumiskiirus on terve katse vältel võrdne nulliga, sest *PMU-2* mõõdetud sagedus oli terve katse vältel täpselt 50,0000 Hz. *PMU-3* mõõdetud sageduse muutumiskiirus muutub oluliselt väiksemates piirides kui *PMU-1* mõõdetud sageduse muutumiskiirus. *PMU-3* mõõdetud sageduse muutumiskiirus muutub vahemikus  $-0,0002 \dots 0,0002 \text{ Hz/s}$ .

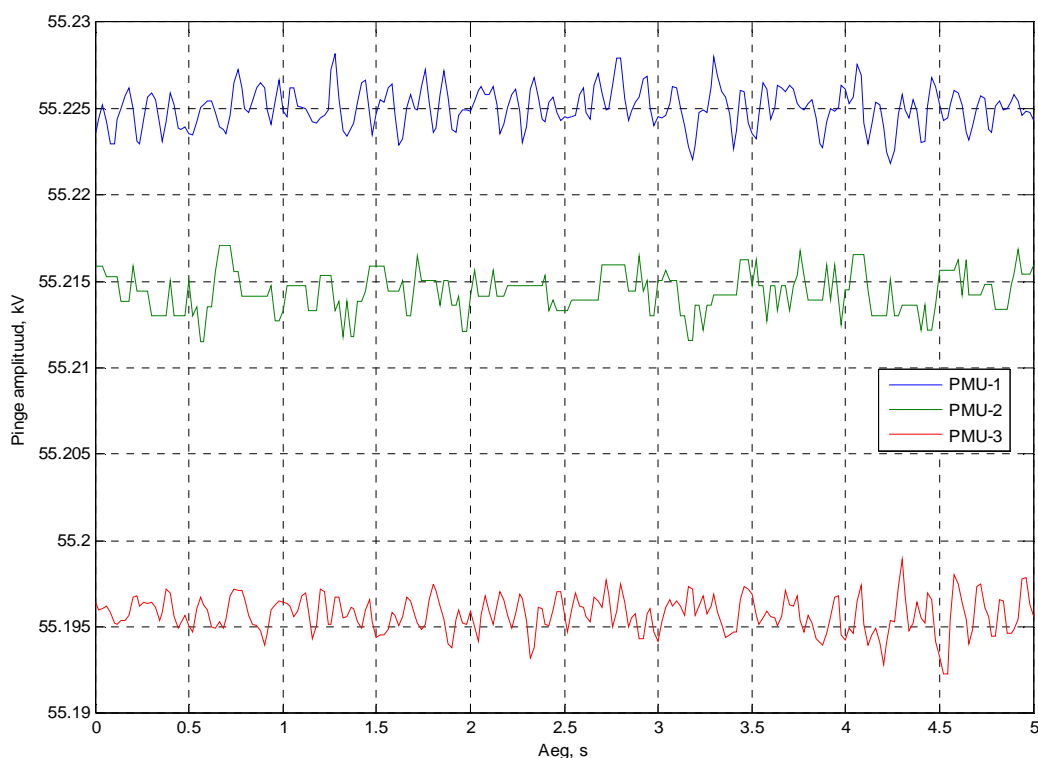


Joonis 3.14. Mõõdetud sageduse muutumise kiiruse muutused püsitalitluses.

## Moonutatud pingega püsitalitus

### Amplituud

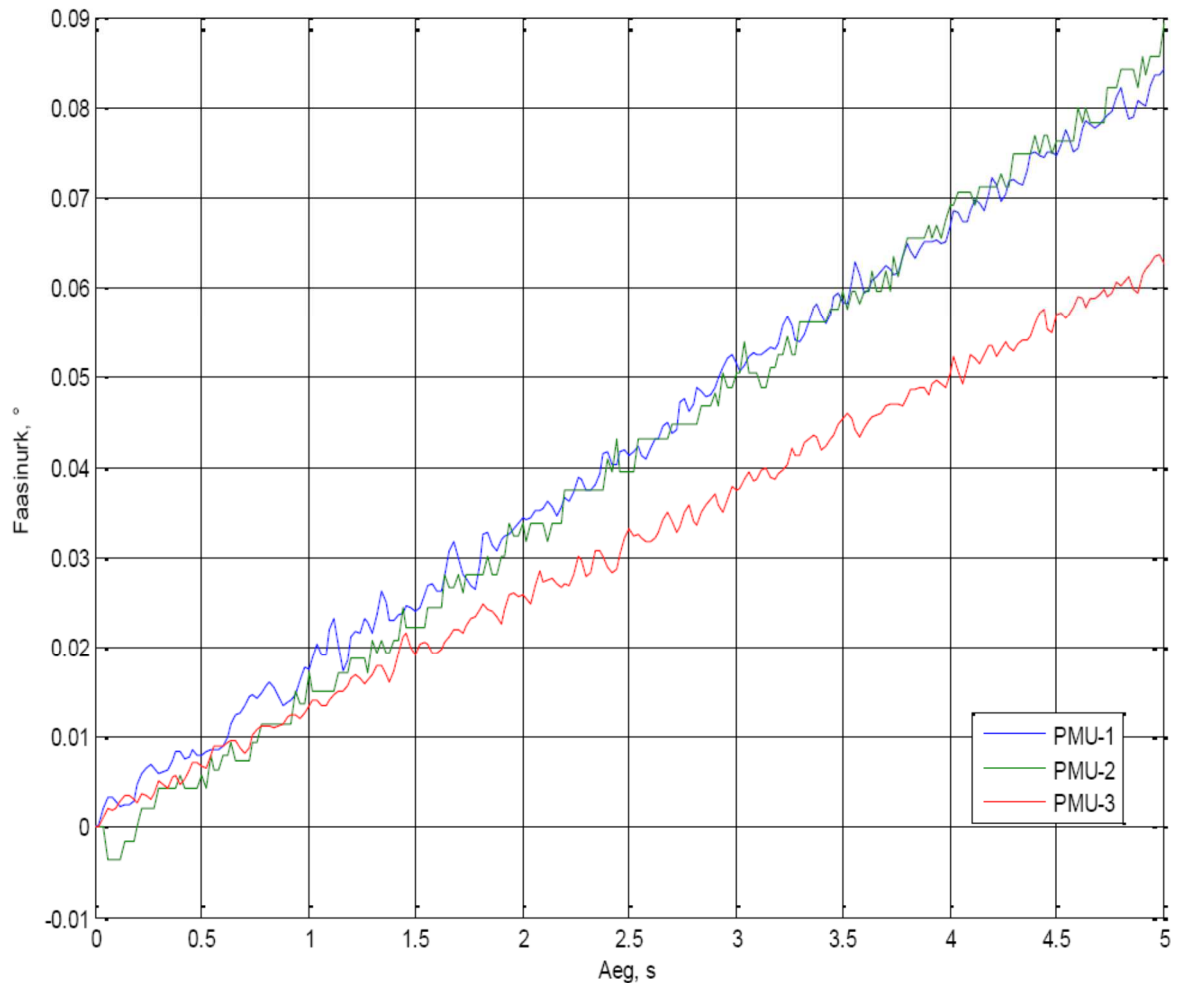
Moonutatud pingega püsitalitluse sisendsignaalid on esitatud tabelis 3.4 ning moonutatud A-faasi pingekuju joonisel 3.15. Nagu eelpool mainitud, on moonutatud pinge summaarne amplituud 55,7 kV ning mõõtmistulemusi on võrreldud tegeliku summaarse amplituudiga. Joonisel 3.15 on kujutatud *PMU*-dega mõõdetud A-faasi pinge amplituudid. Amplituudi mõõtmistulemustest on näha, et kõrgemate harmoonikute olemasolu vähendas A-faasi pinge amplituudi. Võrreldes joonisel 3.11 esitatud püsitalitluse (siinuspingega) mõõtmistulemusi moonutatud pingega püsitalitluse tulemustega, võib moonutatud pingega püsitalitluse mõõtmistulemustes märgata ka suuremat viga. Püsitalitluses (siinuspingega) oli suurim amplituudi viga 0,021 kV. Moonutatud pingega püsitalitluses mõõtsid kõik *PMU*-d amplituudi ligikaudu 0,5 kV suuruse veaga, mis on tunduvalt suurem püsitalitluse (siinuspingega) mõõtmisveast. Seega mõõtsid *PMU*-d moonutatud pinge amplituudi oluliselt suurema veaga kui siinuselise pinge amplituudi.



Joonis 3.15. Mõõdetud pinge amplituudväärtuste muutused moonutatud pingega püsitalitluses.

### Faasinurgad

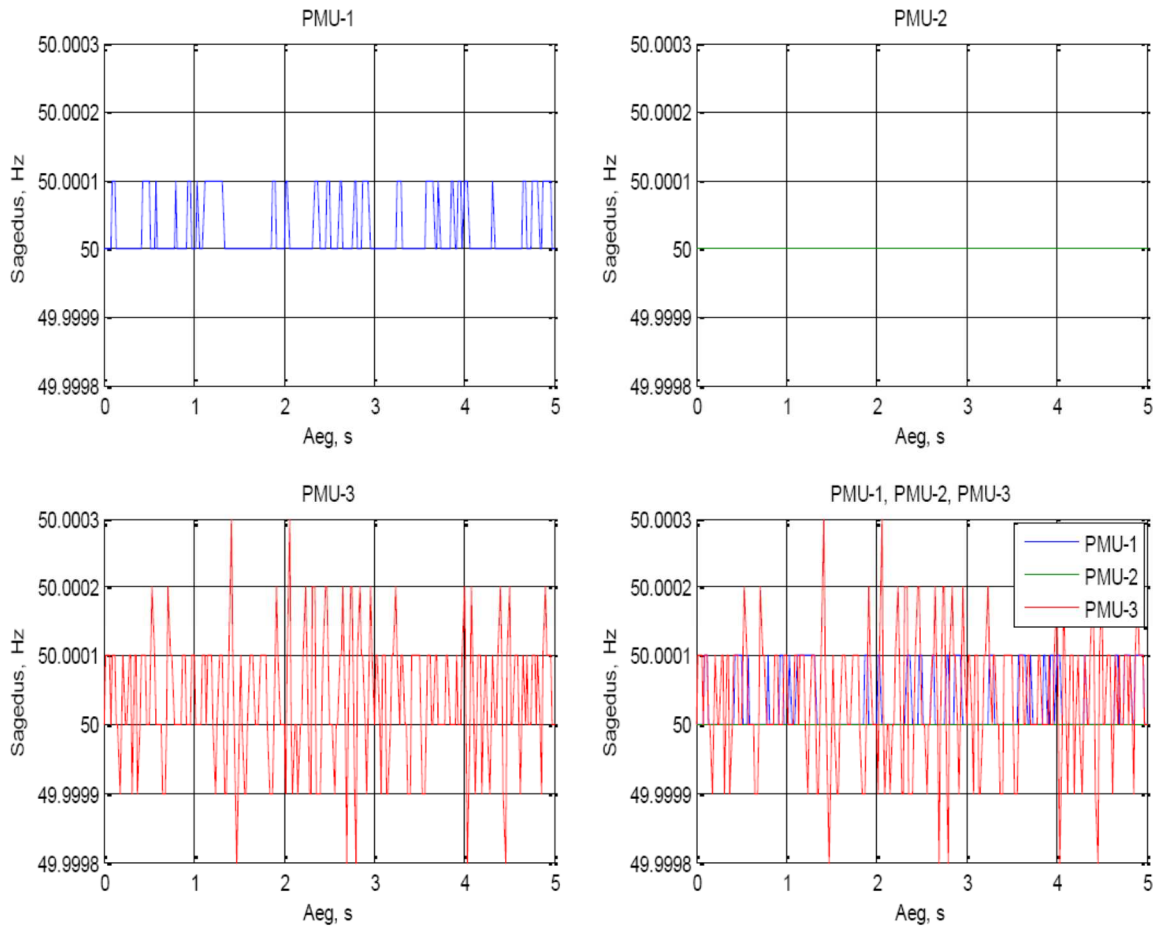
Moonutatud pingega püsitalitluse sisendsignaali faasinurgad on esitatud tabelis 3.4. Moonutatud pingega püsitalitluses mõõdetud faasinurgad on kujutatud joonisel 3.16. Mõõdetud faasinurgad on sarnased püsitalitluses (siinuspingega) mõõdetud faasinurkadega joonisel 3.12. Ainus märgatav erinevus on *PMU-1* mõõdetud faasinurga suurem kasv moonutatud pingega püsitalitluses. Ülejäänud osas on joonis 3.12 ja joonis 3.16 väga sarnased. Sarnaselt püsitalitluse (siinuspingega) tulemustega on moonutatud pingega püsitalitluses märgata faasinurkade kasvu, mis on tingitud faasinurkade pöörlemisest ning *UTC* ja süsteemi aja erinevusest. Mõõtmistulemuste põhjal võib järeldada, et moonutatud pinge ning kõrgemat järku harmoonikud faasinurga mõõtmistulemusi oluliselt ei mõjuta.



Joonis 3.16. Mõõdetud pinge faasinurkade muutused moonutatud pingega püsitalitluses.

### Sagedus

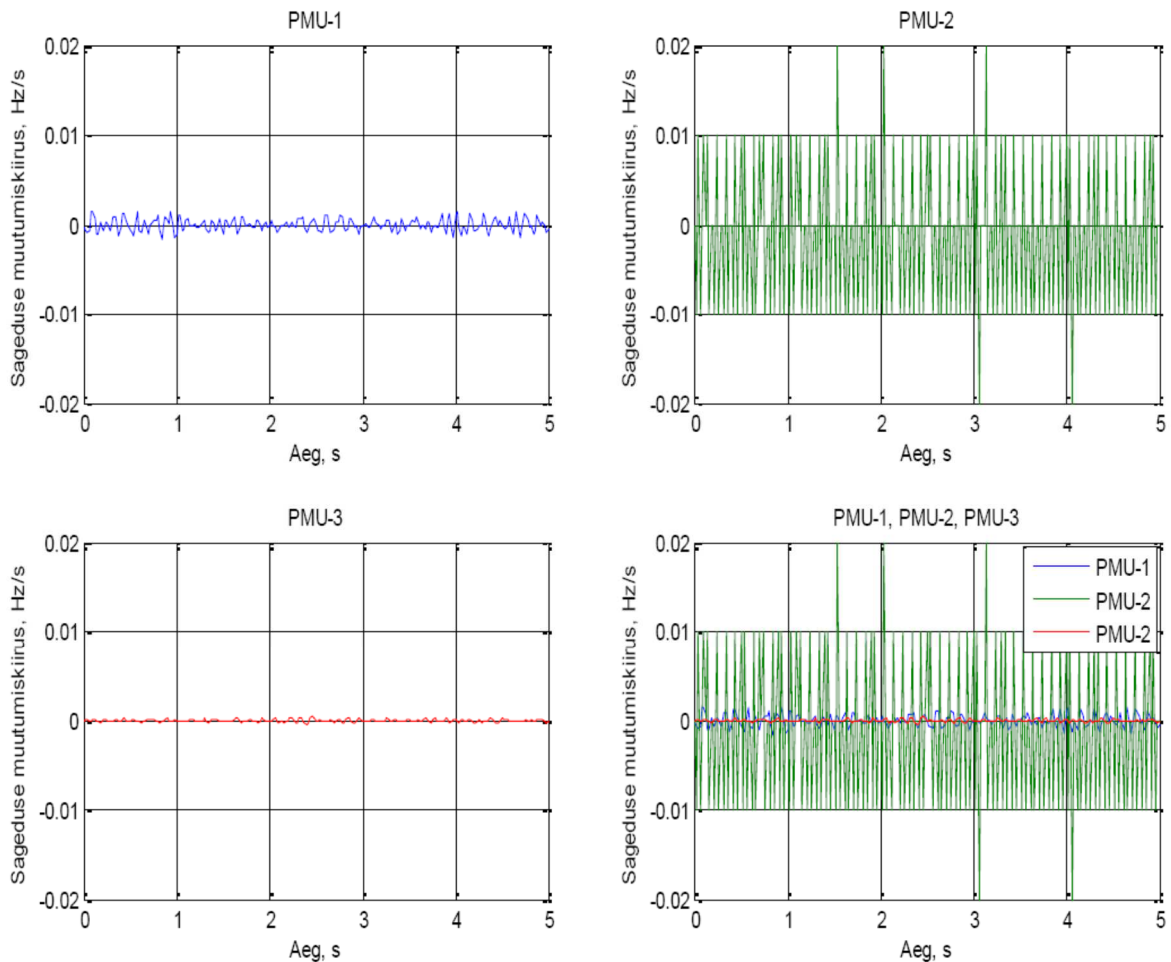
Moonutatud pingega püsitalitluses oli tegelik sagedus terve katse vältel 50 Hz. Joonisel 3.17 esitatud sageduse mõõtmistulemustest on näha, et *PMU*-d mõõtsid sagedust erinevalt. *PMU*-1 mõõtmistulemused muutuvad vahemikus 50,0000...50,0001 Hz, kuid kõik tulemused jäävad sisendsignaali võimaliku vea (0,0001 Hz) piiridesse. *PMU*-2 mõõdetud sagedus on sarnaselt püsitalitluse mõõtmistulemustega joonisel 3.13 kogu katse vältel täpselt 50,0000 Hz. *PMU*-3 mõõtmistulemustes joonisel 3.17 on märgata 0,0001 Hz suuremat viga kui püsiseisundi mõõtmistulemustes joonisel 3.13. Joonise 3.17 ja joonise 3.13 põhjal võib öelda, et püsitalitluse (siinuspingega) ja moonutatud pingega püsitalitluse mõõtmistulemused on väga sarnased ning suuri erinevusi ei esine. Seega ei mõjuta moonutatud pinge ning kõrgemat järku harmoonikud sageduse mõõtmist olulisel määral.



Joonis 3.17. Mõõdetud sageduse muutused moonutatud pingega püsitalitluses.

### Sageduse muutmise kiirus (ROCOF)

Mõõdetud signaalide sagedus oli kogu katse vältel 50 Hz ning sageduse muutumiskiirus ligikaudu null. Joonisel 3.18 kujutatud mõõtmistulemustest on näha, et *PMU*-de mõõtmistulemused on erinevad. *PMU-1* mõõdetud sageduse muutumiskiirus varieerus vähesel määral ning tulemusi võib lugeda täpselt. Samuti olid täpsed *PMU-3* mõõtmistulemused, mis kõikusid veelgi väiksemates piirides kui *PMU-1* tulemused. Suurimat viga on märgata *PMU-2* tulemustes, mis kõikusid vahemikus  $-0,02 \dots 0,02$  Hz/s. See on küllaltki suur viga arvestades, et sagedus oli konstantne ning sageduse muutumiskiirus oli ligikaudu null. Lisaks suurele veale võib märkata, et *PMU-2* mõõdetud sagedus ja sageduse muutumiskiirus pole omavahel kooskõlas. Joonisel 3.17 on näha, et *PMU-2* mõõdetud sagedus oli terve katse vältel 50,0000 Hz. Sellisel juhul peaks sageduse muutumiskiirus terve katse jooksul olema null, kuid mõõtmistulemustest joonisel 3.18 on näha, et see nii pole. Seega on mõõtnud *PMU-2* sagedust ja sageduse muutumiskiirust (või vähemalt ühte neist) ebatäpselt.



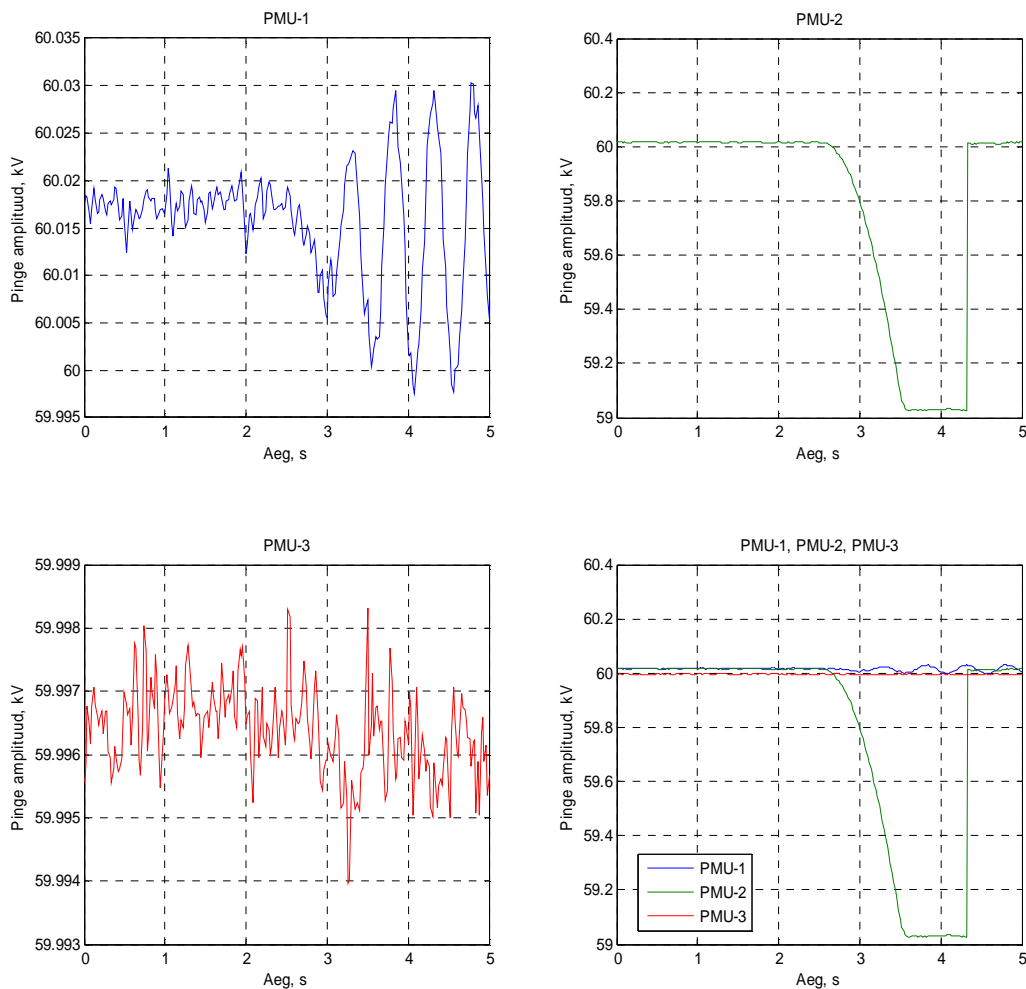
Joonis 3.18. Mõõdetud sageduse muutumise kiiruse muutused moonutatud pingega püsitalitluses.

## Sageduse tõus

### Amplituud

Joonisel 3.19 on kujutatud sageduse tõusu katses mõõdetud A-faasi pinge amplituudid. Jooniselt on näha, et sageduse tõus ajavahemikus  $t = 2,5 \dots 3,5$  s mõjutab kõikide *PMU*-de mõõtmistulemusi. *PMU-1* mõõdetud pinge amplituudi kõikumine kasvas sageduse tõustes oluliselt. Enne sageduse tõusu oli *PMU-1* mõõdetud pinge amplituud vahemikus 60,013...60,022 kV ning sageduse tõustes hakkas pinge amplituud kõikumama piirides 59,998...60,030 kV. Seega kasvas pinge kõikumine ligikaudu kolm korda. *PMU-2* mõõdetud pinge amplituud vähenes ajavahemikul  $t = 2,5 \dots 3,5$  s ligikaudu 1 kV võrra. Edasi püsis mõõdetud pinge amplituud 59,03 kV juures kuni ajahetkeni  $t = 4,3$  s, kui toimus pinge amplituudi taastumine endisele väärtusele 60,01 kV. *PMU-3* pinge amplituudi mõõtmist mõjutas sageduse tõus kõige vähem. *PMU-3*

mõõtmistulemustes on märgata üksikuid suuremaid muutusi ajahetkedel  $t = 2,5$  s,  $t = 3,3$  s ja  $t = 3,5$  s. Pinge muutused olid siiski üsna väiksed ning sageduse tõus  $PMU-3$  mõõtmistulemusi suurel määral ei mõjutanud. Joonise 3.19 põhjal saab järeldada, et  $PMU-1$  ja  $PMU-3$  mõõtmistulemusi mõjutas sageduse tõus vähesel määral ning  $PMU-2$  tulemusi mõjutas sageduse tõus kõige enam.



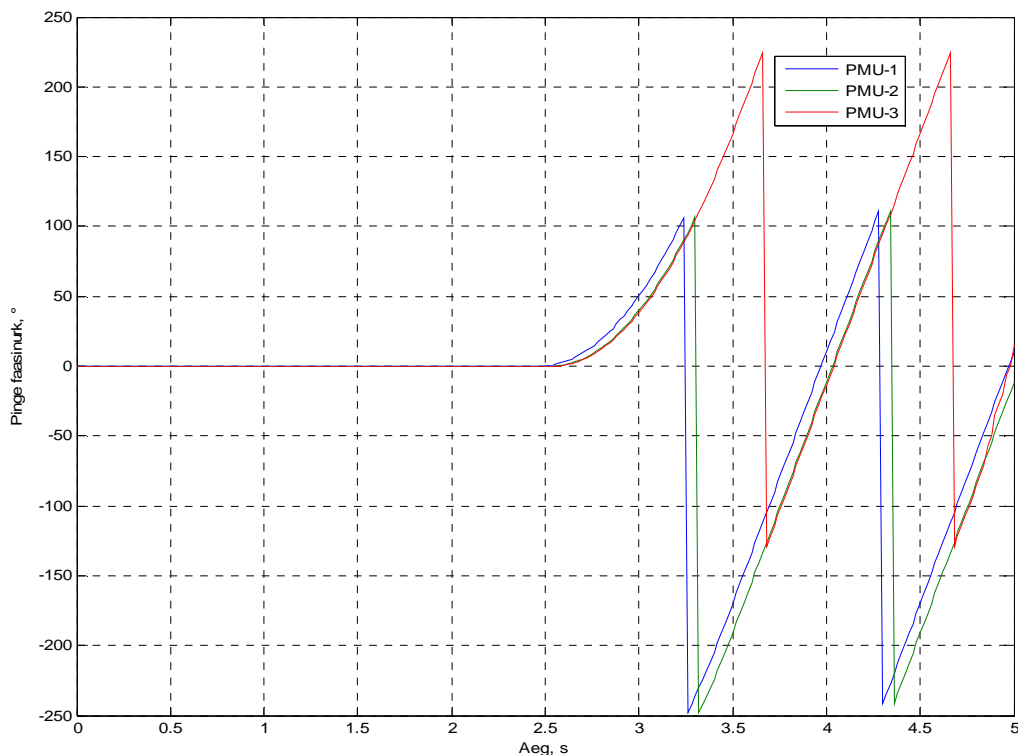
Joonis 3.19. Mõõdetud pinge amplituudväärtuste muutused sageduse tõusul.

### Faasinurgad

Joonisel 3.20 on kujutatud sageduse tõusu katses mõõdetud A-faasi pinge faasinurgad. Jooniselt on näha, et sageduse tõusul oli suur mõju  $PMU$ -de faasinurkade mõõtmisele. Alates sageduse tõusu algusest ajahetkel  $t = 2,5$  s hakkasid kõikide  $PMU$ -dega mõõdetud faasinurgad kasvama. Faasinurgad kasvasid kuni teatud väärtuseni ning hakkasid seejärel suurtes piirides hüppeliselt



muutuma. *PMU-1* ja *PMU-2* mõõdetud faasinurgad kasvasid ligikaudu 100 kraadini ning hakkasid seejärel kõikuma 100 kraadi ja -250 kraadi vahel. *PMU-1* ja *PMU-2* mõõtmistulemused on peaaegu identsed, kuid ajas veidi nihutatud. *PMU-3* mõõdetud pinge faasinurk kasvas rohkem, kui *PMU-1* ja *PMU-2* mõõdetud faasinurgad kasvades 225 kraadini ning hakkas kõikuma 225 kraadi ja -130 kraadi vahel. Joonisel 3.20 kujutatud faasinurkade hüppelist muutumist ehk saehammast (*saw teeth*) põhjustab diskreetimissignaali arvutamisel tekkiv jääk (*residue*). Käesolevas töös nimetatud nähtust põhjalikumalt ei kirjeldata, kuid sellega on võimalik tutvuda artiklis [29].

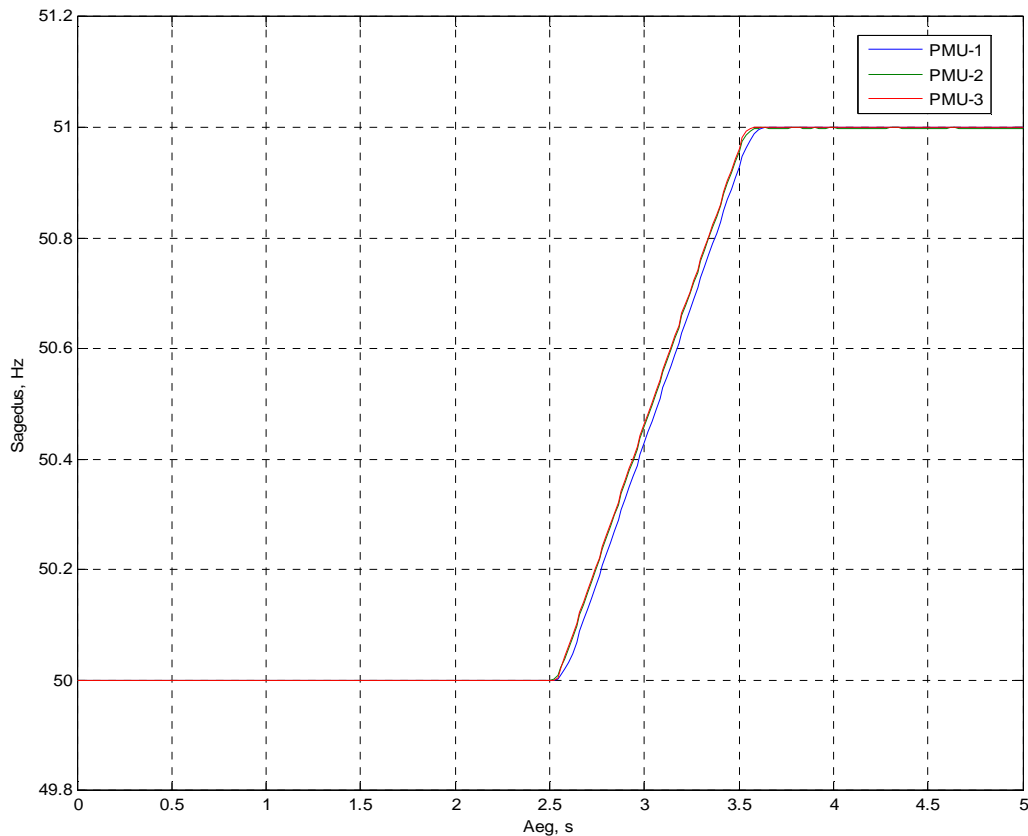


Joonis 3.20. Mõõdetud pinge faasinurkade muutused sageduse tõusul.

### Sagedus

Joonisel 3.21 on esitatud kolme *PMU*-ga mõõdetud sageduse tõus. Sageduse algväärtus, lõppväärtus ning muutumiskiirus on esitatud tabelis 3.5. Võrreldes tabelis 3.5 toodud väärtusi ja joonisel 3.21 esitatud mõõtmistulemusi, saab järeldada, et kõik kolm *PMU*-d mõõtsid sageduse tõusu sarnaselt. Kõikide *PMU*-de mõõtmistulemustes on ajahetkedel  $t = 2,5$  s ja  $t = 3,5$  s märgata väikest hilistumist ehk mõõdetud sagedus jääb tegelikust sagedusest maha. Joonise 3.21

põhjal võib väita, et *PMU-2* ja *PMU-3* mõõtsid sagedust ühesuguse täpsusega ning *PMU-1* mõõtmistulemused erinesid tegelikust sagedusest kõige rohkem (*PMU-1* tulemustel kõige suurem hilistumine). Pärast sageduse tõusu lõppemist mõõtsid kõik *PMU*-d sageduse uut väärtust (51 Hz) suure täpsusega. Seega võib joonise 3.21 põhjal järeldada, et muutuvat sagedust mõõtsid kõik *PMU*-d piisavalt täpselt.

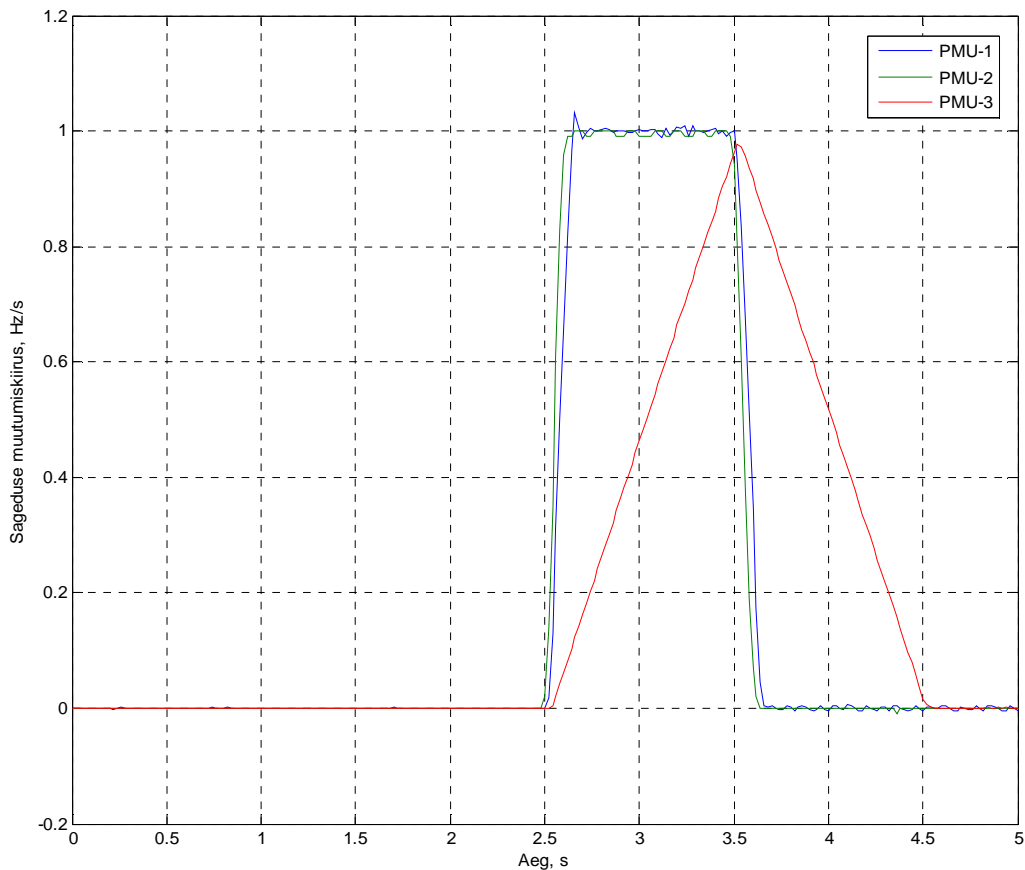


Joonis 3.21. Mõõdetud sageduse muutused sageduse tõusul.

#### Sageduse muutmise kiirus (ROCOF)

Joonisel 3.22 on esitatud sageduse tõusu katses mõõdetud sageduse muutumiskiirused, millest on näha, et sageduse muutumiskiirust mõõtsid *PMU*-d erinevalt. Esitatud tulemustest võib järeldada, et kõige suurema täpsusega mõõtis sageduse muutumiskiirust *PMU-2*, mis reageeris sageduse muutumiskiiruse tõusule kõige kiiremini ning täpsemalt. *PMU-1* reageeris sageduse tõusule veidi suurema hilistumisega kui *PMU-2*, kuid siiski küllaltki täpselt. *PMU-3* mõõtis sageduse muutumiskiirust kõige suurema hilistumisega. Sageduse muutumiskiiruse langemist alates ajahetkest  $t = 3,5$  s mõõtis samuti kõige täpsemalt *PMU-2*. *PMU-1* puhul on märgata

veidi suuremat hilistust kui *PMU-2* puhul. Sageduse muutumiskiiruse langemist mõõtis kõige ebatäpsemalt *PMU-3*. Joonise 3.22 põhjal võib järeldada, et *PMU-1* ja *PMU-2* mõõtsid sageduse muutumiskiirust täpselt ning *PMU-3* tulemused olid kõige suurema veaga.



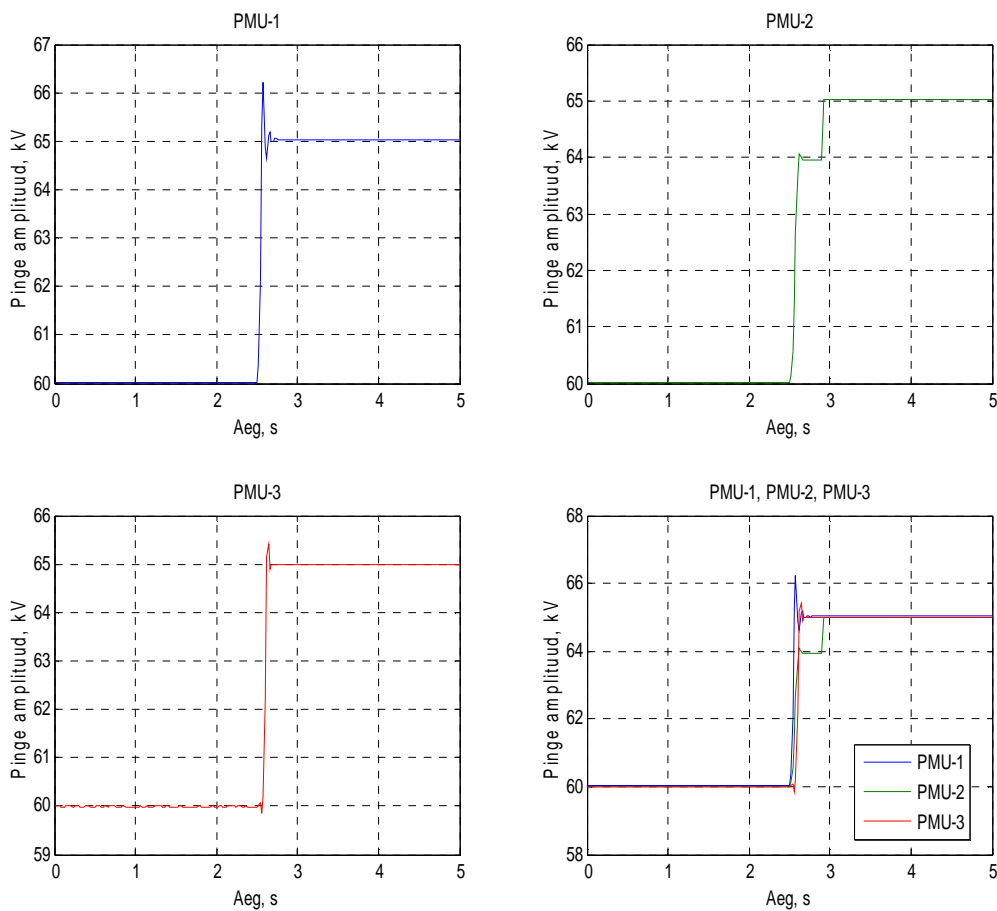
Joonis 3.22. Mõõdetud sageduse muutumise kiiruse muutused sageduse tõusul.

## Amplituudi ja faasinurga muutus

### Amplituud

Joonisel 3.21 on kujutatud amplituudi- ja faasinurga muutuse katses *PMU*-dega mõõdetud A-faasi pinge amplituudid. *PMU-1* mõõdetud amplituudis on näha kõige suuremat ülevõnget (*overshoot*) võrreldes *PMU-2* ja *PMU-3* mõõtmistulemustega. *PMU-1* mõõdetud amplituud kasvas väärtuseni 66,2 kV, mis teeb ülevõnke suuruseks 1,2 kV. Pärast lühiajalist võnkumist saavutas mõõdetud pinge amplituud lõppväärtuse ajahetkel  $t = 2,7$  s. *PMU-2* mõõdetud pinge amplituud kasvas esialgu väärtuseni 63,9 kV ning püsis 63,9 kV juures kuni ajahetkeni  $t = 2,9$

s. Seejärel kasvas mõõdetud pingeline amplituud lõppväärtuseni 65 kV. *PMU-2* mõõtmistes amplituudi ülevõnget ei toimunud. *PMU-3* mõõdetud pingeline amplituud vähenes esialgu veidi ning kasvas seejärel väärtuseni 65,4 kV. Sarnaselt *PMU-1* mõõtmistulemustega on *PMU-3* tulemustes näha amplituudi ülevõnget, mille suurus *PMU-3* korral on 0,4 kV. *PMU-3* mõõdetud pingeline amplituud saavutab püsiva lõppväärtuse ajahetkel  $t = 2,7$  s. Joonise 3. põhjal võib järeldada, et suurim ülevõngete esines *PMU-1* tulemustes ning kõige suurem hilistumine *PMU-2* tulemustes. Kõige täpsemaks võib pidada *PMU-3* mõõtmistulemusi.

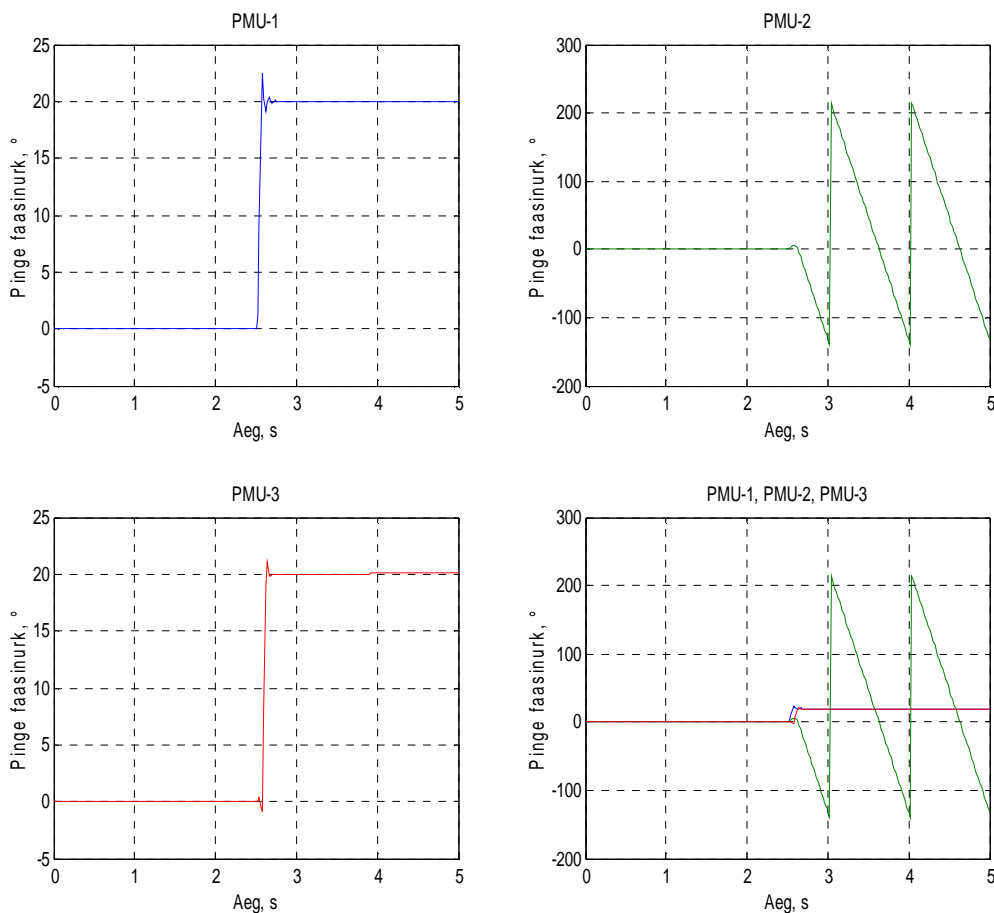


Joonis 3.23. Mõõdetud pingeline amplituudväärtuste muutused amplituudi muutumisel.

### Faasinurgad

*PMU*-dega mõõdetud faasinurkade muutus on esitatud joonisel 3.24. *PMU-1* mõõtis pingeline faasinurka väikse hilistumisega ning samuti on *PMU-1* tulemustes näha väikest ülevõnget. *PMU-1* mõõdetud siirdeprotsess on lühike (0,1...0,2 s) ning faasinurk saavutab kiiresti uue väärtuse. *PMU-2* mõõdetud pingeline faasinurk hakkas pärast faasinurga hüppelist tõusu suurtes piirides

muutuma. Mõõdetud faasinurga kõikumine kestab kuni katse lõpuni ning püsivat lõppväärtust *PMU-2* mõõdetud faasinurk ei saavuta. Faasinurga hüppeline muutumine on sarnane sageduse tõusu mõõtmisel esinenud kõikumisega, mis on esitatud joonisel 3.20. *PMU-3* mõõtis faasinurka sarnaselt *PMU-1* seadmega ning suure täpsusega. *PMU-3* tulemustes on näha veidi suuremat hilistumist ning väiksemat ülevõnget kui *PMU-1* tulemustes. Ülejäänud osas on *PMU-1* ja *PMU-3* mõõtmistulemused sarnased. Joonise 3.24 põhjal võib järeldada, et *PMU-1* ja *PMU-3* mõõtsid faasinurga muutust suure täpsusega ning *PMU-2* mõõtmistulemused olid suure veaga.

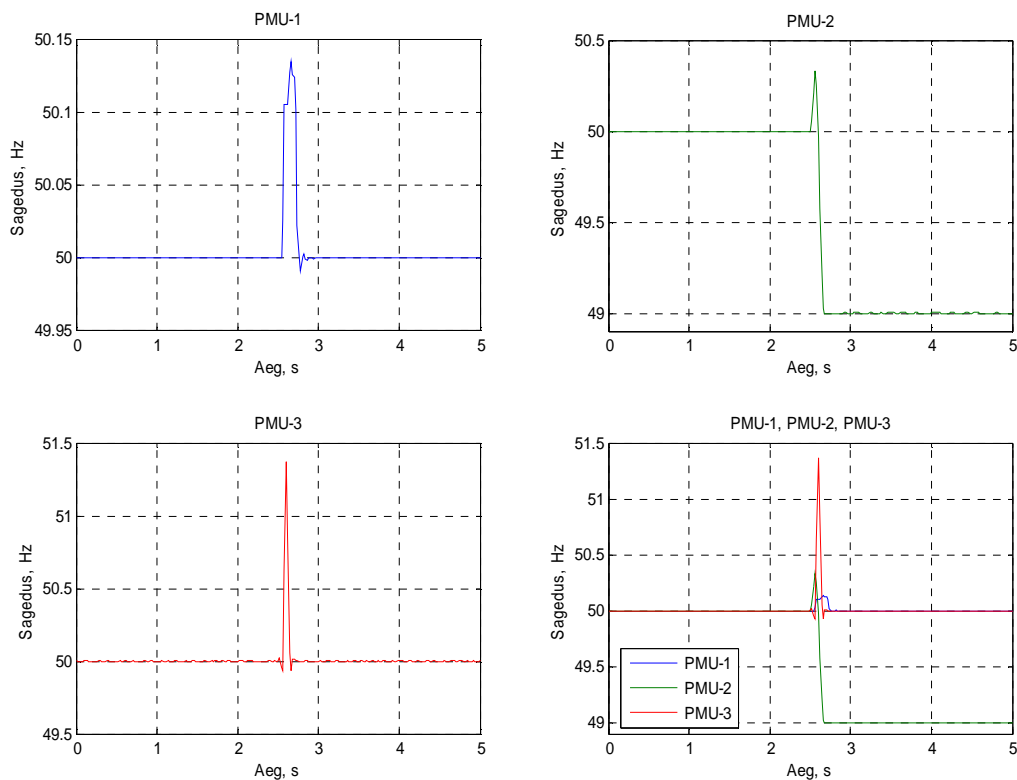


Joonis 3.24. Mõõdetud pingefaasinurkade muutused faasinurga muutumisel.

### Sagedus

Joonisel 3.25 esitatud mõõtmistulemustest on näha, et amplituudi ja faasinurga muutuse vältel mõõtsid kõik *PMU*-d sagedust üsna erinevalt. *PMU-1* mõõdetud sagedus kasvas hüppe vältel väärtuseni 50,13 Hz ning langes pärast amplituudi ja faasinurga muutust tagasi nimiväärtusele 50 Hz. *PMU-1* mõõdetud sagedus saavutas nimiväärtuse ligikaudu ajahetkel  $t = 2,8$  s ehk 0,3 s

pärast amplituudi ja faasinurga muutust. *PMU-2* mõõdetud sagedus erines tegelikust sagedusest kõige enam. Alates ajahetkest  $t = 2,5$  s kasvas sagedus 0,3 Hz võrra ning langes seejärel väärtusele 49 Hz ning püsis 49 Hz juures katse lõpuni. *PMU-2* mõõtmistulemustest saab järeldada, et amplituudi ja faasinurga muutuse korral *PMU-2* sagedust täpselt mõõta ei suutnud ning mõõteviga oli suur (1 Hz). *PMU-3* mõõdetud sagedus tegi katse jooksul läbi suurima muutuse. Amplituudi ja faasinurga muutuse vältel kasvas *PMU-3* mõõdetud sagedus väärtuseni 51,4 Hz ehk 1,4 Hz üle nimisageduse. Hoolimata suurimast muutusest taastus *PMU-3* mõõdetud sagedus kõige kiiremini ning ajahetkel  $t = 2,7$  s mõõtis *PMU-3* sageduseks taas 50 Hz. Joonise 3.25 põhjal võib järeldada, et amplituudi ja faasinurga muutuse katses mõõtis sagedust kõige täpselt *PMU-1*. *PMU-3* tulemused olid veidi suurema veaga kui *PMU-1* tulemused ning *PMU-2* tulemused olid kõige suurema veaga.

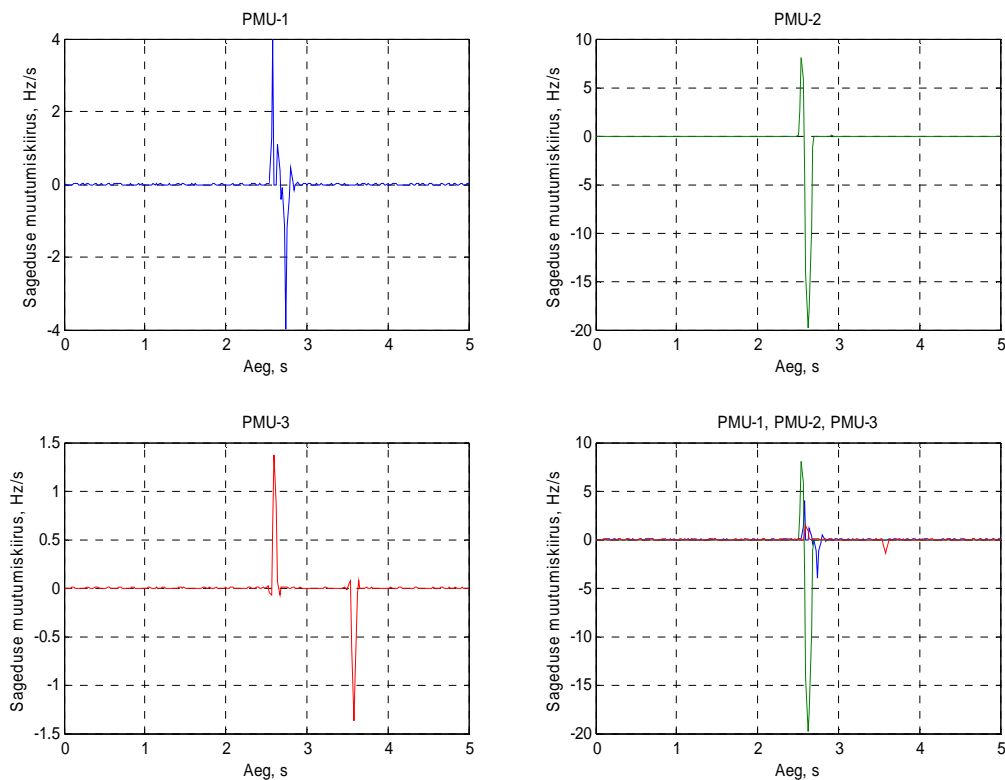


Joonis 3.25. Mõõdetud sageduse muutused amplituudi ja faasinurga muutumisel.

### Sageduse muutmise kiirus (ROCOF)

Joonisel 3.26 on kujutatud amplituudi ja faasinurga muutuse vältel mõõdetud sageduse muutmiskiirused. Sageduse muutmiskiirus on tihedalt seotud sagedusega. Ajahetkel kui sagedus saavutab püsiva väärtuse muutub sageduse muutmiskiirus nulliks. Seetõttu on ka joonis 3.25

ja joonis 3.26 omavahel tihedalt seotud. *PMU-1* mõõtmistulemustest on näha, et alates ajahetkest  $t = 2,5$  s kasvas sageduse muutumiskiirus väärtuseni 4 Hz/s ning see järel kahanes väärtuseni -4 Hz/s. Võrreldes teiste *PMU*-de tulemustega oli see keskmine tulemus. *PMU-2* mõõdetud sageduse muutumiskiirus muutub kõige suuremates piirides. Alates ajahetkest  $t = 2,5$  s kasvab sageduse muutumiskiirus väärtuseni 8 Hz/s ning langeb seejärel väärtuseni -20 Hz/s. *PMU-3* mõõdetud sageduse muutumiskiirus kasvab hüppeliselt ajavahemikus  $t = 2,6 \dots 2,7$  s ning langeb hüppeliselt ajavahemikus  $t = 3,5 \dots 3,6$  s. *PMU-2* mõõdetud sageduse muutumiskiirus oli võrreldes *PMU-1* ja *PMU-2* mõõtmistulemustega kogu katse vältel kõige väiksem. Joonise 3.26 põhjal võib öelda, et kõige vähem mõjutas amplituudi ja faasinurga muutus *PMU-3* mõõtmistulemusi. Muutuse mõju *PMU-1* tulemustele oli suurem kui *PMU-3* tulemustele ning kõige enam mõjutas muutus *PMU-2* sageduse muutumiskiiruse mõõtmistulemusi.



Joonis 3.26. Mõõdetud sageduse muutumise kiiruse muutused amplituudi ja faasinurga muutumisel.

### 3.5.3 Mõõtetulemuste analüüs

Erinevate tootjate *PMU*-de võrdlemiseks ja nende mõõtetäpsuse hindamiseks analüüsiti *PMU*-de mõõtetulemusi standardi *IEEE C37.118.1-2011* [5] põhjal. *IEEE C37.118.1-2011* on faasimõõtmiste standard, mis selgitab mõõtmistulemuste analüüsi ning annab mitmed suurused

mõõtetäpsuse analüüsimiseks. Standardis selgitatakse, kuidas analüüsida *PMU*-de mõõtetäpsust püsiseisundis ja erinevates dünaamilistes protsessides. Standard *IEEE C37.118.1-2011* annab *PMU*-de mõõtetäpsuse hindamiseks kolm olulist suurust:

- vektori koguviga (*total vector error – TVE*)
- sageduse viga (*frequency measurement error – FE*)
- sageduse muutumiskiiruse viga (*rate of change of frequency measurement error – RFE*)

### ***TVE***

*TVE* ehk vektori koguviga on suurus, mis arvestab nii amplituudi kui ka faasinurga viga. *TVE* on mõõdetud vektori ja tegeliku vektori erinevus, mis üldjuhul avaldatakse protsentides. *TVE* leidmiseks protsentides kasutatakse järgnevat avaldist [5]:

$$TVE = \sqrt{\frac{(X_r(n) - X_r)^2 + (X_i(n) - X_i)^2}{X_r^2 + X_i^2}} \cdot 100\%$$

kus

$X_r(n)$  – mõõdetud vektori reaalosa

$X_i(n)$  – mõõdetud vektori imaginaarosa

$X_r$  – tegeliku vektori reaalosa

$X_i$  – tegeliku vektori imaginaarosa

*TVE*, kui suuruse väärtus, annab infot, et *PMU* amplituudi ja ajasünkroniseerimise viga on mingisuguses konkreetnes vahemikus. Standardis määratletud *TVE* väärtus on 1%, mis vastab faasinurga veale 0,573 kraadi või aja sünkroniseerimise ebatäpsusele 31,8 us 50 Hz korral. Samaselt määratleb standard ära ka sageduse mõõtmise vea (*FE*) ja sageduse muutumise kiiruse mõõtmise vea (*RFE*).

### ***FE***

*FE* ehk sageduse viga on tegeliku ja mõõdetud sageduse vahe absoluutväärtus. *FE* leitakse järgneva avaldisega [5]:

$$FE = |f_{tegelik} - f_{mõõdetud}| = |\Delta f_{tegelik} - \Delta f_{mõõdetud}|$$

kus

$f_{tegelik}$  – tegelik sagedus



$f_{m\ddot{o}detud}$  – m\ddot{o}detud sagedus

$\Delta f_{tegelik}$  – tegelik sageduse muutus

$\Delta f_{m\ddot{o}detud}$  – m\ddot{o}detud sageduse muutus

### **RFE**

*RFE* ehk sageduse muutumiskiiruse viga on tegeliku ja m\ddot{o}detud sageduse muutumiskiiruse vahe absoluutv\ddot{a}rtus. *RFE* leidmiseks kasutatakse j\ddot{a}rgmist avaldist [5]:

$$RFE = |(df/dt)_{tegelik} - (df/dt)_{m\ddot{o}detud}|$$

kus

$(df/dt)_{tegelik}$  - tegelik sageduse muutumiskiirus

$(df/dt)_{m\ddot{o}detud}$  – m\ddot{o}detud sageduse muutumiskiirus

Standard *IEEE C37.118.1-2011* m\ddot{a}ratab *FE* maksimaalseks lubatud vahemikuks +/- 0,005 Hz ning *RFE* maksimaalseks lubatud vahemikuks +/- 0,01 Hz/sec.

T\ddot{a}iendavalt on standardis *IEEE C37.118.1-2011* \ddot{a}ra defineeritud t\ddot{a}psemad n\ddot{o}uded *PMU*-dele l\ddot{a}htuvalt sellest, kas tegemist on m\ddot{o}tdefunktsiooni (*M* klass) v\ddot{o}i kaitsefunktsiooni (*P* klass) omava seadmega. *P* (*protection*) klassi seadmed on m\ddot{o}eldud kaitsefunktsioonide t\ddot{a}itmiseks ning seega peavad *P* klassi seadmed olema kiire reageerimisv\ddot{o}imega. M\ddot{o}\ddot{o}tmist\ddot{a}psus on *P* klassi seadmete puhul teisej\ddot{a}rguline. Seet\ddot{o}ttu ei vaja *P* klassi seadmed ka v\ddot{a}ga t\ddot{a}pset signaalide filtreerimist. *M* (*measurement*) klassi seadmete olulisim funktsioon on t\ddot{a}psete m\ddot{o}\ddot{o}tmiste tegemine ning *M* klassi puhul on kaitsefunktsioon teisej\ddot{a}rguline. K\ddot{o}rge m\ddot{o}\ddot{o}tmist\ddot{a}psuse saavutamiseks on vaja signaalide p\ddot{o}hjalikku ja t\ddot{a}pset filtreerimist.

K\ddot{a}esolevas uurimust\ddot{o}s tehtud m\ddot{o}\ddot{o}tmiste eesm\ddot{a}rgiks oli erinevate *PMU*-de v\ddot{o}rdlemine m\ddot{o}\ddot{o}tmist\ddot{a}psuse alusel ning *PMU*-de kaitsefunktsioone p\ddot{o}hjalikumalt ei vaadeldud. Seet\ddot{o}ttu on lihtsuse huvides eeldatud, et k\ddot{o}ik m\ddot{o}\ddot{o}tmistel kasutatud *PMU*-d kuuluvad *M* klassi.

Sarnaselt eelnevalt k\ddot{a}esolevas peat\ddot{u}kis esitatud joonistega on m\ddot{o}\ddot{o}tetulemuste anal\ddot{u}simisel aluseks v\ddot{o}etud A-faasi pinge amplituudid ja faasinurgad, sagedus ning sageduse muutumise kiirus. M\ddot{o}detud voolude amplituude ja faasinurkasid ning B-faasi ja C-faasi pingete amplituude ja faasinurkasid standardi alusel ei anal\ddot{u}situd.

### Püsitalitlus siinuspinge korral

*PMU*-de püsiseisundi mõõtmistulemuste analüüsimiseks võrreldi arvatud *TVE*, *FE* ja *RFE* väärtusi standardis *IEEE C37.118.1-2011* etteantud väärtustega. *TVE* arvutati A-faasi pinge amplituudide ja faasinurkade mõõtmistulemustest, *FE* sageduse mõõtmistulemustest ning *RFE* sageduse muutumiskiiruse mõõtmistulemustest. Standardis *IEEE C37.118.1-2011* etteantud väärtused ning mõõtmistulemuste põhjal arvatud *TVE*, *FE* ja *RFE* väärtused on esitatud tabelis 3.7.

Tabel 3.7. *TVE*, *FE* ja *RFE* väärtused püsitalitluses siinuspinge korral.

	$TVE_{max}, \%$	$FE_{max}, \text{Hz}$	$RFE_{max}, \text{Hz/s}$
Standard	1,0000	0,0050	0,0100
<i>PMU-1</i>	0,1232	0,0001	0,0020
<i>PMU-2</i>	0,1565	0,0000	0,0000
<i>PMU-3</i>	0,1045	0,0002	0,0002

Tabeli 3.7 põhjal saab järeldada, et kõigi kolme mõõdetud *PMU* mõõtetulemuste põhjal arvatud *TVE*, *FE* ja *RFE* väärtused on oluliselt väiksemad kui standardi *IEEE C37.118.1-2011* kohaselt lubatud väärtused. Tabeli 3.7 põhjal võib kõige täpsemaks pidada *PMU-2* seadet. Samuti võib tulemuste põhjal väita, et püsiseisundi mõõtmisel vastasid kõigi kolme *PMU* mõõtetäpsused standardile *IEEE C37.118.1-2011*.

### Püsitalitlus moonutatud pingega korral

Moonutatud pingega püsitalitluse mõõtetulemusi analüüsiti sarnaselt siinuspingega püsitalitlusega samuti *TVE*, *FE* ja *RFE* alusel. Moonutatud pingega püsitalitluse mõõtmisel on lubatud suuremad *FE* ja *RFE* väärtused kui siinuspingega püsitalitluse mõõtmisel. *TVE* lubatud väärtus on endiselt üks protsent. Kõrgemat järku harmoonikute tõttu on summaarne pinge amplituud väiksem kui põhiharmoniku amplituud. Mõõdetud amplituudi võrdlemine põhiharmoniku amplituudiga põhjustaks suurt viga ega vastaks tegelikule olukorrale. Seetõttu on mõõtmiste käigus saadud pinge amplituude võrreldud joonisel 3.10 esitatud reaalse pingekuju amplituudiga (55,7 kV). Standardis *IEEE C37.118.1-2011* määratletud ning mõõtmistulemuste alusel arvatud *TVE*, *FE* ja *RFE* väärtused on esitatud tabelis 3.8.

Tabel 3.8. *TVE, FE ja RFE väärtused püsitalitluses moonutatud pinge korral.*

	$TVE_{max}, \%$	$FE_{max}, \text{Hz}$	$RFE_{max}, \text{Hz/s}$
Standard	1,0000	0,0250	6,0000
<i>PMU-1</i>	0,8670	0,0018	0,0043
<i>PMU-2</i>	0,8859	0,0000	0,0200
<i>PMU-3</i>	0,9170	0,0003	0,0004

Tabelis 3.8 esitatud *TVE, FE* ja *RFE* väärtuste põhjal saab järeldada, et moonutatud pingega püsitalitlust mõõdavad kõik *PMU*-d küllaltki täpselt. Kõik *PMU*-de mõõtetulemuste põhjal arvatud *TVE, FE* ja *RFE* väärtused on väiksemad standardis *IEEE C37.118.1-2011* lubatud väärtustest. Kõrgemat järku harmoonikute olemasolu mõjutas kõige enam amplituudi mõõtmistulemusi ning seetõttu on tabelis 3.8 esitatud *TVE* tulemused oluliselt suuremad tabelis 3.7 esitatud *TVE* tulemustest. Samuti on tabelis 3.8 esitatud *FE* ja *RFE* väärtused mõnevõrra suuremad tabelis 3.8 esitatud *FE* ja *RFE* väärtustest. Seega võib järeldada, et kõrgemat järku harmoonikute olemasolu suurendab *PMU*-de mõõtevigaga.

### Sageduse tõus

Sageduse tõusu mõõtetulemuste analüüsimiseks ning *PMU*-de mõõtetäpsuse hindamiseks kasutati samuti mõõtetulemuste põhjal arvatud *TVE, FE* ja *RFE* väärtusi. Võrreldes püsitalitlusega rakendatakse sageduse muutuse analüüsimisel mõningaid lisatingimusi. Nimelt *TVE, FE* ja *RFE* leidmisel arvestatakse teatud üleminekuajaga, mille jooksul saadud mõõtetulemusi arvesse ei võeta. Üleminekuajaga kasutatakse sageduse tõusu alguses ning sageduse tõusu lõpus. Üleminekuajaga leitakse järgneva avaldisega [5]:

$$t_{\ddot{u}} = \frac{2}{F_S}$$

kus

$F_S$  – edastussagedus (sõnumit sekundis)

Mõõtmistel kasutati edastussagedust 50 sõnumit sekundis. Seega üleminekuaja saab vastavalt eelnevalt toodud avaldisele leida kui

$$t_{\ddot{u}} = \frac{2}{F_S} = \frac{2}{50} = 0,04 \text{ s} = 40 \text{ ms}$$

Seega on *TVE, FE* ja *RFE* arvutamisel kõrvale jäetud mõõtetulemused, mis on mõõdetud 40 ms enne ja pärast sageduse tõusu algust ning 40 ms enne ja pärast sageduse tõusu lõppu. Ülejäänud

osas on *TVE*, *FE* ja *RFE* väärtused leitud vastavalt eelnevalt defineeritud avaldistele. Standardis *IEEE C37.118.1-2011* määratletud ning mõõtmistulemuste põhjal arvutatud *TVE*, *FE* ja *RFE* väärtused on esitatud tabelis 3.9.

Tabel 3.9. *TVE*, *FE* ja *RFE* väärtused sageduse tõusu korral.

	$TVE_{max}, \%$	$FE_{max}, \text{Hz}$	$RFE_{max}, \text{Hz/s}$
Standard	1,0000	0,0050	0,1000
<i>PMU-1</i>	199,9356	0,0718	0,9828
<i>PMU-2</i>	199,9455	0,0430	0,9800
<i>PMU-3</i>	199,9885	0,0386	0,9787

Tabelis 3.9 esitatud tulemustest on näha, et mitte ühegi *PMU* mõõtetulemuste põhjal arvutatud *TVE*, *FE* ja *RFE* väärtused ei vasta standardile. Eriti paistab silma väga suur *TVE* väärtus, mille üheks põhjuseks oli faasinurkade muutumine suurtes piirides, mida on näha joonisel 3.20. Tabelis 3.9 esitatud *FE* ja *RFE* väärtused on samuti kordades suuremad kui standardis määratletud väärtused ning seega mõõtsid *PMU*-d ka sagedust ja selle muutumiskiirust suure veaga. Tabeli 3.9 põhjal saab järeldada, et sageduse tõus mõjutab kõikide *PMU*-de mõõtmistäpsust suurel määral ning sageduse tõusu katses ei vastanud ühegi *PMU* mõõtmistäpsus standardile *IEEE C37.118.1-2011*.

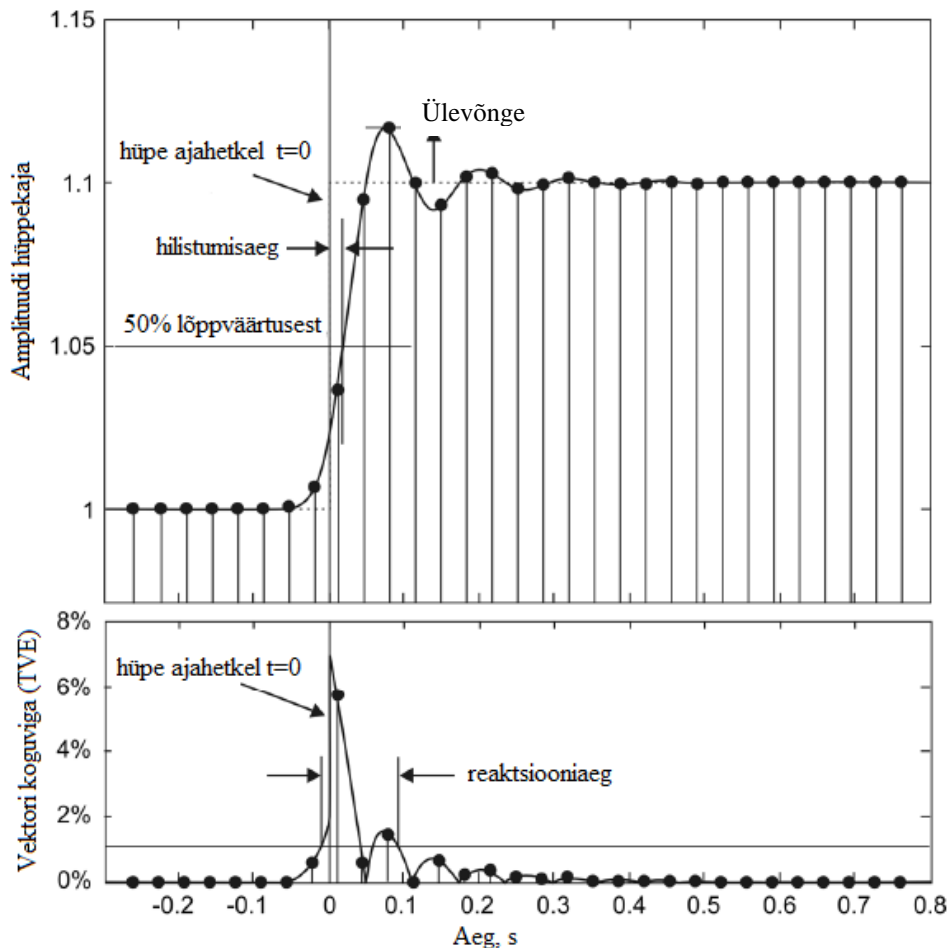
### Amplituudi ja faasinurga muutus

Amplituudi ja faasinurga muutuse katse mõõtetulemuste analüüs on eelnevalt kirjeldatud meetoditest erinev. Muutuse mõõtetulemuste analüüs põhineb peamiselt siirdeprotsessides arvutatud ja joonistelt leitud suurustel. Mõõtetäpsuse hindamisel kasutatakse kolme olulist suurust, mida on täpsemalt kirjeldatud joonisel 3.27. Määratletud kolm suurust on:

- ülevõnge (*overshoot*) – siirdeprotsessi käigus nimiväärtusest suuremaks kasvava amplituudi ja nimiväärtuse vahe;
- hilistusaeg (*delay time*) – aeg, mille jooksul siirdeprotsess saavutab 50% lõppväärtusest;
- reaktsiooniaeg (*response time*) – aeg, mille jooksul siirdeprotsess on väljaspool lubatud vea piiri.

Eelnimetatud suuruste leidmiseks on vaja teada ka standardis *IEEE C37.118.1-2011* määratletud *TVE*, *FE* ja *RFE* väärtusi. Seega on *TVE*, *FE* ja *RFE* suurustel oluline roll ka amplituudi ja

faasinurga muutuste tulemuste analüüsimisel. Ainult *TVE*, *FE* ja *RFE* väärtuste arvutamine siirdeprotsesside käigus annaks tulemuseks suured väärtused, mille analüüsimisel mõtet ei ole. Seetõttu kasutatakse siirdeprotsesside korral mõisteid ülevõnget, hilistusaega ja reaktsiooniaega. Need suurused võimaldavad siirdeprotsesse efektiivsemalt analüüsida.



Joonis 3.27. Siirdeprotsessi ülevõnge, hilistusaeg ja reaktsiooniaeg.

Joonisel 3.27 kujutatud vektori koguvea graafikult on näha, et reaktsiooniaja leidmiseks on vaja teada standardis *IEEE C37.118.1-2011* etteantud *TVE* väärtust. Standard *IEEE C37.118.1-2011* defineerib reaktsiooniaja kui ajaperioodi, mille jooksul *TVE* väärtus on suurem kui üks protsent. Seega on amplituudi ja faasinurga reaktsiooniaeg võrdne ajaperioodiga, mis algab hetkel, kui *TVE* väljub ühe protsendi piirest, ning lõpeb hetkel, kui *TVE* väärtus on taas üks protsent. Amplituudi ja faasinurga reaktsiooniaja leidmisel kasutatakse standardis *IEEE C37.118.1-2011* etteantud *TVE* väärtust.

Amplituudi ja faasinurga hilistusaeg on ajaperiood, mille jooksul siirdeprotsess saavutab 50 protsenti lõppväärtusest. Amplituudi ja faasinurga hilistusajad leitakse vastavalt amplituudi ja

faasinurga joonistelt. Ülevõnge on lõppväärtusest suuremaks kasvava siirdeprotsessi maksimaalväärtuse ning lõppväärtuse vahe. Juhul kui siirdeprotsessi maksimaalväärtus ei kasva suuremaks kui lõppväärtus, ei teki siirdeprotsessi käigus ka ülevõnget. Sarnaselt hilistusajaga leitakse ülevõnge amplituudi ja faasinurkade joonistelt.

Sageduse ja sageduse muutumiskiiruse reaktsioonaja leidmiseks peab teadma vastavalt etteantud *FE* ja *RFE* väärtusi. Sageduse reaktsiooniaeg on ajaperiood, mille jooksul sageduse viga (*FE*) on suurem standardis *IEEE C37.118.1-2011* etteantud *FE* väärtusest. Sageduse muutumiskiiruse reaktsiooniaeg on ajaperiood, mille jooksul sageduse muutumiskiiruse viga (*RFE*) on suurem standardis *IEEE C37.118.1-2011* etteantud väärtusest. Siirdeprotsesside analüüsimiseks annab standard *IEEE C37.118.1-2011* samad *TVE*, *FE* ja *RFE* väärtused nagu püsiseisundi mõõtmistulemuste analüüsimiseks.

Standardis *IEEE C37.118.1-2011* etteantud ning mõõtmistulemuste alusel leitud ülevõnge, hilistusaja ja reaktsioonaja väärtused on esitatud tabelis 3.10.

Tabel 3.10. Ülevõnge, hilistusaja ja reaktsioonaja väärtused amplituudi ja faasinurga muutuse katsel.

	Standard	<i>PMU-1</i>	<i>PMU-2</i>	<i>PMU-3</i>
Amplituudi maksimaalne ülevõnge, kV	0,500	1,216	0,002	0,040
Faasinurga maksimaalne ülevõnge, °	2,000	2,570	6,159	1,097
Amplituudi ja faasinurga reaktsiooniaeg, s	0,199	0,128	0,407	0,152
Amplituudi ja faasinurga hilistumisaeg, s	0,005	0,043	0,077	0,102
Sageduse reaktsiooniaeg, s	0,130	0,167	∞	0,200
Sageduse muutumiskiiruse reaktsiooniaeg, s	0,134	0,308	0,197	0,199

Tabelis 3.10 esitatud tulemustest on näha, et amplituudi ja faasinurga muutuse mõõtmisel olid *PMU*-de mõõtmistäpsused üsna erinevad. Kõige täpsemad olid *PMU-3* mõõtmistulemused. *PMU-3* suutis täita kõige enam standardis [5] etteantud kriteeriume. *PMU-3* amplituudi üle-

võnge, faasinurga ülevõnge ning amplituudi ja faasinurga reaktsiooni aeg olid standardis etteantud väärtustest väiksemad. Seega suutis *PMU-3* täita kolme kriteeriumit ning oli seetõttu amplituudi ja faasinurga muutuse katses kõige suurema mõõtetäpsusega. Ka ülejäänud *PMU-3* tulemuste põhjal leitud suurused olid küllaltki täpsed. Suurimat viga on märgata amplituudi ja faasinurga hilistumisaja väärtuses, mis on suurem nii standardis [5] etteantud väärtusest kui ka *PMU-1* ja *PMU-2* tulemuste põhjal leitud väärtusest.

*PMU-1* ja *PMU-2* suutsid kumbki täita ühe määratletud kriteeriumidest. *PMU-1* amplituudi ja faasinurga reaktsiooniaeg oli väiksem standardis [5] etteantud väärtusest ning *PMU-2* amplituudi maksimaalne ülevõnge oli väiksem lubatud väärtusest. Kõik ülejäänud suurused olid *PMU-1* ja *PMU-2* puhul väljaspool standardis määratletud piire. Eraldi võib siinkohal välja tuua *PMU-2* sageduse reaktsiooniaja, mis oli lõpmatu, sest *PMU-2* mõõdetud sagedus langes katse vältel 49 Hz peale ning jäi 49 Hz peale püsima katse lõpuni.

### **3.6 Kokkuvõte**

Käesolevas peatükis on kokkuvõtlikult antud ülevaade *PMU* seadmete põhiomadustest ning nende võimalustest elektrisüsteemi jälgimisel ja juhtimisel. Antud on ülevaade maailmas kõige rohkem levinud *PMU* seadmetest ning lisaks vaadeldakse ka Venemaal toodetud faasimõõteseadmeid. Viimaste kohta puudub senimaani rahvusvahelises kirjanduses ülevaateid, mistõttu on käesolevas aruandes toodud ülevaade esmakordne ning võimaldab hinnata nende seadmete omadusi ning kasutatavust võrreldes teiste läänes toodetud *PMU*-dega.

Hindamaks erinevate *PMU* seadmete sobilikkust ning tehnilist võimekust tuleb vaadelda nende mõõtetulemusi staatiliste ja dünaamiliste protsesside ajal. Teadupärast on ajalooliselt pööratud faasimõõteseadmete juures tähelepanu nende tehnilistele omadustele püsitalitluse korral. Viimastel aastatel on siiski hakatud tähelepanu pöörama sellele missugune on *PMU* väljund dünaamiliste protsesside mõõtmisel. Eelnevalt tulenevalt sai käesoleva uurimustöö raames teostada erinevate tootjate *PMU*-de katsetamist ning võrdlemist. Vaatluse all olid Arbiteri, NI ja SEL-i *PMU*-d. Katsetusi teostati Rootsis Stockholmi *KTH* elektrisüsteemide laboris kasutades selleks *Freja 300* releede katseseadet ning *SEL* andmekontsentraatorit.

*PMU*-de omaduste hindamiseks teostati katsetusi erinevates tingimustes vastavalt *IEEE* standarditele [3; 5]. Mõõtmiste teostamiseks simuleeriti püsitalitlust, moonutatud pingega püsitalitlust, sageduse tõusu ning amplituudi ja faasinurga muutust. Katsete käigus saadud tulemused on käesolevas aruandes esitatud graafiliselt. Tulemustest oli näha, et püsitalitluses oli kõikide *PMU*-de mõõtmistäpsus suur ning erinevate *PMU*-de mõõtmistulemused sarnased. Moonutatud

pingega püsitalitluse mõõtmisel *PMU*-de mõõtetäpsus küll vähenes, kuid siiski olid mõõtmised üsna täpsed. Dünaamiliste protsesside mõõtmisel kahanes *PMU*-de mõõtetäpsus oluliselt ning *PMU*-de mõõtetulemused erinesid suurel määral. Sageduse tõusu vältel esinesid suurimad erinevused amplituudi ja sageduse muutumiskiiruse mõõtetulemustes. Amplituudi ja faasinurga muutuse katses oli märgata erinevusi kõikide *PMU*-de mõõtmistulemustes. Seega võib tulemuste põhjal järeldada, et püsiseisundit mõõtsid kõik *PMU*-d sarnaselt ning siirdeprotsesside mõõtmisel esines suuri erinevusi. Uurimustöö oluliseks osaks oli ka *PMU*-de mõõtetäpsusele hinnangu andmises. *PMU*-de mõõtetulemused olid mõlemas püsitalitluse katses (siinuspingega ja moonutatud pingega) täpsed ega erinevad suurel määral. Kõikide *PMU*-de mõõtetulemuste põhjal leitud tehniliste näitajate (*TVE*, *TE*, *RFE*, jm) väärtused olid väiksemad standardis IEEE C37.118.1-2011 etteantud väärtustest. Vastupidiselt püsiseisundi mõõtmisele erinesid *PMU*-de mõõtetäpsused dünaamilistes protsessides suurel määral. Nii sageduse tõusu kui amplituudi ja faasinurga muutuse katses oli erinevate tootjate *PMU*-de mõõtetulemustes märgata olulisi erinevusi. Hinnates *PMU*-de mõõtetäpsuse vastavust standardile IEEE C37.118.1-2011, võis järeldada, et dünaamiliste protsesside mõõtmisel ei suutnud vaatluse all olnud faasimõõteseadmetest mitte ühegi tootja seade täita kõiki etteantud kriteeriumeid.

Käesolevas uurimustöös vaadeldi põhjalikumalt kolme erineva tootja *PMU* seadet. Kahte neist kasutab ka Elering ning hetkel on TTÜ elektroenergeetika instituudi poolt analüüsimisel ka kolmanda võimaliku *PMU* tarnija seade. Kokkuvõttes tuleb mainida, et staatiliste protsesside mõõtmiste koha pealt ei ole üldjoontes suurt erinevust missuguse tootja *PMU* seadet kasutada samas dünaamiliste protsesside poole pealt tuleb tähelepanelikult uurida erinevate tootjate seadmeid ning nende tehnilisi parameetreid. Sellest tulenevalt on soovitus määratleda põhjalikumalt *PMU*-dele kehtestatud nõuded ning pöörata tähelepanu *PMU*-de kasutusvaldkonnale elektrisüsteemi talitluse juhtimise valdkonnas. Oluline on faasimõõteseadmete käitumine siirdeprotsesside ajal ning samuti nende võime võimalikult täpselt edasi anda mõõdetavaid talitlusparameetrite väärtusi.

Uurimustöö järgnevas etapis pööratakse täpsemalt tähelepanu *PMU* dünaamilistele karakteristikutele ning nende rakendatavusele elektrisüsteemi juhtimise valdkonnas. Oluliseks väljundiks on ka alalisvooluühenduste ja elektrijaamade generaatorite iseloomulike füüsiliste protsesside uurimine.



### 3.7 Kirjandus

- [1] Meldorf, M., Tikk., T., Kilter, J. Elektrivõrgu operatiivjuhtimissüsteem, TTÜ kirjastus, Tallinn, 2010, 352 lk.
- [2] Larsson, M., Rehtanz, C., Bertsch, J. Real-Time Voltage Stability Assessment of Transmission Corridors, ABB, [Võrgumaterjal].  
[http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot221.nsf/VerityDisplay/4A74026F6A42F2D9C1256CF7003C6443/\\$File/larrehber02.pdf](http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot221.nsf/VerityDisplay/4A74026F6A42F2D9C1256CF7003C6443/$File/larrehber02.pdf). [Kasutatud 18.05.2013].
- [3] IEEE Std C37.242-2013 - IEEE Guide for Synchronization, Calibration, Testing, and Installation of Phasor Measurement Units (PMU) for Power System Protection and Control, IEEE Standards, 2013.
- [4] IEEE Std C37.244-2013 - IEEE Guide for Phasor Data Concentrator Requirements for Power System Protection, Control, and Monitoring, IEEE Standards, 2013.
- [5] IEEE Std C37.118.1-2011 - IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems, IEEE Standards, 2011.
- [6] IEEE Std C37.118.2-2011 - IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems, IEEE Standards, 2011.
- [7] Qiang, L., Zhang, D., JingTao, W., YunPeng, G. Application of Phasor Measurement Unit Data in Power Control Centre, The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, Peking, 2011.
- [8] Mğaya, E. V., Svec, J., Diallo, O., Kasembe, E., Sykora, A., Muller, Z., Popelka, A., Tlusty, J. The monitoring of power system events on transmission and distribution level by the use of phasor measurement units (PMU), 20th International Conference on Electricity Distribution, Praha, 2009.
- [9] Hashiguchi, T., Ukai, H., Mitani, Y., Watanabe, M., Saeki, O., Hojo, P. Power System Dynamic Performance Measured by Phasor Measurement Unit, IEEE Lausanne PowerTech, Lausanne, 2007.
- [10] Rauhala, T., Saarinen, K., Latvala, M., Laasonen, M., Uusitalo, M. Applications of phasor measurement units and wide-area measurement system in Finland, IEEE Trondheim PowerTech, Trondheim, 2011.

- [11] Phadke, A. G., Hlibka, T., Ibrahim, M. Fundamental basis for distance relaying with symmetrical components, IEEE Transactions on PAS, kd. 96, nr 2, pp. 635-646, 1977.
- [12] Phadke, A. G., Thorp, J. S., Adamiak, M. G. A new measurement technique for tracking voltage phasors, local system frequency, and rate of change of frequency, IEEE Transactions on PAS, kd. 102, nr 5, pp. 1025-1038, 1983.
- [13] Phadke, A. G., Thorp, J. S. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications, New York: Springer, 2008.
- [14] Phadke, A. G. Synchronized phasor measurements-a historical overview, Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Yokohama, 2002.
- [15] Huang, Z., Hauer, J. F., Martin, K. E. Evaluation of PMU Dynamic Performance in Both Lab Environments and under Field Operating Conditions, Power Engineering Society General Meeting, Tampa, 2007.
- [16] Fourier Transform, [Võrgumaterjal], [Kasutatud 15.05.2013].  
<http://www.elin.ttu.ee/~parveto/EthnLing/TechVoca/F/Fourier.htm>.
- [17] Discrete Fourier Transform, [Võrgumaterjal]. [Kasutatud 05.05.2013].  
[http://www.princeton.edu/~achaney/tmve/wiki100k/docs/Discrete\\_Fourier\\_transform.html](http://www.princeton.edu/~achaney/tmve/wiki100k/docs/Discrete_Fourier_transform.html).
- [18] RES 670 Product Guide, ABB, [Võrgumaterjal]. [Kasutatud 15.03.2013].  
[http://www05.abb.com/global/scot/scot387.nsf/veritydisplay/89ae9f8bcf759623c1257b0c004a07a8/\\$file/1MRK511266-BEN\\_A\\_en\\_Product\\_Guide\\_\\_RES670\\_1.2\\_pre-configured.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot387.nsf/veritydisplay/89ae9f8bcf759623c1257b0c004a07a8/$file/1MRK511266-BEN_A_en_Product_Guide__RES670_1.2_pre-configured.pdf).
- [19] Power Sentinel 1133A, Arbiter, 2013. [Võrgumaterjal], [Kasutatud 16.04.2013].  
<http://www.arbiter.com/catalog/product/model-1133a-power-sentinel.php>
- [20] CompactRIO, National Instruments, 2013. [Võrgumaterjal], [Kasutatud 15.04.2013].  
<http://www.ni.com/compactrio/>
- [21] SEL-421, Schweitzer Engineering Laboratories, 2013. [Võrgumaterjal].  
<https://www.selinc.com/SEL-421/>. [Kasutatud 16.04.2013].
- [22] Schweitzer Engineering Laboratories, SEL-487E, [Võrgumaterjal].  
<https://www.selinc.com/SEL-487E/>. [Kasutatud 18.03.2013].

- [23] Smart Transmission Systems SmartTS Lab, KTH. [Võrgumaterjal]. <http://www.kth.se/en/ees/omskolan/organisation/avdelningar/eps/research/smart-transmission-systems-smartts-lab-1.369280>. [Kasutatud 13.05.2013].
- [24] Leelaruji, R., Vanfretti, L., Almas, M. S. Voltage Stability Monitoring using Sensitivities Computed from Synchronized Phasor Measurement Data, Power and Energy Society General Meeting, San Diego, 2012.
- [25] Leelaruji, R., Vanfretti, L., Ghandhari, M., Söder, L. Coordination of Protection and VSC-HVDC Systems for Mitigating Cascading Failures, International Conference on Power System Technology, Hangzhou, 2010.
- [26] Megger Group, Freja 300 Relay Test System, 2013. [Võrgumaterjal]. <http://www.programmabob.nl/Test-Equip/Brochure/Relays/M-FREJA300.pdf>. [Kasutatud 10.04.2013].
- [27] Schweitzer Engineering Laboratories, SEL-5073, 2013. [Võrgumaterjal]. <https://www.selinc.com/SEL-5073/>. [Kasutatud 29.04.2013].
- [28] Martin, K. Synchrophasors for WAMS, Pac World, pp. 19-27, Sügis 2007.
- [29] Lin, Z., Liu, Y., Jia, Y., Zhang, Y., Xiao, T., Liu, Y., Wen, F. Dynamic Performance Test of Single-Phase Phasor Measurements Units, IEEE Conference Publications, Detroit, 2011.
- [30] ProSoft Systems, Решения по сисемам мониторинга переходных режимов. Каталог продукции, 2013, стр. 4.  
[http://www.prosoftsystems.ru/files/FTP/Reklama/Catalog/syst\\_monitor\\_solutions.pdf](http://www.prosoftsystems.ru/files/FTP/Reklama/Catalog/syst_monitor_solutions.pdf)
- [31] The ProSoft Systems company, Solutions for Power Systems. Production catalogue 2013, 58 pp.
- [32] RTSoft, Каталог продукции для автоматизации в электроэнергетике, 2011, стр. 41.  
[http://www.rtsoft.ru/upload/pdfcat/KATALOG\\_Energetika\\_2011.pdf](http://www.rtsoft.ru/upload/pdfcat/KATALOG_Energetika_2011.pdf)
- [33] Инженерный центр Энергосервис, Каталог Продукции, 2013, стр. 51.
- [34] Мокеев А. В., Бовыкин, В. Н., Миклашевич А. В., Ульянов Д. Н. Устройства синхронизации векторных измерений с поддержкой стандартов IEEE C37.118 и IEC 61850. Conference proceedings of „Trends in development of Power System protection and automation”, CIGRE, Yekaterinburg, 3-7 June 2013, pp. 1-8.

- [35] Парма, Регистратор электрических процессов цифровой «ПАРМА РП4.11», Руководство по эксплуатации РА1.004.011РЭ, 2013, стр. 74.
- [36] Попов С. Г., Балабин М. А., Наровлянский В. Г., Ваганов А. Б., Перегудов С. А., Кириллов А. С., Кузьмин А. А. Развитие устройств синхронизированный векторных измерений. Журнал Энергоэксперт № 5, 2011.  
[http://www.ec-continuum.ru/articles/article\\_1.shtml](http://www.ec-continuum.ru/articles/article_1.shtml)
- [37] Megger, „Freja 300 – Relay Test System,“ available online: <http://tinyurl.com/Freja300>.

## 4 Laiseiresüsteemi rakendused

### 4.1 Üldist

Laimõõtmiste kasutamine elektrisüsteemi talitluse jälgimiseks (võimsusvood liinides, pinged võrgu sõlmedes, jm) ja juhtimisotsuste (võimsusvoogude juhtimine, pinge reguleerimine, jm.) tegemiseks on tänapäeval üks tähtsamaid laiseiresüsteemi rakendusvaldkondi. Lisaks on laimõõtesüsteemi vahendusel saadavate andmete alusel võimalik teostada mõne elektrisüsteemi elemendi (generaator, SVC, HVDC, jm) automaatset juhtimist eesmärgiga summutada elektrisüsteemis madalsageduslikke võnkumisi, juhtida võimsusvoogusid või suurendada stabiilsuse varu.

Selles peatükis käsitletakse kahte võimalikku laimõõtmiste rakendust. Esmalt vaadeldakse ja analüüsitakse elektriliinide temperatuuri määramise meetodikaid ning põhimõtteid. Täiendavalt on näidatud meetodika, kuidas on laimõõtmiste baasil võimalik määratleda ülekandeliini temperatuuri ning seeläbi lubatavat liini läbilaskevõimet. Teiseks temaatikaks on ülekandeliinide kadude määratlemine. Vaatluse all on tavapärased tehnilised kaod ning eraldi on tähelepanu pööratud koroonakadudele. Nende kahe temaatika käsitlemisel on jõutud olukorda, millest lähtub vajadus arendada neid täiendavalt edasi ning uurimustöö järgmistes etappides on planeeritud meetodikate reaalne rakendamine Eesti elektrisüsteemis. Oluliseks küsimuseks on siinkohal ka välisõhu parameetrite ja laimõõtesüsteemi vahendusel saadavate andmete koondamine ühtsesse süsteemi.

Laimõõtmiste baasil erinevate rakenduste loomisel on oluline kasutatava laimõõtesüsteemi tarkvara avatus ja sobilikkus erinevate lahenduste kasutuselevõtuks. Hetkel on arusaam, et Elering AS-is poolt kasutatav Elpros *WAProtector* tarkvara on rakenduste haldamiseks igati sobilik võimaldades kasutajatel ise koostada soovitud rakendusi.

Käesolevas aruandes on leidnud käsitlemist kaks võimalikku laimõõtmistel põhinevat rakendust. Uurimustöö autorid on koostöös Elering AS-i spetsialistidega mõelnud ka võimalike teiste rakenduste väljatöötamisele. Täpsemalt on jutuks olnud võimalikud süsteemi talitlust iseloomustavate parameetrite analüüs ning lubatud piirväärtuste ületamisel automaatse teavitussüsteemi väljatöötamine, mille eesmärgiks oleks dispetšerite teavitamine ning seeläbi tähelepanu juhtimine võimalikele süsteemi kitsaskohtadele. Teisteks temaatikateks, mida uurimustöö järgnevatel etappidel vaadeldakse on laikaitse kontseptsiooni ja võimalike rakenduste väljatöota-

mine ja analüüs ning samuti adaptiivsete juhtimisalgoritmide uurimine ja võimalikud rakendused Eesti elektrisüsteemi kontekstis. Olulisteks uurimisvaldkondadeks on veel Baltikumi ühtse laiseiresüsteemi kontseptsiooni väljatöötamine ja ellu viimine, ühiste, tervet Baltikumi elektrisüsteemi hõlmavate rakenduste kasutuselevõtt, madalsageduslike võnkumiste ja pingestabiilsuse moodulite analüüs ning arendamine ja Eesti elektrisüsteemi dünaamikamudeli verifitseerimise põhimõtete väljatöötamine ning laimõõtmiste kasutatavus selles protsessis.

## 4.2 Elektriliinide temperatuuri määratlemine

Elektriliini juhi temperatuur sõltub materjalist, juhtme diameetrist, selle pinna seisundist, ümbritseva keskkonna tingimustest ning juhti läbivast voolust. Faasimõõteseadmete rakendamiseks on oluline, et liini talitlusparameetrite mõõtmine toimuks liini mõlemas otsas. Kirjandusallikate põhjal on levinud suhteliselt lihtsustatud avaldis, mille abil õhuliini temperatuuri avaldatakse [1]:

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{T_1 - T_0}{T_2 - T_0}$$

Avaldises on otsitavaks suuruseks liini keskmine temperatuur  $T_1$ .  $R_1$  on liini takistuse arvutatud väärtus. Suurused  $R_2$  ja  $T_2$  on etteantud suurused ning sõltuvad liini tüübist ja konstruktsioonist ning on leitavad käsiraamatutest. Näiteks liini takistus  $R_2$ , mis vastab liini temperatuurile  $T_2$ . Suurus  $T_0$  on liini juhtide materjali tegur, mis alumiiniumi korral on  $T_0 = 228$  °C. Avaldatav temperatuur  $T_1$  on kogu vaadeldava elektriliini keskmine temperatuur kahe mõõtepunkti vahel. See temperatuuri väärtus hõlmab liinile mõjuvaid tegelikke väliskeskkonna tingimusi, sh tuule kiirus, päikese radiatsioon, ja liini läbivat voolu. Saadav informatsioon annab palju rohkem infot kui lihtsalt voolu suurusel põhinev liini koormamise piir, kuid sellisel viisil ei ole võimalik määratleda liinil temperatuuri poolest kriitilisi punkte, mistõttu ei suuda see lähenemisviis asendada lokaalseid temperatuuri mõõtmisi.

Tänapäeval on maailmas kasutusel ja väljatöötatud mitmeid erinevaid elektrijuhtmete temperatuuri mõõtmise meetodeid. Enim tuntud ja levinumad nendest on:

- Akustiliste pinnalainete (*Surface Acoustic Wave – SAW*) meetod;
- Mehaanilise tõmbe meetod;
- Kiudoptikal põhinevad meetodid;
- Infrapunakiirguse meetod;
- Mõõtmistel põhinev meetod.

Käesolevas uurimustöös oleme lühidalt vaadelnud nelja esimest meetodit ja pikemalt on leidnud käsitlemist viimane reaalsetel mõõtmistel põhinev elektriliini temperatuuri määratlemise täpsustatud meetod. Viimase puhul vaatleme põhjalikult erinevate väliskeskkonna komponentide mõju liini temperatuuri määratlemisele. Lisaks on näitena vaadeldud ühe reaalse Eesti elektrisüsteemi 330 kV õhuliini (L511) temperatuuri määratlemist.

Erinevate meetodite sobilikkust elektrivõrgu ülekandeliinide temperatuuri määratlemiseks on analüüsitud artiklis [4]. Näitena on vaadeldud Šveitsi elektrivõrgu ühe liini (läbib kolme kliimavöödet) temperatuuri kasutades otsest liini termiliste parameetrite mõõtmist, mehaanilise tõmbe meetodit, akustiliste pinnalainete meetodit ja laimõõtesüsteemil põhinevat lahendust. Kokkuvõttes jõuti järeldusele, et kuigi erinevad lahendused annavad mõnevõrra erinevaid tulemusi, siis elektrivõrgu juhtimise kriteeriumitest lähtudes on erinevate meetoditega saadud tulemused piisavalt täpsed.

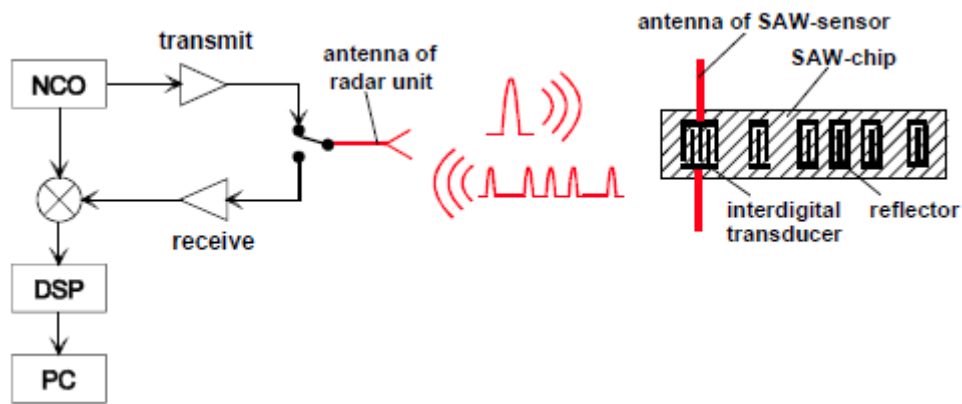
#### **4.2.1 Akustiliste pinnalainete meetod**

*SAW* elemendid on maailmas tuntud temperatuuri, rõhu ja pöördemomendi anduritena. Meetodi printsibiiks on elemendi venimise ning pinna lainete levimise kiiruse muutumise efekt mehaaniliste jõudude või temperatuuri muutumise tõttu. Tänapäeval kasutatavad *SAW* andurid on kaugjuhitavad, mis tähendab, et infovahetus anduri ja juhtimisploki vahel toimub kõrgsageduse vahendusel [2; 3; 4]. See tähendab, et selle meetodi juures puudub vajadus kõrgepingeisolatsiooni järele.

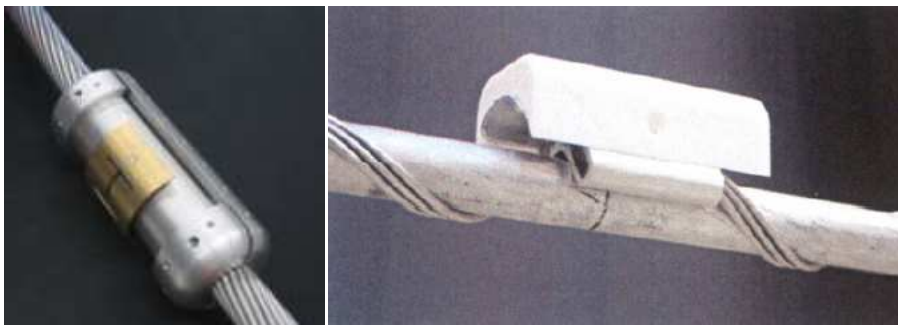
Meetodi tööpõhimõte on kujutatud joonisel 4.1. Temperatuuri mõõtmiseks kinnitatakse *SAW* andur, mis oma omadustelt on samasuguse termilise iseloomuga kui elektrijuht, mõõdetava juhi peale. Kõrgsageduse signaal (2,45 GHz) edastatakse juhtploki poolt *SAW* andurile, mis muundab signaali akustiliseks laineaks. Tekkiv laine hakkab piesoelektrilises kirstallis levima ning peegeldub tagasi kristalli integreeritud reflektoritelt, millede asend sõltub kristalli termilisest venimisest. Lisaks sõltub lainete levimise kiirus materjali temperatuurist. Peegeldunud signaalid muundatakse elektromagnetilisteks impulssideks ning saadetakse tagasi juhtploki. Toimub signaalide analüüs ning liini temperatuuri määratlemine ning edastamine juhtarvutisse (*PC*). Sel meetodil teostatava temperatuuri mõõtmise täpsus on  $\pm 0,5$  °C temperatuurivahemikus -20 °C kuni +150°C.

Kahe erineva *SAW* anduri pildid on esitatud joonisel 4.2. Terviklik süsteemi üldskeem koos komponentidega, mis mastile paigaldatakse on kujutatud joonisel 4.3. Antennid, millede ees-

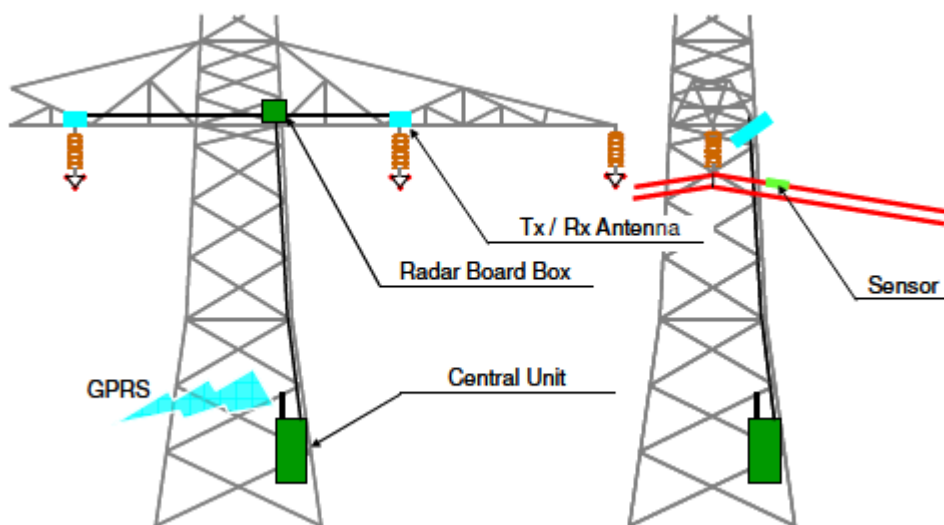
märk on edastada ning vastu võtta signaale paigaldatakse juhtmetest kõrgemale. Paigutuse juures arvestatakse optimaalset nurka andurite suhtes. Süsteem koosneb veel kontrolleri ja GPRS modemist ning üldjuhul kasutatakse toiteallikana päikesepaneele ja patareisid.



Joonis 4.1. SAW anduritel põhinev liini temperatuuri määratlemise meetod [2; 3].



Joonis 4.2. SAW andurid [3].



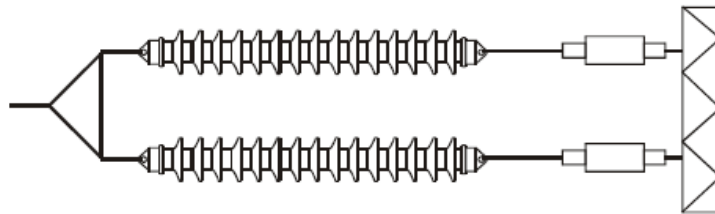
Joonis 4.3. SAW anduritel põhineva süsteemi üldskeem [2].



Sellise süsteemi põhiliste omadustena võib välja tuua, et radari ja anduri vaheline kaugus võib ulatuda kuni 15 meetrini ning et elektriliini magnetväli ei avalda mõju anduri omadustele. Antud meetodi puuduseks on anduri enda kesta mõju elektrijuhi temperatuurile, mille vähendamiseks tuleks kasutada paremaid materjale või vastavaid korrigeerivaid arvutusalgortimides.

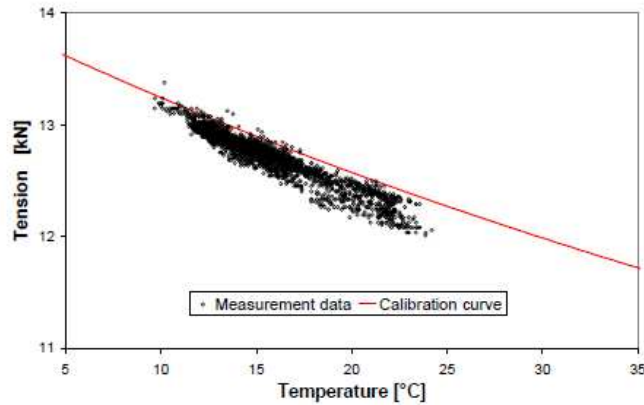
#### 4.2.2 Mehaanilise tõmbe meetod

Meetodi põhimõtteks on mehaanilise tõmbe mõõtmine masti ja isolaatorite vahel. Elektriliini temperatuuri saamiseks teisendatakse mõõdetud tõmbejõud vastavate põhimõtete kohaselt temperatuuriks. Meetodi tulemusel saadakse elektrijuhi temperatuur ühe visangu kohta [4; 5; 6]. Andurite paigaldamist mastile illustreerib joonis 4.4.



Joonis 4.4. Mehaanilise tõmbe määramiseks vajalike andurite paiknemine mastil [5].

Lisaks mehaanilisele tõmbele arvestatakse meetodis ka päikese radiatsiooni ja õhutemperatuuri iga paigutuse kohta. Väliskeskkonna parameetrite määramiseks kasutatakse vastavat andurit (spetsiaalne alumiiniumist varras), mis paigaldatakse liini juhtmetega samale kõrgusele. Anduri eesmärgiks on välisõhu temperatuuri ja päikese radiatsiooni teisendamine temperatuuriks. Määramiseks temperatuuri vajaliku täpsusega, peab iga liini visang olema eraldi kalibreeritud. Kalibreerimise teostamiseks lülitatakse liin välja ning mõõdetakse juhtme temperatuuri kahe etteantud väliskeskkonna temperatuuri juures. Tulemused peavad olema samad andurite poolt mõõdetud tulemustega. Määratletud temperatuuri väärtused vastavad kindlale juhtme mehaanilise tõmbe väärtusele. Temperatuuri ja mehaanilise tõmbe omavahelist sõltuvust on kujutatud joonisel 4.5.



Joonis 4.5. Ülekandeliini juhtme temperatuuri ja tõmbe vaheline sõltuvus [4; 5].

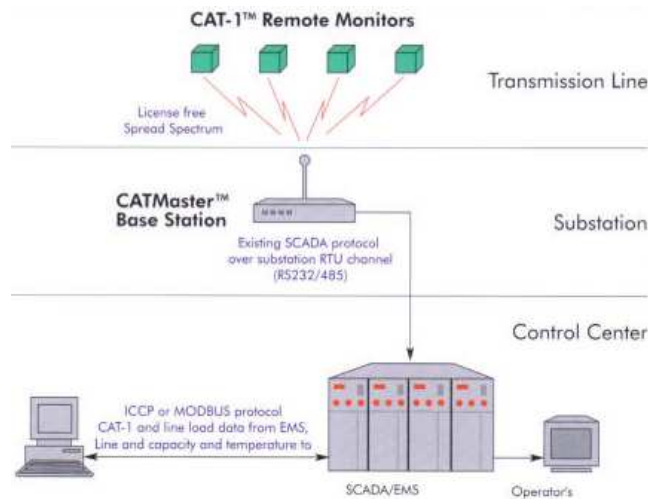
Üheks tuntumaks mehaanilisel tõmbel põhinevaks ülekandeliinide seire süsteemiks on *CAT-1* (joonis 4.6) [6]. Selle süsteemi põhimõtteskeem on esitatud joonisel 4.7. Süsteemi põhi-koostisosad on järgmised:

- *CAT-1* põhiseade;
- Tõmbe andurid;
- Väliskeskkonna andurid (*net radiation sensor - NRS*);
- Tugijaama seade *CATMaster*;
- Tarkvara *IntelliCAT*.

Süsteem koosneb *CAT-1* põhiseadmest ja erinevatest anduritest. Elektriliinide anduritelt saadud andmed edastatakse alajaamades paigaldatud *CATMaster* seadmetele ning sealt edastatakse andmed edasi juhtimiskeskusesse. *IntelliCAT* tarkvara abil arvutatakse püsi- ja siirdetalitluse parameetrid ning edastatakse häiresignaale. Edasiste tegevuste üle otsustab elektrivõrgu dispetšer.



Joonis 4.6. Mehaanilisel tõmbel põhinev ülekandeliinide seiresüsteem *CAT-1* (vasakul *CAT-1* põhiseade, paremal mehaanilise tõmbe andurid) [6].



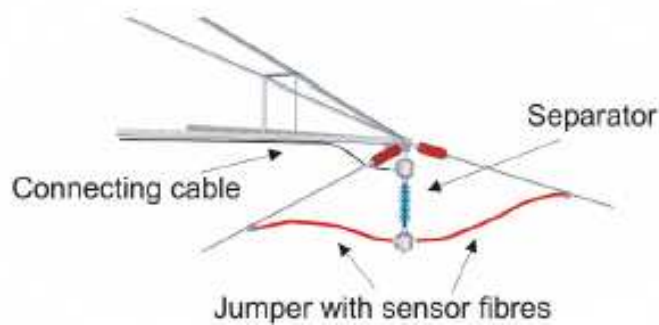
Joonis 4.7. Mehaanilise tõmbe määramise süsteemi põhimõtteskeem [6].

### 4.2.3 Kiudoptikal põhinevad meetodid

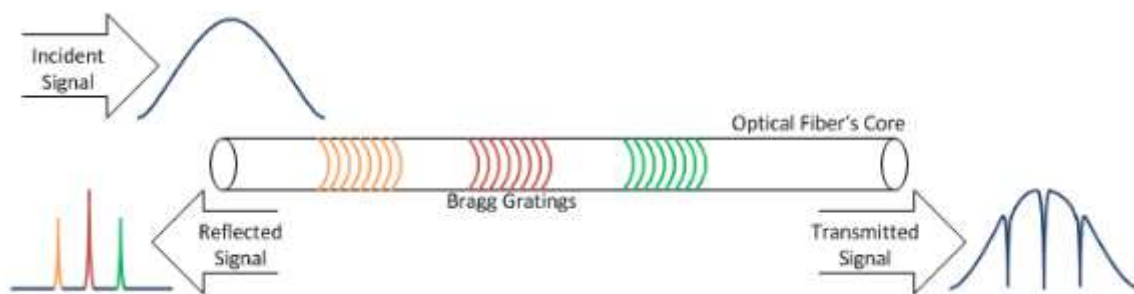
Meetodite põhimõtteks on optiliste kiudude kasutamine liini temperatuuri mõõtmiseks [7; 8]. Selle tarvis integreeritakse optilised kiud juhtmetesse ning kasutatakse vastavaid meetodeid liini temperatuuri määramiseks. Maailmas enam levinumateks rakendavateks meetoditeks on *Ramani* efektile põhinev meetod ja *FBG* meetod (*Fibre Bragg Grating – FBG*).

*Ramani* efektile põhineva meetodi korral mõõdetakse juhi temperatuuri otseselt. Määramiseks temperatuuri saadetakse juhti integreeritud optilisesse kiudu impulsid, mis peegeldudes annavad informatsiooni liini temperatuuri kohta. Olulisteks teguriteks on siin valguse hajumine, peegeldumine, sagedus, jm. Selle meetodiga on võimalik määratleda temperatuuri kogu optilise kaabli pikkuse ulatuses. Meetodi eeliseks on suur täpsus ning mõõtmiskaugused võivad ulatuda kuni 30 km ja enam. Puuduseks on optilise kiu integreerimise maksumus.

*FBG* meetodi korral ei kasutata optilise kiu integreerimist kogu vaadeldava liini juhti, vaid liini temperatuuri määratletakse arvestades temperatuuri korrelatsiooni juhi ja ühenduskaabli vahel (joonis 4.8). Optilise kiu sees on kasutusel spetsiaalne kate (optiline filter), mille tulemusena läbivad kiudu ainult teatud lainepikkusega kiired. Selline filtreerimine annab võimaluse määratleda liini temperatuuri. *FBG* meetodi põhimõtteskeem on esitatud joonisel 4.9.



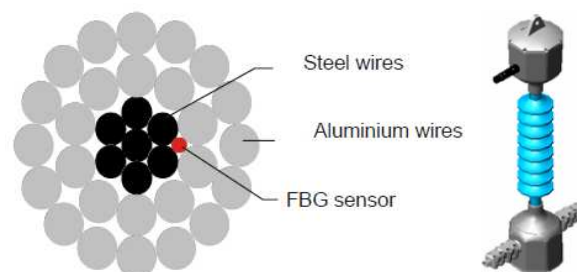
Joonis 4.8. Kiudoptilise ühenduskaabli paigutamise põhimõtteskeem [7].



Joonis 4.9. FBG meetodi põhimõtteskeem. Peegeldunud on ainult kolm lainepikkust [8].

FBG meetodil põhinev lahendus koosneb järgnevatest komponentidest:

- Ühenduskaabel koos anduriga (kaabli pikkus on 1,5 kuni 3 meetrit ja materjal on üldjuhul sama, mis vaadeldaval liinil, joonis 4.10);
- Eraldaja (*separator*) (seade jagab ühenduskaabli kaheks osaks ning võimaldab sellest välja viia kiudoptilise kaabli, joonis 4.8 ja 4.10);
- Ilmajaam (määratlemaks väliskeskkonna andmeid – õhu temperatuur, õhu niiskus ja tuule kiirus);
- Andmete töötlemise ja juhtimise moodul.

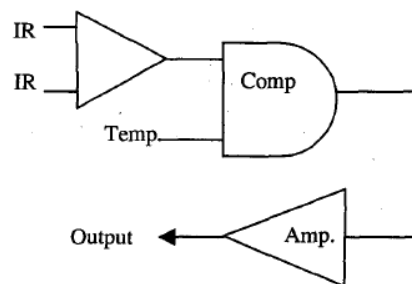


Joonis 4.10. FBG meetodi korral kasutatava ühenduskaabli ristlõige [7].

#### 4.2.4 Infrapunakiirguse meetod

Infrapunakiirguse meetod põhineb põhimõttel, et kõik objektid kiirgavad elektromagnetilist radiatsiooni [9; 10]. Radiatsiooni kiirguse spekter sõltub temperatuurist ja kiirgustegurist, mida on võimalik arvutada Plancki radiatsiooni seaduse (*Planck's law*) järgi. Elektri juhi infrapuna-kiirgus määrab tema temperatuuri.

Infrapunakiirgusel põhineva mõõtesüsteemi põhimõtteskeem on kujutatud joonisel 4.11. Süsteemis kasutatakse kahte infrapunaandurit. Nendest saadud signaalid saadetakse komparaatorisse kuhu täiendavalt saadetakse ka tavapärasest temperatuuriandurist saadav info. Viimase eesmärgiks on väliste tegurite mõju vähendamine (teistest allikatest tuleva radiatsiooni elimineerimine). Kahe infrapunaanduri kasutamine elimineerib mõõtmise kaugusest tuleneva tundlikkuse probleemi.



Joonis 4.11. Infrapunakiirgusel põhineva mõõtesüsteemi põhimõtteskeem [9].

Meetodi eeliseks on lahenduse väike maksumus, piisav täpsus (2...4%) ning kõrgepingeisolatsiooni puudumine. Samuti ei ole lahenduse paigaldamise ja hoolduse käigus tarvidust vaadeldavat elektriliini välja lülitada. Lahenduse suurimaks puuduseks on läätsede saastumine, millega kaasneb kiirte varjumine. Samuti on probleemiks vihm ja sademed.

#### 4.2.5 Ülekandeliini ja väliskeskkonna parameetrite mõõtmistel põhinev meetod

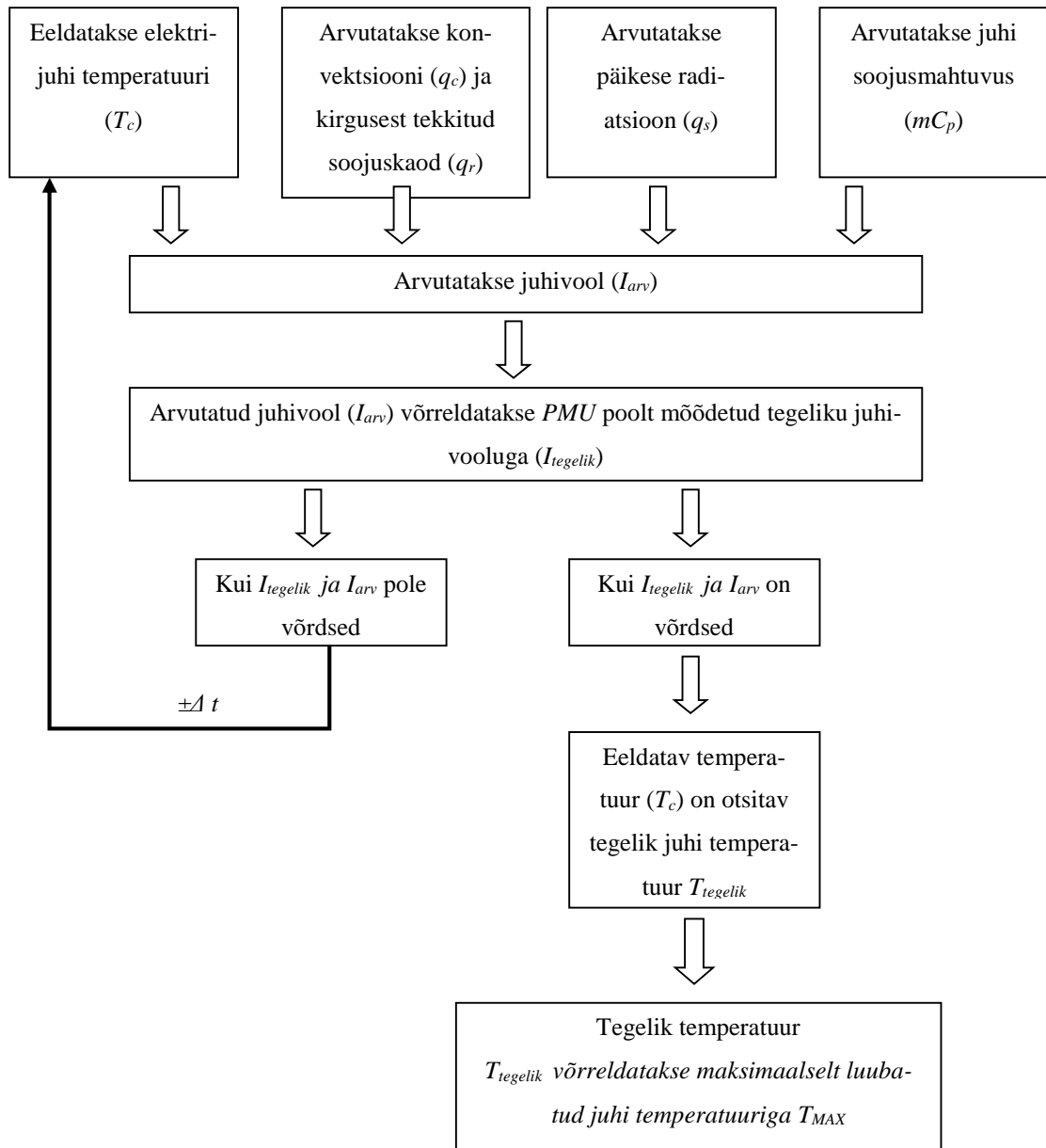
Käesolevas alajaotises vaadeldakse faasimõõteseadmete vahendusel saadavate mõõtmiste kasutamist elektriliini temperatuuri määratlemiseks. Jaotises 4.2 on esitatud lihtsustatud läheneemisviis [1; 11], kuid siinkohal on vaadeldud asja põhjalikumalt ning analüüsitakse erinevate parameetrite mõju lõpptulemusele. Lisaks on teostatud ka näidisarvutused Eesti elektrisüsteemi ühe 330 kV õhuliini (L511) tarvis.

Järgnevalt on rakendatud elektriliini temperatuuri määratlemiseks meetodit, mille matemaatiline mudel põhineb *House ja Tuttle* [12] iteratiivse meetodil ning seisneb voolu arvutamises, mis vastab juhi etteantud temperatuurile. *House ja Tuttle* meetodis arvestatakse kõiki olulisi tegureid, mis mõjutavad elektri juhi temperatuuri. Meetodi kohaselt arvutatakse juhti läbiv vool

vastavalt etteantud tingimustele, milledeks on väliskeskkonna temperatuur, tuule kiirus, juhi pinna eripärasused, kõrgus merepinnast ja päikese radiatsioon. Meetod väldib lihtsustusi, mistõttu on see aeglasem kui teised kasutusel olevad mitte iteratiivsed meetodid. Samuti on meetodis kasutatavad arvutusvõrrandid lihtsamad võrreldes teiste meetoditega.

Meetodi rakendamisel eeldatakse esmalt elektriliini juhi temperatuuri. Eeldatud temperatuuri alusel arvutatakse vool liinijuhis. Saadud voolu võrreldakse vooluga, mis on mõõdetud faasimõõteseadmetega liini otstel (ehk tegeliku vooluga liinis). Saadud tulemuse põhjal etteantud elektriliini temperatuuri kas suurendatakse või vähendatakse iteratiivselt, vastavalt liites või lahutades  $\Delta t$ . Järgnevas etapis on voolu uuesti arvutamine. Iteratsioonide kaudu määratakse liini temperatuur, mille juures iteratiivselt arvutatud ja mõõdetud faasimõõteseadmetega mõõdetud voolud on võrdsed. Selliselt leitud tingimustel on leitud temperatuur otsitav elektriliini tegelik temperatuur. Kirjeldatud meetodi ülevaatlik plokk skeem on esitatud joonisel 4.12. Seega üldistatult:

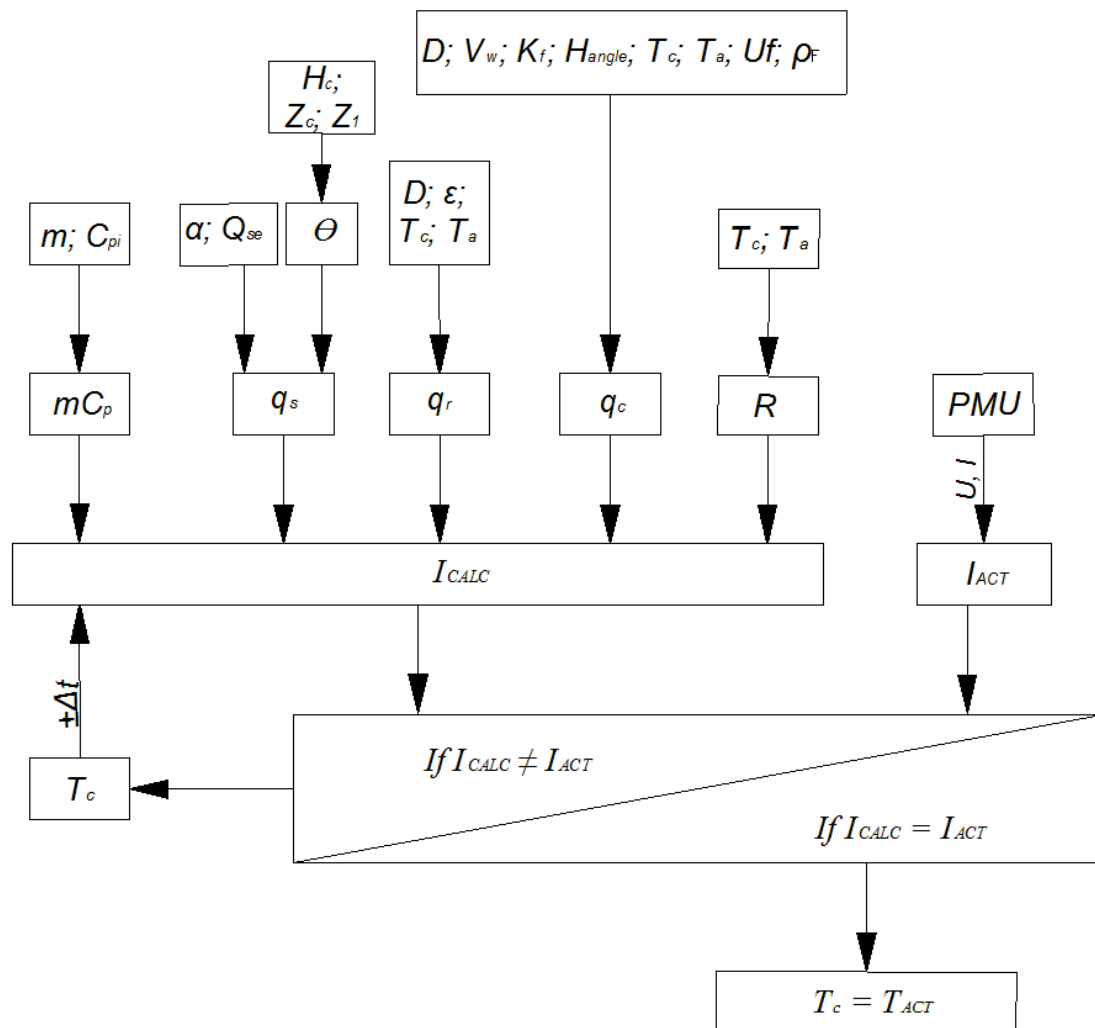
- Eeldatakse elektrijuhi temperatuuri;
- Arvutatakse vastavad soojuskaod ja päikese radiatsioon;
- Arvutatakse vool juhis, mis vastab antud temperatuurile;
- Saadud voolu võrreldakse faasimõõteseadmete poolt mõõdetud voolu väärtusega;
- Juhi temperatuuri iteratiivselt suurendatakse või vähendatakse kuni arvutatud ja faasimõõteseadme poolt mõõdetud voolud on võrdsed;
- Kui arvutatud ja faasimõõteseadme poolt mõõdetud voolud on võrdsed, siis eeldatud elektrijuhi temperatuur vastab otsitavale tegelikule juhi temperatuurile;
- Saadud tulemuste alusel hinnatakse liini läbilaskevõimet.



Joonis 4.12. Liini temperatuuri määratlemise plokk skeem.

Rakendatava meetodi põhimõtteskeem on esitatud joonisel 4.13. Vool  $I$  [A] arvutatakse eeldades elektrijuhi temperatuuri  $T_c$  [°C], juhi soojusmahtuvust  $mC_i$  [J/m-°C], päikese radiatsiooni  $q_s$  [W/m], kiirgusest tingitud soojuskadu juhtmetes  $q_r$  [W/m], konvektsiooni kadusid  $q_c$  [W/m] ja juhi takistust  $R$  [ $\Omega$ /m].

Saadud voolu võrreldatakse *PMU* poolt mõõdetud vooluga. Vajadusel teostatakse algtemperatuuri korrigeerimist vastavalt kas liites või lahutades  $\Delta t$ . Iteratsioonide tulemusena saavutatakse elektriliini temperatuur  $T_c$ , mille juures on mõõdetud ja arvutatud voolud võrdsed. Saadud temperatuur on elektriliini tegelik hetke temperatuur.



Joonis 4.13. Sünkroonmõõtmistel põhineva elektriliini temperatuuri arvutamise meetodi plokkskeem.

Elektriliini voolu arvutamiseks on tarvis määratleda elektriliini püsi- või muutuvtalitluse termiline hinnang, ehk tarvis on arvutada järgmised parameetrid:

- konvektsiooni kaod  $q_c$  [W/m];
- kiirgusest tekkinud soojuskaod juhtmetes  $q_r$  [W/m];
- päikese radiatsioon  $q_s$  [W/m];
- juhi soojusmahtuvus  $mC_i$  [J/m-°C];
- juhi takistus  $R$  [ $\Omega$ /m].

### Püsitalitluse termiline hinnang

Elektrijuhi soojuskadusid võib arvutada teades juhi temperatuuri ning ümbritseva keskkonna parameetrid. Soojuskadude hulka võib lugeda konvektsiooni, kiirgust, päikese radiatsiooni ning



läbi juhi takistuse eralduvat soojust. Vastava juhti läbiva voolu saab arvutada püsitalitluse soojuse tasakaalu võrrandist

$$q_c + q_r = q_s + I^2 R(T_c)$$

kus  $q_c$  – konvektsiooni soojuskaod [W/m],  $q_r$  – kiirguse soojuskaod [W/m],  $q_s$  – päikese radiatsioon [W/m],  $I$  – juhivool [A],  $R(T_c)$  – juhitakistus temperatuuri  $T_c$  juures [ $\Omega/m$ ],  $T_c$  – juhi temperatuur [ $^{\circ}\text{C}$ ].

### Muutuvtalitluse termiline hinnang

Ülekandeliinide temperatuur on tegelikkuses pidevalt muutuv suurus. Antud meetodi raames arvestatakse välisõhu parameetrid, kui püsivad suurusi ning voolu muutusi, kui astmelisi muutusi esialgselt voolust lõpliku vooluni. Muutuvtalitluse termilist hinnangut on võimalik avaldada järgnevalt:

$$q_c + q_r + mC_p \frac{dT_c}{dt} = q_s + I^2 R(T_c)$$

kus  $mC_p$  - juhi soojusmahtuvus [J/m- $^{\circ}\text{C}$ ].

### Konvektsiooni soojuskaod, $q_c$

Turbulentse ja laminaarse tuulevoo korral tekkivaid soojuskadusid arvutatakse kahel erinevatel viisil. Turbulentsus ilmub mingil teatud tuule kiirusel. Nõrga tuule puhul (laminaarne voog) arvutatakse konvektsiooni soojuskaod vastavalt avaldisele

$$q_{c1} = \left[ 1,01 + 0,0372 \left( \frac{D\rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0.52} \right] k_f K_{angle} (T_c - T_a)$$

ning tugeva (turbulentne voog) tuule puhul vastavalt avaldisele

$$q_{c2} = 0,0119 \left( \frac{D\rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0.6} k_f K_{angle} (T_c - T_a)$$

Tuule puudumisel arvutatakse naturaalsest konvektsioonist tingitud soojuskaod vastavalt avaldisele

$$q_{cn} = 0,0205 \rho_f^{0.5} D^{0.75} (T_c - T_a)^{1.25}$$

kus  $D$  – juhi diameeter [mm],  $\rho_f$  - õhu tihedus [ $kg/m^3$ ],  $V_w$  – õhu liikumise kiirus juhi juures,  $\mu_f$  - õhu dünaamiline viskoossus [Pa·s],  $k_f$  - õhu termiline juhtivus [ $W/(m \cdot ^\circ C)$ ],  $T_c$  – juhi temperatuur [ $^\circ C$ ],  $T_a$  – keskkonna õhu temperatuur [ $^\circ C$ ],  $K_{angle}$  - tule suuna tegur.

Turbulentse ja laminaarse tuule voo korral saadud väärtusi võrreldakse omavahel ning arvesse võetakse nendest suurim. Nii sund kui ka naturaalse konvektsiooni korral õhu tihedus  $\rho_f$ , õhu dünaamiline viskoossus  $\mu_f$  ja õhu termiline juhtivus  $k_f$  arvutatakse vastavalt järgnevatele avaldistele:

$$\rho_f = \frac{1,293 - 1,525 \cdot 10^{-4} H_e + 6,379 \cdot 10^{-9} H_e^2}{1 + 0,00367 T_{film}}$$

$$\mu_f = \frac{1,458 \cdot 10^{-6} (T_{film} + 273)^{1.5}}{T_{film} + 383,4}$$

$$k_f = 2,424 \cdot 10^{-2} + 7,477 \cdot 10^{-5} T_{film} - 4,407 \cdot 10^{-9} T_{film}^2$$

kus  $H_e$  – elektrijuhi kõrgus merepinnast [m] ja  $T_{film} = \frac{T_c + T_a}{2}$ , kus  $T_c$  - on juhi temperatuur [ $^\circ C$ ] ja  $T_a$  - väliskeskkonna õhu temperatuur [ $^\circ C$ ].

Tabelis 4.1 on toodud õhu tiheduse, viskoossuse ja termilise juhtivuse koondtabel sõltuvalt temperatuurist ja elektrijuhi kõrgusest merepinnast. Tabelis toodud andmeid saab kasutada liigikaudseteks arvutusteks ja parameetrite võrdluseks.

Tabel 4.1. Õhu tiheduse, viskoossuse ja termilise juhtivuse koondtabel [12].

Temperatuur $T_{film}$	Dünaamiline viskoossus $\mu_f$	Õhu tihedus $\rho_f$ [ $kg/m^3$ ]				Õhu termiline juhtivus $k_f$
		0 m	1000 m	2000 m	4000 m	
$^\circ C$	[Pa·s]					[ $W/(m \cdot ^\circ C)$ ]
0	0,0000172	1,293	1,147	1,014	0,785	0,0242
10	0,0000176	1,247	1,106	0,978	0,757	0,0250
20	0,0000181	1,205	1,068	0,944	0,731	0,0257
30	0,0000186	1,165	1,033	0,913	0,707	0,0265
40	0,0000191	1,127	1,000	0,884	0,685	0,0272
50	0,000195	1,093	0,969	0,856	0,663	0,0280
60	0,0000200	1,060	0,940	0,831	0,643	0,0287
70	0,0000204	1,029	0,912	0,806	0,625	0,0295

80	0,0000209	1,000	0,887	0,783	0,607	0,0302
90	0,0000213	0,972	0,862	0,762	0,590	0,0309
100	0,0000217	0,946	0,839	0,741	0,574	0,0317

Tuule suuna tegurit arvutatakse avaldisega

$$K_{angle} = 1,194 - \cos(\varphi) + 0,194\cos(2\varphi) + 0,368\cos(2\varphi)$$

kus  $\varphi$  on nurk tuule suuna ja elektrijuhi telje vahel. Juhul kui tuul on perpendikulaarne ( $\varphi = 90^\circ$ ) elektrijuhi teljega, siis  $K_{angle} = 0,632$  ning paralleelse ( $\varphi = 0^\circ$ ) tuule korral  $K_{angle} = 0,756$ .

*Radiatsiooni soojuskaod,  $q_r$*

Elektrijuhi radiatsioonist tingitud soojuskaod ühe meetri kohta leitakse vastavalt avaldisele:

$$q_r = 0.0178D\varepsilon \left[ \left( \frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right],$$

kus  $\varepsilon$  – radiatsiooni tegur (0,23 kuni 0,91), ehk materjali suhteline võime kiirata energiat. Tegur suureneb elektrijuhi vananemisega, täpne suurus sõltub õhusaastest ja liini pingest. Uute alumiiniumjuhtmete kiirguse tegur on ligikaudselt 0,3 ja 20 aastat kasutusel olevate juhtmete kiirguse tegur võib ulatada 0,9-ni. Joonisel 4.14 on esitatud USA-s kasutusel olevate juhtmete radiatsiooni teguri väärtuse muutumine ajas. Andmete puudumisel eeldatakse, et teguri suurus on 0,5.

*Päikese radiatsioon,  $q_s$*

Päikese radiatsiooni mõju arvutatakse vastavalt avaldisele

$$q_s = \alpha Q_{se} \sin(\theta) A$$

kus  $\alpha$  – neeldumise tegur (0,23 kuni 0,91), ehk sisuliselt on tegemist elektrijuhi kuumutamise-ga. Uute alumiiniumist juhtmete neeldumise tegur on 0,5 ja enam kui kaheksa aastat kasutusel olnud juhtmete neeldumise tegur kasvab 0,9-ni. Vastav kõver on esitatud joonisel 4.14.  $Q_{se}$  - päikese ja taeva korrigeeritud üldine soojusvoog [ $W/m^2$ ], mis on leitav vastavalt avaldisele

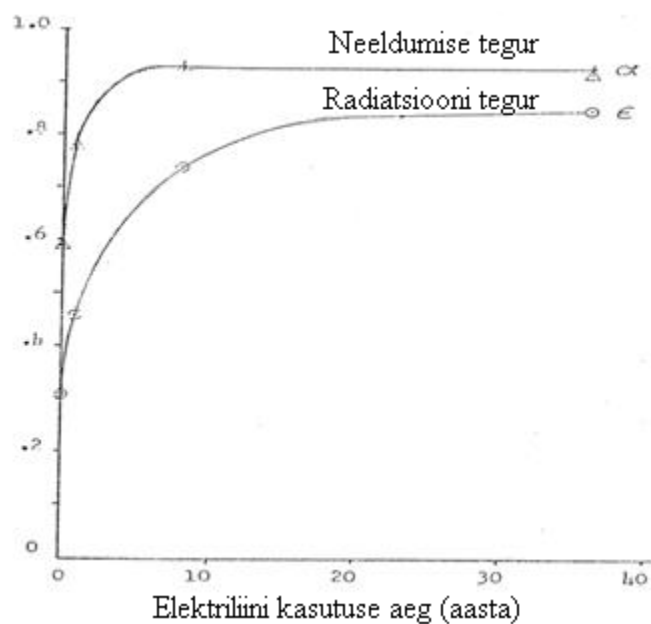
$$Q_{se} = K_{solar} Q_s$$

kus  $K_{solar}$  on päikese kõrguse korrigeerimise tegur (Eesti tingimustes on võrdne 1-ga, kuna elektriliinide paigaldamise kõrgus on palju väiksem, kui 1000 m merepinnast) ja  $Q_s$  on kogu päikese ja taeva poolt kiiratud soojusvoog.

Päikese kõrguse teguri  $K_{solar}$  saab avaldada järgnevalt

$$K_{solar} = A + BH_e + CH_e^2$$

kus  $H_e$  – elektrijuhi kõrgus merepinnast [m] ning  $A = 1$ ,  $B = 1.148 \cdot 10^{-4}$  ja  $C = -1.108 \cdot 10^{-8}$ .



Joonis 4.14. ACSR (aluminium conductor steel reinforced) elektrijuhtmete neeldumise ja radiatsiooni tegurite muutumine ajajooksul [12].

Päikese ja taeva üldine soojusvoog  $Q_s$  merepinnal sõltub päikese kõrgusest ja atmosfääri selgusest ja avaldub järgnevalt

$$Q_s = A + BH_c + CH_c^2 + DH_c^3 + EH_c^4 + FH_c^5 + GH_c^6$$

kus  $H_c$  on päikese kõrgus [°] ja A, B, C, D, F, G on tegurid, mis sõltuvad atmosfääri selgusest. Atmosfääri selgust jagatakse tööstuslikuks (linnade ja suurte tehaste juures) ja selgeks. Sõltuvalt elektriliini asukohast valitakse vastavad tegurid tabelist 4.2. Eestis on elektriliinide temperatuuri määratlemisel mõistlik kasutada selge atmosfääri tegurid. Tabelis 4.3 on esitatud erinevate päikese ja taeva soojusvoogude suurused  $Q_s$  sõltuvalt päikese positsioonist. Andmed on sobilikud kasutamiseks ligikaudsete arvutuste teostamisel.

Tabel 4.2. Atmosfääri tegurid [12].

	Selge atmosfäär	Tööstuslik atmosfäär
A	-42,24	53,18
B	63,80	14,21
C	-1,92	$6,61 \times 10^{-1}$
D	$3,47 \times 10^{-2}$	$-3,17 \times 10^{-2}$
E	$-3,61 \times 10^{-4}$	$5,47 \times 10^{-4}$
F	$1,94 \times 10^{-5}$	$-4,34 \times 10^{-5}$
G	$-4,08 \times 10^{-5}$	$1,32 \times 10^{-8}$

Tabel 4.3. Päikese ja taeva üldised soojusvood sõltuvalt päikese positsioonist [12].

Päikese kõrgus kraadides	Selge atmosfäär	Tööstuslik atmosfäär
$H_c, [^\circ]$	$Q_s [W/m^2]$	$Q_s [W/m^2]$
5	234	136
10	433	240
20	693	422
30	829	571
40	913	662
50	969	727
60	1000	771
70	1020	809
80	1030	833
90	1040	849

Päikese kõrgus  $H_c [^\circ]$  on leitav avaldisega

$$H_c = \arcsin[\cos(\text{Lat}) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\text{Lat})\sin(\delta)]$$

kus Lat – laiuskraad (57,8 ° Valgas kuni 59,5° Tallinnas),  $\omega$  – “tunni nurk”, mis moodustab 15° keskpäevast iga tunni kohta (ehk kell 13:00 moodustab 15° ja kell 10:00 on -30°),  $\delta$  – päikese nurk, mis avaldub

$$\delta = 23.4583 \sin \left[ \frac{284 + N}{365} \cdot 360 \right]$$

kus  $N$  – aasta päev (11.01 = 11 ; 5.02 = 36 jne).

Päikese radiatsiooni avaldises viimased kaks komponenti  $A$  ja  $\theta$  on vastavalt juhi projektsiooni pindala [ $m^2/m$ ] ja päikesekiirte efektiivne langemisnurk, mis on leitav vastavalt avaldisele

$$\theta = \arccos[\cos(H_c)\cos(Z_c - Z_1)]$$

kus  $H_c$  – päikese kõrgus [ $^\circ$ ],  $Z_c$  – päikese asimuut [ $^\circ$ ], mis avaldub

$$Z_c = C + \arctan(\chi)$$

$$\text{kus } \chi = \frac{\sin(\omega)}{\sin(Lat)\cos(\omega) - \cos(Lat)\tan(\delta)}$$

Suurus  $C$  on tunni nurga funktsioon, mis on leitav tabelist 4.4.

Tabel 4.4. Päikese asimuudi konstant  $C$  [12].

“Tunni nurk”, $\omega$ [ $^\circ$ ]	$C$ kui $\chi \geq 0$ , [ $^\circ$ ]	$C$ kui $\chi \leq 0$ , [ $^\circ$ ]
$-180 \leq \omega \leq 0$	0	180
$0 \leq \omega \leq 180$	180	360

$Z_1$  on liini asimuut [ $^\circ$ ] ( $90^\circ$  ida-lääne suunalise elektriliini korral).

Tabelis 4.5 on toodud koondandmed päikese kõrguse ja asimuutide väärtused erinevate laiuskraadide korral. Maakera põhjapoolkeral loetakse laiuskraadi positiivseks, ehk 0-st kuni  $90$  kraadini ja lõuna poolel negatiivseks, ehk  $-90$ -st kuni  $0$  kraadini. Eesti asub põhja laiuskraadide  $57^\circ$  ja  $59^\circ$  vahel.

Tabel 4.5. Päikese kõrgus ja asimuut erinevate laiuskraadide korral [12].

Laiuskraad [ $^\circ$ ]	Kohalik aeg					
	10:00		12:00		14:00	
	$H_c$	$Z_c$	$H_c$	$Z_c$	$H_c$	$Z_c$
-80	32	33	33	180	32	327
-70	40	37	43	180	40	323
-60	48	43	53	180	48	317
-50	55	52	63	180	55	308
-40	60	66	73	180	60	294
-30	62	83	83	180	62	277

-20	62	96	90	180	62	264
-10	61	97	88	180	61	263
0	60	91	90	180	60	269
10	61	85	89	180	61	275
20	62	85	90	180	62	275
30	62	97	83	180	62	263
40	60	114	73	180	60	245
50	55	128	63	180	55	232
60	48	137	53	180	48	223
70	40	143	43	180	40	217
80	32	147	33	180	32	213

*Juhi soojusmahtuvus,  $mC_i$*

Juhi soojusmahtuvus on juhi komponentide massi ning soojusehulga funktsioon elektrijuhi ühe meetri kohta. Juhul, kui elektrijuht koosneb mitmetest materjalidest, siis soojusmahtuvus arvutatakse iga osa kohta eraldi. Üldjuhul arvutatakse soojusmahtuvus avaldisega

$$mC_p = \sum m_i C_{pi}$$

kus  $m_i$  – juhi mass [kg/m],  $C_{pi}$  - juhi  $i$ -nda materjali soojusmahtuvus on üldjuhul leitav käsi- raamatustest [J/(kg-°C)]. Erinevate materjalide soojusmahtuvused on esitatud tabelis 4.6.

*Tabel 4.6. Erinevate elektrijuhi materjalide soojusmahtuvused [12].*

Materjal	$C_p$ , [J/(kg-°C)]
<i>Al</i>	955
<i>Cu</i>	423
Teras	476
Alumiinium kattega teras	534 <sup>1</sup>

Balti-Aruküla L511 liinjuhiks on *CONDOR ACSR 402/52*, mille terase kaal on 0,41 kg/m ja alumiiniumi kaal on 1,1105 kg/m. Antud juhul juhi soojusmahtuvus on avaldatav

<sup>1</sup> Soojusmahtuvus sõltub alumiiniumi ja terase suhtest. Antud väärtus vastab 20,3% juhtivusega juhile.

$$mC_p(Al) = 1.1105 \frac{kg}{m} \cdot 955 \frac{J}{kg - ^\circ C}$$

$$mC_p(Al) = 1060.5 \frac{J}{m - ^\circ C}$$

$$mC_p(Teras) = 0.41 \frac{kg}{m} \cdot 476 \frac{J}{kg - ^\circ C}$$

$$mC_p(Teras) = 195.16 \frac{J}{kg - ^\circ C}$$

ning kogu juhi korral vastavalt

$$mC_p(CONDOR) = mC_p(Al) + mC_p(Teras) = 1255.66 \frac{J}{kg - ^\circ C}$$

*Juhi takistus, R*

Elektrijuhi takistus sõltub voolust ja temperatuurist. Tavapäraselt arvutatakse elektriliini takistust funktsioonina juhi temperatuurist. Juhi takistus on leitav avaldisega

$$R(T_c) = \left[ \frac{R(T_{k\ddot{o}rge}) - R(T_{madal})}{T_{k\ddot{o}rge} - T_{low}} \right] (T_c - T_{madal}) + R(T_{madal})$$

kus  $T_{k\ddot{o}rge}$  ja  $T_{madal}$  on kaks erinevat juhi temperatuuri ning  $R(T_{k\ddot{o}rge})$  ja  $R(T_{madal})$  on antud temperatuuri väärtustele vastavad takistused [ $\Omega$ ] ning on leitavad käsiraamatustest,  $T_c$  – juhi eeldatav temperatuur [ $^\circ C$ ]. Balti-Arukula õhuliinil L511 on juhi takistus 0,0719  $\Omega/km$  20  $^\circ C$  juures ning 0,0894  $\Omega/km$  75  $^\circ C$  juures (juhiks on ACSR 402/52 CONDOR).

Juhul, kui liini L511 eeldatav temperatuuriks on 100  $^\circ C$ , siis takistus selle temperatuuri juures on avaldatav:

$$\begin{aligned} R(T_c) &= \left[ \frac{R(T_{k\ddot{o}rge}) - R(T_{madal})}{T_{k\ddot{o}rge} - T_{low}} \right] (T_c - T_{madal}) + R(T_{madal}) \\ &= \left[ \frac{0.0894 - 0.0719}{75 - 20} \right] (100 - 20) + 0.0719 = 0.097 \Omega/km \end{aligned}$$

Juhul, kui otsitav temperatuur on vahemikus 20  $^\circ C$  kuni 75  $^\circ C$ , siis antud meetodi viga on tühiselt väike. Juhul, kui otsitav temperatuur on 175  $^\circ C$ , siis arvutatud takistuse väärtus on liigikaudselt 3 % väiksem ning 500  $^\circ C$  juures liigikaudselt 5 % väiksem kui tegelik väärtus.

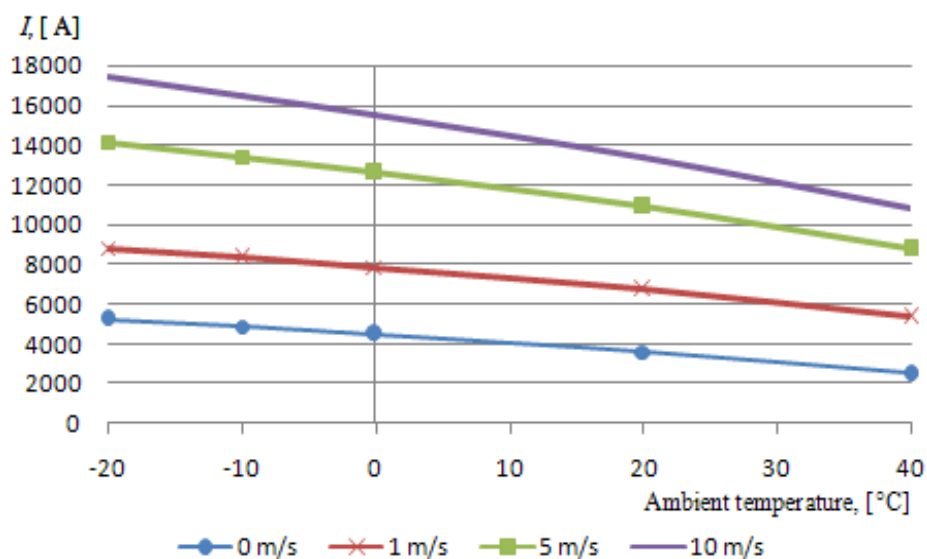


Kokkuvõtteks on antud meetodi rakendamiseks tarvis teada järgnevaid suursi:

- *Juhi parameetrid* (liini pikkus, diameeter, radiatsiooni tegur  $\varepsilon$  (0,23 kuni 0,91), juhi projektsioonipindala  $A$  [ $m^2/m$ ], neeldumise tegur  $\alpha$  (0,23 kuni 0,91), juhi mass  $m_i$  [ $kg/m$ ], juhi materjali soojusmahtuvus  $C_{pi}$  [ $J/(kg\cdot^\circ C)$ ]).
- *Väliskeskonna parameetrid* (õhutihedus  $\rho_f$  [ $kg/m^3$ ], tuule kiirus  $V_w$  [ $m/s$ ], õhu dünaamiline viskoossus  $\mu_f$  [ $Pa\cdot s$ ], õhu termiline juhtivus  $k_f$  [ $W/(m\cdot^\circ C)$ ], õhu temperatuur  $T_a$  [ $^\circ C$ ], nurk  $\varphi$  tuule suuna ja elektriliini telje vahel [ $^\circ$ ], päikese kõrgus [ $^\circ$ ], päikese asimuut [ $^\circ$ ], liini asimuut [ $^\circ$ ], päikese ja taeva soojusvoog  $Q_{se}$  ( $W/m^2$ )).
- *PMU mõõtmised* (juhi voolu  $I$  [ $A$ ] ja pinge  $U$  [ $V$ ] väärtused).

Vaatleme järgnevalt reaalse näitena viimati kirjeldatud meetodika rakendamist. Vaatluse all on Eesti elektrisüsteemi üks 330 kV õhuliin – L511, juht *CONDOR ACSR 402/52*, lõhestatud faasid terve liini ulatuses. Õhuliini juhtme termilise seisundi arvutamise näide on toodud lisas 1. Kokkuvõtvalt saab analüüsi tulemusena väita, et õhuliini juhtme temperatuurile avaldavad mõju tuule kiirus, ümbritseva keskkonna temperatuur, päikese nurk, juhti läbiv vool, neeldumise ja radiatsiooni tegurid, juhi kõrgus merepinnast ja laiuskraad ning juhi materjal. Kõige suuremat mõju neist mainitud teguritest omavad liini läbiv vool, ümbritseva keskkonna temperatuur ja tuule kiirus. Teiste tegurite mõju on tagasihoidlikum. Täpsemalt on erinevate tegurite mõjust ja ulatusest võimalik teavet saada kirjandusest [13; 14].

Tuule kiiruse mõju illustreerib joonis 4.15. Joonisel on näidatud juhtmele lubatava voolu sõltuvus väliskeskonna temperatuurist ja tuule kiirusest. Eeldatud on, et juhtme eeldatav temperatuur on  $80^\circ C$ . Arvutuste tulemusel saab väita, et maksimaalne juhtmes edastatav vool võib tuule kiiruse muutumisel 0 m/s kuni 10 m/s erineda ca 3..4 korda.



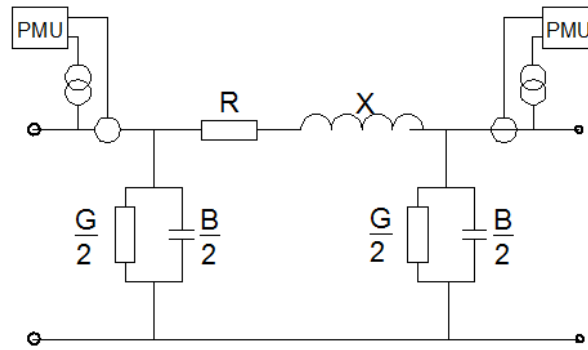
Joonis 4.15. ACSR 402/52 CONDOR juhtme maksimaalselt läbiva voolu sõltuvus tuule kiirusest tingimustel kui juhtme eeldatav temperatuur on 80 °C.

Kasutades mudelit on sarnane analüüs tehtud välisõhutemperatuuri mõjust. Vaadeldi juhtumit, kus välisõhu temperatuur muutus -20 °C kuni +40 °C ning tuule kiirus oli 0 m/s. Nendel tingimustel erines juhtme maksimaalselt lubatav vool ca kaks korda. Teiste tegurite mõju arvestamisel jäi nende mõju alla 10%.

Lisas 1 on vaadeldud CONDOR ACSR 402/52 juhtme läbilaskevõimet. Vastavalt tootjatehase kataloogi [15] andmetele on juhtme maksimaalselt lubatav temperatuur 80 °C ja maksimaalselt lubatud vool 1000 A. Need andmed on määratletud standardsetel tingimustel: tuule kiirus 0,6 m/s, väliskeskkonna temperatuur 35 °C, neeldumise tegur 0,5, radiatsiooni tegur 0,55. Näites on määratud juhtme termiline seisund tingimustel, kui juhi temperatuur on 55 °C, tuule kiirus 0,3 m/s ja väliskeskkonna temperatuur 25 °C. Vool juhtmes on sel juhul ca 667 A.

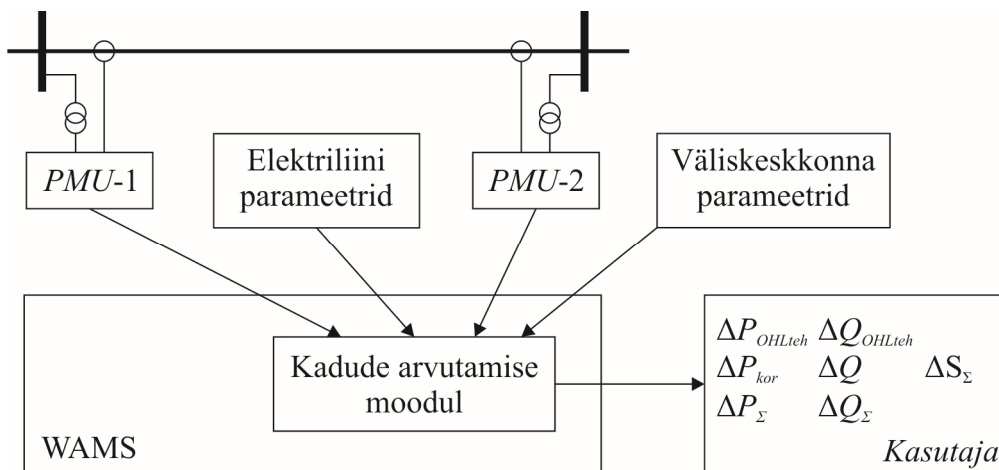
### 4.3 Elektriliinides kadude arvutamine

Elektriliinide kaod moodustuvad aktiiv- ja reaktiivvõimsuskadudest. Joonisel 4.16 on kujutatud elektriliini II-kujuline aseskeem. Kaod liinides sõltuvad pikiharu impedantsist ning põikiharu aktiiv- ja reaktiivjuhtivusest. Täiendavalt on joonisel 4.16 näidatud elektriliini otstele paigaldatud PMU-d, mis mõõdavad liini otse pingeid ja voolusid eesmärgiga nende alusel määratleda liini kadusid.



Joonis 4.16. Elektriliini aseskeem

Elektriliini kadude määramise plokskeem on esitatud joonisel 4.17. Elektriliini summaarsed kaod  $\Delta S_{\Sigma}$  moodustavad aktiivkaod  $\Delta P_{\Sigma}$  ja reaktiivkaod  $\Delta Q_{\Sigma}$  [16; 17]. Aktiivkaod sõltuvad ko-roonakadudest  $\Delta P_{kor}$  ja liini aktiivtakistusest  $R$ , reaktiivkaod sõltuvad omakorda liini reaktiiv-takistusest  $X$  ja mahtuvusjuhtivusest  $B$ . Liini kaokomponentide määramiseks saab kasutada elektrotehnikast tuntud valemeid. Lisaks saab kadude dünaamikat jälgida reaalajas kasutades ära *PMU*-de poolt mõõdetud pingete ja voolude väärtusi. Rakendades *PMU* mõõtmisi ning ka-sutades ära informatsiooni elektriliini ja väliskeskkonna parameetrite kohta, on võimalik koos-tada rakendus, mis arvutab erinevad kaokomponendid ja edastab need laiseiresüsteemi tarkvara visualiseerimise komponendi vahendusel kasutajale.



Joonis 4.17. Elektriliini kadude moodustumise plokskeem.

Elektriliini kadude arvutamisel on mõistlik lähtuda järgnevatest sammudest:

- Liini aktiiv- ja reaktiivtakistuste ( $R$ ,  $X$ ) arvutamine kasutades algparameetreid (elektriliini parameetrid, väliskeskkonna parameetrid, *PMU* mõõtmised);
- Liini summaarsete aktiiv- ja reaktiivkadude arvutamine ( $\Delta P_{\Sigma}$  ja  $\Delta Q_{\Sigma}$ ) kasutades leitud ak-tiiv- ja reaktiivtakistuste ( $R$ ,  $X$ ) ning *PMU* mõõtmisi;

- Koroonakadude arvutamine ( $\Delta P_{kor}$ ) kasutades algarvmeid (liiniparameetrid, välisparameetrid, *PMU* mõõtmised)
- Summaarsete liini kadude arvutamine ( $\Delta S_{\Sigma}$ ).

Järgnevalt vaatame erinevate kaokomponentide arvutamise matemaatilisi põhimõtteid. Käsitletakse liini tehniliste aktiiv- ja reaktiivvõimsuskadude ning koroonakadude ja liini mahtuvuse poolt genereeritud reaktiivvõimsuse arvutamist.

### Elektriliini aktiivvõimsuskaod

Elektriliini summaarsed aktiivkaod  $\Delta P_{\Sigma}$  sõltuvad liini aktiivtakistusest  $R$  ja aktiivjuhtivusest  $G$  ning on arvutatavad avaldisega [16; 17]

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R + \Delta P_{kor}$$

kus  $P$  ja  $Q$  - ülekantavad aktiiv- ja reaktiivvõimsused,  $U$  - liinipinge,  $R$  - liini aktiivtakistus,  $\Delta P_{kor}$  - koroonakaod.

Aktiivjuhtivus vastab koroonakadudele  $\Delta P_{kor}$ , mis omakorda sõltub liini pingest, juhtme diametrist, õhurõhust ja sademetest ning on leitav käsiraamatus toodud andmetest või kasutades avaldist:

$$\Delta P_{kor} = \frac{0,18}{\delta} \sqrt{\frac{r_j}{D_k}} \cdot (U - U_{kor})^2$$

kus  $\delta$  - õhurõhu tegur (võrdne ühega 101 kPa / 760 mm Hg ja 20°C juures),  $r_j$  - faasijuhtme raadius meetrites (lõhisfaaside puhul -  $r_{j_{ekv}}$ ),  $D_k$  - faaside vaheline keskmine geomeetriline kaugus meetrites,  $U_{kor}$  - koroonalahenduse alguspinge. Valemis kasutatavad pinged on faasisuurused. Koroonalahenduse alguspinge väärtust saab edukalt suurendada faase lõhistades.  $\Delta P_{kor}$  ühikuks antud avaldises on kW/km/faas.

Õhurõhu teguri saab avaldada

$$\delta = \frac{0,386 \cdot p_0}{273 + \theta}$$

kus  $p_0$  - õhurõhk mm Hg (standardseks õhurõhuks on võetud 760 mm Hg) ja  $\theta$  - välisõhu temperatuur [°C]. Õhurõhu teguri sõltuvust välisõhu temperatuurist ja õhurõhust on kajastatud tabelis 4.7.

Tabel 4.7. Õhurõhu teguri sõltuvus välisõhu temperatuurist ja õhurõhust.

Õhurõhu tegur, $\delta$	Välisõhu temperatuur, $\theta$ [°C]	Õhurõhk, $p_0$ [mm Hg]	Õhurõhk, [kPa]
1,09	0	770	102,66
1,01	20	770	102,66
0,95	40	770	102,66
0,89	60	770	102,66
0,84	80	770	102,66
0,80	100	770	102,66
1,07	0	760	101,32
<b>1,00</b>	<b>20</b>	<b>760</b>	<b>101,32</b>
0,94	40	760	101,32
0,88	60	760	101,32
0,83	80	760	101,32
0,79	100	760	101,32
1,06	0	750	99,99
0,99	20	750	99,99
0,92	40	750	99,99
0,87	60	750	99,99
0,82	80	750	99,99
0,78	100	750	99,99

Lõhisfaaside ekvivalentne raadius avaldatakse avaldisega

$$r_{j\text{ ekv}} = \sqrt[n]{a_k^{n-1} \cdot r_{oj}}$$

kus  $n$  – osajuhtmete arv lõhisfaasijuhis,  $a_k$ - osajuhtmevaheline keskmine geomeetriline kaugus lõhisfaasijuhis meetrites,  $r_{oj}$  - osajuhtme raadius meetrites.

Faaside vaheline keskmine geomeetriline kaugus meetrites on leitav

$$D_k = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{CA}}$$

kus  $D_{AB}, D_{BC}, D_{CA}$  - faaside A, B ja C vahelised kaugused meetrites.

Koroonalahendus on iseseisev lahendus tugevalt mitteühtlases väljas, kus ionisatsiooniprotsessid toimuvad elektroodide lähedal piiratud ruumiosas [18]. Tugevalt mitteühtlane väli esineb

tüüpiliselt liinijuhtmete ümber. Tugeva välja piirkonnas e. juhtme lähedal arenevad laviinid, striimerid ja osalahendused tekitavad koroona. Eristatakse laviinset koroonat, kui  $r_j < 1$  cm ja striimerkoroonat, kui  $r_j \gg 1$  cm. Striimerkoroona koosneb väga järskudest, raadiohäireid tekitavatest üksikimpulssidest ( $n \times 10$  ns).

Koroonalahenduse alguspinge on sõltuv liini pingest, juhi ebatasasuse tegurist, õhurõhust, faasijuhtmete raadiusest, faaside paiknemise geometriast [19-22] ning on vastavalt avaldatav

$$U_{kor} = \frac{U_n \cdot E_0}{E_{max}}$$

kus  $U_n$  - liini nimipinge,  $E_0$  - koroonalahenduse algväljatugevus [kV/cm],  $E_{max}$  - maksimaalne väljatugevus [kV/cm].

Koroonalahenduse algväljatugevus avaldub järgnevalt

$$E_o = 30,3 \cdot m \cdot \delta \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{r_j \cdot \delta}}\right)$$

kus  $m$  - juhi ebatasasuse tegur (hea ilma korral - 0,85; udu korral - 0,7; härmalise ja jäite korral - 0,6; vihma ja lume korral, sõltuvalt intensiivsusest 0,57 kuni 0,73),  $\delta$  - õhurõhu tegur (võrdne 1-ga rõhul 101 kPa ja 20 °C temperatuuri juures),  $r_j$  - faasijuhtme raadius sentimeetrites.

Juhul, kui faasijuhtme raadius  $r_j$  on suurem kui 1 cm, tuleb koroonalahenduse algväljatugevus arvutada vastavalt avaldisele

$$E_o = 24,5 \cdot m \cdot \delta \left(1 + \frac{0,65}{(r_j \cdot \delta)^{0,38}}\right)$$

Maksimaalne väljatugevus avaldub

$$E_{max} = k_1 \cdot k_2 \cdot E$$

Kus tegurid  $k_1$  ja  $k_2$  arvestavad juhtmete paigutust (kolmnurkpaigutuse korral on  $k_1 = 1$ , horisontaal ja vertikaalpaigutuse korral on  $k_1 = 1,05 \dots 1,07$ ) ja lõhestatusest (lõhestamata faaside korral on  $k_2 = 1$  ja lõhestatud faaside korral avaldub  $k_2$  lähtudes järgnevatest avaldistest)

$$\begin{cases} k_2 = 1 + \frac{2 \cdot r_j}{a_k}, & \text{kui } n = 2 \\ k_2 = 1 + \frac{3,5 \cdot r_j}{a_k}, & \text{kui } n = 3 \end{cases}$$

Väljatugevus  $E$  avaldatakse järgnevalt

$$E = \frac{0,355 \cdot U_n}{r_j \cdot \log \frac{D_k}{r_j}}$$

Kus  $U_n$  - liini nimipinge,  $r_j$  – faasijuhtme raadius meetrites,  $D_k$  - faaside vaheline keskmine geomeetriline kaugus meetrites. Lõhestatud faaside korral avaldub elektriväljatugevus vastavalt avaldisele

$$E = \frac{0,355 \cdot U_n}{n \cdot r_j \log \frac{D_k}{r_{j \text{ ekv}}}}$$

kus  $r_{j \text{ ekv}}$  – faasijuhi ekvivalentne raadius ja  $n$  – osajuhtme arv lõhisfaasis.

Liini aktiivtakistus kilomeetri kohta  $r_0$  [ $\Omega/km$ ] vastab teatud temperatuurile ja selle väärtus on leitav elektrijuhtide teatmikest ja käsiraamatutest. Teisele temperatuurile taandamiseks kasutatakse avaldist

$$r_t = r [1 + 0,004(t - t_0)]$$

Liini aktiivtakistus  $R$  on võrdne liini aktiivtakistusega kilomeetrikohta  $r_0$  ja pikkuse  $l$  korrutisega. Liini aktiivjuhtivuse leidmiseks kasutatakse avaldist

$$G = \frac{\Delta P_{kor}}{U_n^2} l$$

kus  $l$  - liini pikkus.

### **Elektriliini reaktiivvõimsuskaod**

Elektriliini summaarsed reaktiivvõimsuskaod on tingitud liini reaktiivtakistusest  $X$  ja liini mahtuvusjuhtivusest  $B$  ning arvutatavad valemiga

$$\Delta Q_\Sigma = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X - \Delta Q$$

kus  $X$  – liini reaktiivtakistus,  $\Delta Q$  – mahtvuskaod, ehk liini mahtuvuse poolt genereeritud reaktiivvõimsus, mis avaldub

$$\Delta Q = U^2 B$$

kus  $U$  on liinipinge ja  $B$  on mahtuvusjuhtivus [ $S$ ], mis on leitav vastavalt avaldisele

$$B = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{D_k}{r_j}} \cdot l$$

kus  $r_j$  – faasijuhtme raadius meetrites,  $D_k$  - faaside vaheline keskmine geomeetriline kaugus meetrites. Viimane suurus on avaldatav

$$D_k = \sqrt[3]{D_{AB} D_{BC} D_{CA}}$$

kus  $D_{AB}, D_{BC}, D_{CA}$  - faaside  $A, B$  ja  $C$  vahelised kaugused meetrites.

Lõhisfaasijuhtide puhul tuleb kasutada juhtme raadiuse  $r_j$  asemel faasijuhi ekvivalentset raadiust  $r_{j \text{ ekv}}$  ning see on avaldatav kui

$$r_{j \text{ ekv}} = \sqrt[n]{a_k^{n-1} \cdot r_{oj}}$$

kus  $n$  – osajuhtmete arv lõhisfaasijuhis,  $a_k$ - osajuhtmete vaheline keskmine geomeetriline kaugus lõhisfaasijuhis meetrites,  $r_{oj}$  - osajuhtme raadius meetrites.

Liini induktiivtakistus kilomeetri kohta  $x_0$  [ $\Omega/km$ ] on leitav avaldisega

$$x_0 = 0,144 \cdot \log \frac{D_k}{r_j} + 0,0157$$

Lõhisfaaside puhul kasutatakse avaldist

$$x_0 = 0,144 \cdot \log \frac{D_k}{r_{j \text{ ekv}}} + \frac{0,0157}{n}$$

Liini reaktiivtakistus  $X$  on võrdne reaktiivtakistusega kilomeetri kohta  $x_0$  ja liini pikkuse  $l$  korutisega.

Kokkuvõtlikult on liinikadude arvutamiseks tarvis teada järgnevaid suursi:

- Elektriliini parameetrid (juhi ristlõige, lõhisfaaside arv, liini nimipinge, faaside vaheline geomeetriline kaugus, juhi ebatasasuse tegur, liini takistus kindla temperatuuri juures kilomeetri kohta, liini pikkus);
- Välisparameetrid (õhurõhk, välisõhu temperatuur);
- *PMU* mõõtmised (juhi vool, pinge).



#### **4.4 Kokkuvõte**

Käesolevas peatükis on vaadeldud kahte võimalikku temaatikat elektrisüsteemi laiseire rakenduste võimalikul kasutuselevõtul. Käsitlemist leidsid liini temperatuuri jälgimise ja ülekandeliinide kadude määratlemise meetodid. Esimese teema olulisus ülekandeoperaatori seisukohalt on liinide läbilaskevõimega seotud küsimused ja teisel juhtumil on kadude ennustamine ja nende optimeerimine elektrisüsteemi talitluse plaanisel. Mõlemad teemad on olulised elektrisüsteemi operatiivjuhtimise seisukohalt.

Liinide läbilaskevõimet mõjutavad olulisel määral liinide koormus, liini tüüp ja väliskeskonna tingimused. Teadupärast on liinide läbilaskevõime määramisel lähtunud enamjaolt staatilistest meetoditest ning erinevatest varuteguritest. Näiteks liini läbilaskevõime 1000 A on arvatud tingimustel, kus tuule kiirus on 0,6 m/s, väliskeskonna temperatuur 35 °C, neeldumise tegur 0,5 ja radiatsiooni tegur 0,55. See tingib aga olukorra, kus liini tegelik läbilaskevõime võib lähtuvalt konkreetsest päevast ja konkreetsetest ilmastikuoludest olla palju suurem kui standardset arvatud väärtus. Elektrisüsteemi ülekandeliinide läbilaskevõime suurendamise eesmärgil on temaatikale mõistlik läheneda kasutades enam elektrisüsteemi ja ilmastikuolude dünaamikat arvestavaid meetodeid. Siin pakub faasimõõtmiste kasutamine võimalikku lahendust ning soovitud tulemuseks on vaadeldavate ülekandeliinide optimaalsem kasutamine, mis võimaldab ka suurendada kauplemist elektriturul. Peale selle saab häiringukindluse tagamisel määrata võimaliku dünaamilise varu ülekandeliini läbilaskevõimele.

Liini kadude määratlemine ning saadud arvutustulemuste arvestamine talitluse plaanisel on juhtimiskeskuste igapäeva tööülesannete hulka kuuluvad tegevused. Siinkohal on aga taaskord selge, et üldjuhul saadakse arvutuste teostamisel summaarsed kaod ning erinevate kaokomponentide arvestamisega ei tegeleta. Erinevate kaokomponentide reaalses määratlemine ning nende sõltuvuste kindlaks tegemine võimaldaks kindlasti muuta kogu elektrivõrgu talitluse plaanamise etappi optimaalsemaks ning seeläbi hoida kokku kulusid.

Selles aruandes on vaadeldud võimalikke rakendusi üldises ja pigem teoreetilises plaanis ning järgmistel projekti etappidel on eesmärk täpsemalt välja töötada sobilikud rakendused reaalses ülekandeliinide läbilaskevõime ja kadude määramiseks. Oluliseks kitsenduseks on siinkohal kasutatavate mõõteseadmete ja mõõteandurite täpsused, sest ebatäpsete seadmete kasutamisel ei pruugi saadavad tulemused olla sobilikud elektrisüsteemi tegelikuks juhtimiseks. Seega analüüsima rakenduste kasutatavust on tarvis vaadelda erinevate komponentide ja parameetrite

mõju lõpptulemusele ja seeläbi määrata, missugused tegurid on olulised ja missugused vähemolulised. Peale selle tuleb hinnata erinevate meetodikate sobilikkust Eesti elektrisüsteemi, täpsustada erinevate välisparameetrite kättesaadavust ja integreerimist laimõõtesüsteemi.

#### **4.5 Kirjandus**

- [1] CIGRE Technical Brochure No 330, Wide Area Monitoring and Control for Transmission Capability Enhancement. CIGRE WG C4.601 report, 2007, 116 pp.
- [2] Bernauer, C., Böhme, H., Grossman, S. Temperature Measurement on Overhead Transmission Lines (OHTL) Utilizing Surface Acoustic Wave (SAW) Sensors. 19<sup>th</sup> International Conference on Electricity Distribution, Vienna, May 2007, pp. 1-4.
- [3] Teminova, R., Hinrichsen, V., Freese, J., Neumann, C., Bebensee, R., Hudasch, M., Weibel M., Hartkopf, T. New Approach to Overhead Line Conductor Temperature Measurement by Passive Remote Surface Acoustic Wave Sensors. CIGRE Session, Paris, August 2006, p. 9.
- [4] Weibel, M., Sattinger, W., Rothermann, P., Steinegger, U., Zima, M., Biedenbach, G. Overhead Line Temperature Monitoring Pilot Project. CIGRE Session, August 2006, p. 8.
- [5] Boot, H. L. M., Wild, F.H., Biedenbach, G. Overhead line local and distributed conductor temperature measurement techniques, models and experience at TZH. CIGRE Session, 2002, p. 6.
- [6] The Valley Group. CAT-1 Transmission Line Monitoring System. p. 8. [http://www.nexans.us/eservice/US-en\\_US/navigatepub\\_0\\_-17373\\_1673\\_40\\_4932/CAT\\_1\\_Transmission\\_Line\\_Monitoring\\_System.html](http://www.nexans.us/eservice/US-en_US/navigatepub_0_-17373_1673_40_4932/CAT_1_Transmission_Line_Monitoring_System.html)
- [7] Girbig, R., Fink, N. Power Line Monitoring System for Force and Temperature. Proceedings of the International Wire & Cable Symposium, 55<sup>th</sup> IWCS/Focus, 2006, p. 6.
- [8] Infante, C. A. T., Duran, G. M. V. Fiber Bragg Grating Optical Sensors' Applications in Civil Structures. Grupo de Investigacion en Electronica de Alta Frecuencia Y Telecomunicaciones de La Universidad Nacional de Colombia. 2012, p. 8.

- [9] Youssef, M. A New Method for Temperature Measurement of Overhead Conductor. IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference, Budapest, Hungary May 2001, pp. 966-969.
- [10] Moore, P. J., Grace, D. B. Remote Sensing of Overhead Line Conductor Temperature Using an Infra-Red Sensor. Proceedings of the 5<sup>th</sup> International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, APSCOM 2000, Hong Kong, October 2000, pp. 385-389.
- [11] Rehtanz, C., Westermann, D. Wide area measurement and control system for increasing transmission capacity in deregulated energy markets. 14<sup>th</sup> PSCC, Sevilla 24-28 June 2002, Sesion 17, pp. 1-6.
- [12] IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare overhead Conductors. IEEE Std 738<sup>TM</sup> – 2006 (Revision of IEEE Std 738-1993), 30 January 2007, p.59.
- [13] Krontiris, T., Wasserrab, A., Balzer, G. Weather-based Loading of Overhead Lines – Consideration of Conductor's Heat Capacity. Proc. of Modern Electric Power Systems 2010 (MEPS'10), Wroclaw, Poland, 2010, 8 pp.
- [14] Lindberg, E. The Overhead Line Sag Dependence on Weather Parameters and Line Current. Master Thesis, Uppsala University, 2011, 70 pp.
- [15] Draka Keila tootekataloog. [www.drakakeila.ee/toot/Draka\\_Catalogue\\_EST.pdf](http://www.drakakeila.ee/toot/Draka_Catalogue_EST.pdf)
- [16] Tiigimägi, E. Elektrivõrgud, TTÜ kirjastus, 1997, 128 lk.
- [17] Meldorf, M., Tammoja, H., Treufeldt, P., Kilter, J. Jaotusvõrgud, TTÜ kirjastus, 2007, 546 lk.
- [18] Treufeldt, Ü. Õppeaine „Kõrgepingetehnika“ loengukonspekt. TTÜ, 2012, 150 lk.
- [19] Kral, V., Rusek, S., Rudolf, L. Software for Calculation of Technical Losses in Transmission network. Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review), R. 87 NR 2/2011, p. 91-93.
- [20] Krasniqi, I., Komoni, V., Alidemaj, A., Kabashi, G. Corona Losses Dependence from the Conductor Diameter. Recent Researches in Power Systems and Systems Science. 11th WSEAS/IASME International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines (Power '11), Penang, Malaysia, October 2011, p. 112-117.

- [21] Maruvada, P. S., Chartier, V. L. Corona and Field Effects. EPRI Transmission Line Reference Book – 115...230 kV Compact Line Design. EPRI, 2005, 42 pp.
- [22] Lahti, K., Lahtinen, M., Nousiainen, K. Transmission Line Corona Losses under Hoar Frost Conditions. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 2, April 1997, p. 928-933.

## 5 Laiseiresüsteemi optimeerimise ülesanne

### 5.1 Üldist

Elektrisüsteemi sõlmedesse paigaldavate faasimõõteseadmete arv oleneb seatud eesmärgist, vajadusest ning võimalustest. Suurtes elektrisüsteemides võib süsteemi jälgitavuse vajaliku taseme saavutamiseks tarvis olla paarkümmend *PMU*-d, samas väiksemates elektrisüsteemides võib piisata vähemast arvust *PMU*-dest. Juhul, kui eesmärgiks on lihtsalt elektrisüsteemi talitluse jälgimine ning talitluse estimateerimine, siis vajaminevate *PMU*-de arv on kindlasti väiksem, kui juhtumil, kus eesmärgiks on seatud süsteemi jälgimine mistahes N-1 kriteeriumi korral või olukorras, kus on soovi laimõõtesüsteemi vahendusel teostada elektrisüsteemi juhtimise ja kaitsmisega seotud tegevusi. Aastate jooksul on *PMU*-de maksumus võrreldes kümne aasta taguse ajaga tunduvalt vähenenud, mistõttu on tänapäeval mitmed võrguoperaatorid hakanud alajaamade ja lahtrite rekonstrueerimisel nendesse elektrivõrgu sõlmedesse paigaldama faasimõõteseadmeid. Sellise põhimõttelise lähenemise on tinginud olukord, kus seadme maksumus võrreldes ülejäänud alajaama maksumusega on väike. Samas üldine tulu mida saab väljendada elektrisüsteemi talitluskindluse suurenemisega on märgatav.

Käesolevas uurimustöös on alustatud Eesti elektrisüsteemi kontekstis optimaalsete *PMU*-de arvu määramisega arvestades erinevaid lisatingimusi. Projekti esimeses etapis teostatud uurimustöö tulemused on esitatud käesolevas peatükis. Aruandes kirjeldatud tegevused ja uurimustöö on esimeses etapis ning täpsemaid tulemusi koos täiendavate optimeerimise tulemustega ning optimeeritud juhtimisalgoritmidega on plaanitud esitada *WAMPAC R&D* projekti järgmistes etappides.

Uurimustöö esimeses etapis on tutvutud laiseiresüsteemide alase kirjandusega. Probleem on tihedalt seotud energiasüsteemi analüüsi ja talitluse juhtimise ülesannete, nende matemaatiliste mudelite ning meetoditega. Laiseiresüsteemide rakendamise tulevikusuunaks on talitluse seire läbi matemaatiliste mudelite. See suund areneb praegu maailmas väga kiiresti. Faasimõõteseadmete tehnoloogia areng on olnud märkimisväärne, olles seotud *PMU*-de rakendamisega elektrisüsteemide juhtimises, töökindluse tagamisel ja stabiilsuse prognoosimisel. *PMU*-de väljunditest saadavat infot (sagedus, voolud, pinged, võimsused) saab hästi ära kasutada elektrisüsteemide mitmesuguste probleemide lahendamisel. *PMU*-de tõhusal rakendamisel on esimeseks sammuks nende optimaalne paigutamine süsteemi sõlmedesse, mis on eelduseks süsteemi seisundi täpsele estimateerimisele ja efektiivsele juhtimisele.

## 5.2 PMU-de võrku paigaldamise põhimõtted

*Optimeerimise eesmärk* – Elektrivõrgu sõlme üles pandud PMU teeb jälgitavaks nii selle sõlme kui ka tema naabersõlmed. Kui PMU-d paigaldada elektrisüsteemi kõikidesse sõlmedesse, oleks süsteem kahtlemata täielikult jälgitav ja kaoks ka vajadus estimateerimisel põhinevate arvutuste järele. Olenemata sellest ei ole selline PMU-de paigaldamine mõistlik nii rahalises mõttes, kui ka kehvemate kommunikatsiooni võimaluste poolest osade alajaamadega. Klassikaline optimeerimise probleem püstitatakse eesmärgiga välja selgitada minimaalne arv PMU-sid, millede paigutus strateegilistesse punktidesse tuleb valida nii, et süsteemi jälgitavus oleks täies ulatuses tagatud [1].

Süsteemi jälgitavuse all mõistetakse võimalust määrata süsteemi olekut selle väljundite jälgimise järgi. Süsteem on jälgitav ajavahemikus  $(t_0, t_1)$ , kui süsteemi olek hetkel  $t_0$  on üheselt määratav väljundite kaudu intervallis  $(t_0, t_1)$ .

Optimeerimine on seotud suure hulga erinevate variantide analüüsiga. Kombinatorika põhimõtteid teades võime öelda, et  $n$  sõlmega süsteemi saab paigaldada PMU seadmeid kokku  $2^n$  erineval viisil. Niisiis, sõlmede arvu kasvades suureneb variantide arv geomeetriselises progressioonis. Suurte süsteemide puhul tekitab selline variantide tohutu hulk „palju peavalu“ ja pole imestada, et teaduskirjanduses on ilmunud hulk artikleid, mis on pühendatud PMU-de probleemi lahendamisele mitmesuguste traditsiooniliste kui ka moodsate optimeerimismeetodite abil (*integer linear programming, integer quadratic programming, chemical reaction optimization, greedy algorithm, invasive weed algorithm, dual search, tree search, minimum spanning tree, particle swarm optimization, ant colony optimization, simulated annealing, genetic algorithm, tabu search, differential evolution, immune algorithm, graph theoretic procedure*) [1; 2; 8; 9; 11; 12; 14; 15]. Artiklites toodud võrdlevatest näidetest ilmneb, et nii mõnigi neist meetoditest annab optimeerimisel enamuse suhtes erineva tulemuse (nt *graph theoretic procedure, tabu search, dual search, tree search*) [1].

*Optimeerimise tulemused* – Publikatsioonides on näidetena välja toodud PMU-de paigutamise optimeerimistulemused, mis on enamasti saadud mitmete IEEE tüüpskeemide jaoks, s.o. 7, 9, 14, 30, 57 ja 118 sõlmega elektrisüsteemide puhul [2; 3; 6; 7; 9; 10; 11]. Optimaalne PMU-de kogus ulatus neis kuni neljandikuni süsteemi sõlmede arvust. Siit võiks analoogiast lähtudes Eleringi puhul normaaltalitluse jaoks ennustada 330 kV võrgus optimaalse kogusena mitte üle 3...4 seadme. Optimeerimise tulemusena saadi süsteemi kohta enamasti mitu seadmete erineva paigutusega varianti. Nende seast sai lõpliku eelistuse variant, mille puhul sõlmede jälgitavuse

nn liiasus oli paremas olukorras. Nimelt valiti välja variant, kus mitmekordse jälgitavuse saanud sõlmi oleks võimalikult rohkem.

*Järkjärguline installeerimine ja ümberpaigutamine* – Kuna *PMU*-d on kallid aparaadid ja suuremad elektrisüsteemid vajavad neid ka hästi suures koguses, siis pole mõeldav *PMU*-de installeerimine nendes üheaegselt. Sel juhul peetakse optimeerimismeetodi kohandamisel silmas *PMU*-de järkjärgulist paigaldamist ja vajadusel ka ümberpaigutamist [3; 5].

*Optimeerimine, võttes arvesse eriolukordasid* – *PMU*-de optimaalne paigutus peab kindlustama süsteemi täieliku jälgitavuse mitte üksi süsteemi normaaltalitluse olukorras, vaid ka eriolukordades (kui näiteks mõned sõlmi ühendavatest harudest on välja lülitatud) [6].

Sõlmede, milles puudub nii tarbimine kui ka genereerimine (*zero injection*), olemasolul võib optimeerimisel *PMU*-de arv süsteemis väheneda [3; 7; 9; 10].

## Ülesande püstitus

Optimeerimisülesanne on järgmine [2; 6]:

$$\min \sum_{i=1}^n w_i \cdot x_i$$

lisatingimustel

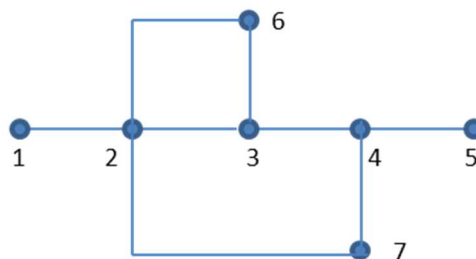
$$f(x) \geq 1.$$

$X$  - binaarne (0/1) otsustusmuutuja elementidega

$$x_i = \begin{cases} 1, & \text{kui } PMU \text{ on sõlme paigaldatud} \\ 0, & \text{kui sõlmes ei ole } PMU \end{cases}$$

$w_i$  – kulutegur ehk *PMU* installeerimise maksumus sõlmes  $i$ ,  $f(X)$  – vektor, mille väärtus erineb nullist, kui antud sõlm on lahendatav mõõdetud faasori tõttu, ja muul juhul - null.

Näitena on toodud seitsme sõlmega süsteem (joonis 5.1).



Joonis 5.1. 7 sõlmega süsteem

Luuakse maatriks  $A$ , näitamaks *PMU*-ga sõlmede mõjupiirkonda naabersõlmede seirele.

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Märkus: artiklis [2] oli maatriksi viies rida vale, s.o. 0 0 0 0 1 1 0.

Sel juhul lisatingimused (jälgitavuse tingimused) formeeritakse järgmiselt:

$$f(X) = \left. \begin{array}{l} f_1 = x_1 + x_2 \\ f_2 = x_1 + x_2 + x_3 + x_6 + x_7 \\ f_3 = x_2 + x_3 + x_4 + x_6 \\ f_4 = x_3 + x_4 + x_5 + x_7 \\ f_5 = x_4 + x_5 \\ f_6 = x_2 + x_3 + x_6 \\ f_7 = x_2 + x_4 + x_7 \end{array} \right\} > 1.$$

Toodud piirangutes tähendab plussmärk loogilist „või“d. Iga funktsioon  $f_1 \dots f_7$  peab olema ühest suurem, et süsteem oleks jälgitav. Näiteks, kui  $PMU$  on paigaldatud sõlme 2, siis sõlmed 1, 2, 3, 6 ja 7 on jälgitavad. Jälgitavust saab tagada kahel moel: kas paigaldada  $PMU$  otseselt antud sõlme või siis läbi pseudo-mõõtmise.

7 sõlmega süsteemi puhul võib  $PMU$ -de paigutustest genereerida maksimaalselt  $m = 2^7$  erinevat varianti. Saadakse  $m \times n$  mõõtmetes maatriks  $B$ . Edasi leitakse maatriks  $C = B \times A$ . Sobimatud  $PMU$ -de paiknemise variandid on need, mis ei taga süsteemi täies ulatuses jälgitavust. Need selekteeritakse välja maatriksi  $C$  alusel. Optimaalsed  $PMU$ -de asukohad leitakse järelejäänud variantide seast (mida on väga palju). Optimeerimiseks on kirjanduses välja pakutud hulk erinevaid meetodeid. Ülaltoodud näites saadakse 2 optimaalset varianti:

- a)  $PMU$ -d on sõlmedes 2 ja 5
- b)  $PMU$ -d on sõlmedes 2 ja 4.

Eelistatumaks peetakse jälgitavuse liiasust silmas pidades varianti b), mille puhul seitsmest sõlmest kahes on tagatud kahekordne jälgitavus. Variandis a) on kõik sõlmed ühekordselt jälgitavad.

### Optimeerimismeetodid

Tutvumine hulga välja pakutud ja iseenda loomingut kiitvate autorite meetoditega viib järeldusele, et keerukate (moodsate) meetodite kasutamine võib kõneks tulla just suure sõlmede arvuga



elektrisüsteemide puhul, näiteks elektrisüsteemis [13] oma 211 sõlmega. Põhjuseks on seadmete erineva paigutusega variantide tohutu suur arv. Pealegi tuleb siis *PMU*-de installeerimist realiseerida üldse laiemas ajaperioodis, etapikaupa, nähes ette ka nende vahepealseid ümberpaigutamisi.

Eleringi 11 sõlmega 330 kV võrgu juures on otstarbekam jääda pidama võimalikult lihtsalt, ülevaatlikule optimeerimismeetodile, näiteks [2]. Programm on sobiv realiseerida *EXCEL*'is.

### **5.3 *PMU*-de paigutuse optimeerimine**

Programm on koostatud *EXCEL*-is, arvutamaks maksimaalselt kuni 11 sõlmega süsteemi. Eleringi 11 330 kV alajaamaga elektrisüsteemis on *PMU*-de paigutamiseks erinevaid variante 2048. Missugused neist tagavad süsteemi täieliku seire, selgub arvutusprotsessis.

Lähteandmeteks on:

- 330 kV sõlmede (alajaamade) arv  $N$ ;
- Ühendusmaatriks  $A(N \times N)$ , kus iga vastav element näitab sõlmede vahelise seose (ülekandeliini) olemasolu (1) või selle puudumist (0);
- *PMU*-de installeerimise võimalikud kulud iga sõlme kohta;
- *PMU*-de ülespaneku summaarse maksumuse miinimum ja maksimumpiirid – tulemuste selekteerimiseks.

Arvutused toimuvad mitmes järjestikusel etapil, mille käivitamine toimub käsunuppudega:

- *PMU*-de paigutuse variantide genereerimine – saadakse maatriks  $B(2^N \times N)$  (vt Lisa 2).
- Maatriksite korrutamine –  $C = B \times A$ .
- Optimeerimine – tuvastatakse maatriksis  $C$  read, mis vastavad lahendi lubatavuse tingimusele ning määratakse vastavate paigutusvariantide summaarsed installeerimise kulud.
- Seleksioon – formeeritakse maatriks sobivatest optimaalsetest lahenditest. Iga variandi kohta tuuakse lisaks välja ka vaadeldavuse liiasusega sõlmede arv ning variandi realiseerimise kulud.

#### **Arvutustulemuste analüüs**

*PMU*-de paigaldamise optimeerimisel on tavaliselt eesmärgiks teha seda kõige väiksemate kulutustega ja hinnata võrdväärsete variantide saamisel paremateks need, milles on vaadeldavuse liiasusega sõlmpunkte teistest enam. Alustuseks loeme *PMU*-de installeerimise kulud elektrivõrgu sõlmedes ligikaudu ühesugusteks.

## **PMU-de optimaalne paigaldamine Eleringi 330 kV võrgus**

Eleringi 330 kV elektrivõrgu alajaamad on lähteülesannetes tähistatud numbritega 1-11 (Tabel 5.1)

*Tabel 5.1. Eesti elektrisüsteemi alajaamade tähistused.*

Number	Alajaam	Number	Alajaam
1	Harku	7	Paide
2	Aruküla	8	Balti EJ
3	Rakvere	9	Sindi
4	Püssi	10	Tartu
5	Kiisa	11	Tsirguliina
6	Eesti EJ		

*Praegune olukord.* Käesoleval momendil on PMU-d installeeritud Eleringi kuues 330 kV alajaamas, milleks on Harku, Aruküla, Püssi, Eesti EJ, Balti EJ, Tartu (tinglikult sõlmedes **1, 2, 4, 6, 8, 10**). Kuue PMU paigutamisel oluks elektrisüsteemi täielik vaadeldavus tagatud kokku 239 erineva variandi puhul. Antud juhul on vaadeldavuse liiasus täheldatav kuues sõlmes, nagu veel 63 teises variandiski. Kui oleks eelistatud paigutuse optimeerimisel vaadeldavuse liiasuse näitajat, siis oleksid antud paigutusest veelgi paremaid variante kokku 170, sealhulgas kaheksa varianti vaadeldavuse liiasust „nautivate“ sõlmede arvuga üheksa. Ainult viis varianti jääb olemasolevast paigutusest kehvemaks – ainult viis liiasusega sõlme.

*Teoreetiline optimaalne valik.* Eesti elektrisüsteemi põhivõrgus oleksid arvutuste kohaselt optimaalse paigutusega eelistatumad variandid nelja PMU-ga, asukohtadega järgmistes sõlmedes (alajaamades):

- a) Kiisa-Eesti-Paide-Balti (5, **6, 7, 8**)
- b) Kiisa-Eesti-Balti-Tartu (5, **6, 8, 10**)

Jälgitavuse liiasus on täheldatav neljas sõlmes.

On veel 14 võimalikku varianti nelja PMU-ga, kuid vähema vaadeldavuse liiasusega.

*Praeguse olukorra võimalikud kõige lihtsamad muutused.* Elektrivõrgu täies ulatuses vaadeldavus jääb alles ka juhtudel, kui mõni olemasolevatest PMU-dest elimineerida. Võimalikke variante on kolm:

- a) Viie seadmega ehk kui ära jätta *PMU* Arukülas (variant 1, 4, 6, 8, 10), jääb liiasusega sõlmi viis;
- b) Viie seadmega ehk kui ära jätta *PMU* Balti EJ (variant 1, 2, 4, 6, 10), jääb liiasusega sõlmi viis;
- c) Nelja seadmega ehk kui ära jätta mõlemad (variant 1, 4, 6, 10), jääb liiasusega sõlmi kolm.

***PMU*-de optimaalne võrku paigaldamine, arvestades sõlmede vaheliste sidemete katkestusi**

Elektrisüsteemi jälgitavus *PMU*-de vahendusel halveneb, kui mõni sõlmede vaheline ühendus peaks välja lülitatama – kas siis ootamatult (N-1 olukord) või ette planeeritult. On tehtud rida *PMU*-de optimaalse paigalduse arvutusi, lülitades välja erinevaid elektriliine.

*Tööst välja on viidud Rakvere-Kiisa (3, 5) ülekandeliin.*

1) Optimaalne *PMU*-de paigutus on võimalik kaheti:

- a) Harku-Püssi-Eesti-Tartu (1, 4, 6, 10)
- b) Harku-Püssi-Eesti-Sindi (1, 4, 6, 9)

2) Jälgitavuse liiasus on täheldatav kolmes sõlmes.

3) On veel kaks võimalikku varianti nelja *PMU*-ga, kuid vähema vaadeldavuse liiasusega

*Tööst välja on viidud Aruküla-Balti (2, 8) ülekandeliin.*

1) Optimaalne *PMU*-de paigutus on võimalik kolmel viisil:

- a) Harku-Kiisa-Eesti-Tartu (1, 5, 6, 10)
- b) Harku-Püssi-Eesti-Tartu (1, 4, 6, 10)
- c) Harku-Püssi-Eesti-Sindi (1, 4, 6, 9)

2) Jälgitavuse liiasus on täheldatav kolmes sõlmes.

3) On veel neli võimalikku varianti nelja *PMU*-ga, kuid vähema vaadeldavuse liiasusega.

*Tööst välja on viidud Eesti-Paide (6, 7) ülekandeliin.*

1) Optimaalne *PMU*-de paigutus on võimalik kolmel moel:

- a) Kiisa-Eesti-Balti-Tartu (5, 6, 8, 10)
- b) Kiisa-Eesti-Balti-Sindi (5, 6, 8, 9)

c) Kiisa-Eesti-Paide-Balti (5, 6, 7, 8)

2) Jälgitavuse liiasus on täheldatav kolmes sõlmes.

3) On veel 10 võimalikku varianti nelja *PMU*-ga, kuid vähema vaadeldavuse liiasusega.

*Tööst välja on viidud Harku-Kiisa (1, 5) ülekanaliin.*

1) Optimaalne *PMU*-de paigutus on võimalik kolmel moel:

a) Aruküla-Kiisa-Eesti-Tartu (2, 5, 6, 10)

b) Aruküla-Rakvere-Eesti-Tartu (2, 3, 6, 10)

c) Aruküla-Rakvere-Eesti-Sindi (2, 3, 6, 9)

2) Jälgitavuse liiasus on täheldatav kahes sõlmes.

3) On veel neli võimalikku varianti nelja *PMU*-ga, kuid vähema vaadeldavuse liiasusega.

*Tööst välja on viidud Rakvere-Püssi (3, 4) ülekanaliin.*

1) Optimaalne *PMU*-de paigutus on võimalik kahel moel:

a) Kiisa-Eesti-Paide-Balti (5, 6, 7, 8)

b) Kiisa-Eesti-Balti-Tartu (5, 6, 8, 10)

2) Jälgitavuse liiasus on täheldatav neljas sõlmes.

3) On veel 10 võimalikku varianti nelja *PMU*-ga, kuid vähema vaadeldavuse liiasusega.

*Tööst välja on viidud Balti-Tartu (8, 10) ülekanaliin.*

1) Optimaalne *PMU*-de paigutus on:

a) Harku-Püssi-Eesti-Sindi (1, 4, 6, 9)

2) Jälgitavuse liiasus on täheldatav kolmes sõlmes.

3) On veel 11 võimalikku varianti nelja *PMU*-ga, kuid vähema vaadeldavuse liiasusega.

*Tööst välja on viidud Eesti-Tsirguliina (6, 11) ülekanaliin.*

1) Optimaalne *PMU*-de paigutus on:

b) Kiisa-Paide-Balti-Tsirguliina (5, 7, 8, 11)

2) Jälgitavuse liiasus on täheldatav kahes sõlmes.

3) On veel üks võimalik variant nelja *PMU*-ga, kuid vaadeldavuse liiasust pole siis üheski sõlmes.

*Tööst välja on viidud Paide-Sindi (7, 9) ülekandeliin.*

1) Optimaalne *PMU*-de paigutus on:

a) Kiisa-Eesti-Balti-Tartu (5, 6, 8, 10)

2) Jälgitavuse liiasus on täheldatav neljas sõlmes.

3) On veel 11 võimalikku varianti nelja *PMU*-ga, kuid vähema vaadeldavuse liiasusega.

*Tööst välja on viidud Harku-Aruküla (1, 2) ülekandeliin.*

1) Optimaalne *PMU*-de paigutus on võimalik kahel moel:

a) Kiisa-Eesti-Paide-Balti (5, 6, 7, 8)

b) Kiisa-Eesti-Balti-Tartu (5, 6, 8, 10)

2) Jälgitavuse liiasus on täheldatav neljas sõlmes.

3) On veel kuus võimalikku varianti nelja *PMU*-ga, kuid vähema vaadeldavuse liiasusega.

*Tööst välja on viidud Sindi-Tartu (9, 10) ülekandeliin.*

1) Optimaalne *PMU*-de paigutus on:

a) Kiisa-Eesti-Paide-Balti (5, 6, 7, 8)

2) Jälgitavuse liiasus on täheldatav neljas sõlmes.

3) On veel kolm võimalikku varianti nelja *PMU*-ga, kuid vähema vaadeldavuse liiasusega.

*Tööst välja on viidud Kiisa-Paide (5, 7) ülekandeliin.*

1) Optimaalne *PMU*-de paigutus on võimalik 5 moel:

a) Kiisa-Eesti-Balti-Tartu (5, 6, 8, 10)

b) Kiisa-Eesti-Balti-Sindi (5, 6, 8, 9)

c) Kiisa-Eesti-Paide-Balti (5, 6, 7, 8)

d) Harku-Püssi-Eesti-Tartu (1, 4, 6, 10)

e) Harku-Püssi-Eesti-Sindi (1, 4, 6, 9)

2) Jälgitavuse liiasus on täheldatav kolmes sõlmes.

3) On veel 10 võimalikku varianti nelja *PMU*-ga, kuid vähema vaadeldavuse liiasusega.

Tööst välja on viidud Püssi-Eesti (4, 6) ülekandeliin.

1) Optimaalne PMU-de paigutus on võimalik kolmes moel:

- a) Kiisa-Eesti-Paide-Balti (5, 6, 7, 8)
- b) Kiisa-Paide-Balti-Tsirguliina (5, 7, 8, 11)
- c) Kiisa-Eesti- Balti-Tartu (5, 6, 8, 10)

2) Jälgitavuse liiasus on täheldatav kolmes sõlmes.

3) On veel 10 võimalikku varianti nelja PMU-ga, kuid vähema vaadeldavuse liiasusega.

Tööst välja on viidud Eesti-Balti (6, 8) ülekandeliin.

1) Optimaalne PMU-de paigutus on võimalik kaheti:

- a) Kiisa-Eesti-Paide-Balti (5, 6, 7, 8)
- b) Kiisa-Eesti-Balti-Tartu (5, 6, 8, 10)

2) Jälgitavuse liiasus on täheldatav neljas sõlmes.

3) On veel 14 võimalikku varianti nelja PMU-ga, kuid vähema vaadeldavuse liiasusega.

Kokkuvõttes näeme, et erinevaid lubatavaid nelja PMU-ga variante on sõlmede vaheliste ühenduste katkemisel vägagi erineval hulgal (Tabel 5.2).

Tabel 5.2. Võimalike PMU-de nelja kaupa paigutuse variantide numbrid sõlmede vaheliste ühenduste katkemisel.

1-2	1-5	2-8	3-4	3-5	4-6	5-7	6-7	6-8	6-11	7-9	8-10	9-10
75	610	610	75	1157	75	77	75	75	89	75	75	77
77	612	802	77	1186	77	89	77	77	1157	77	77	89
89	773	1122	89	1188	89	106	89	89		106	106	108
106	802	1157	106	1314	106	108	106	106		108	108	120
108	804	1186	108		108	120	108	108		610	610	
120	1122	1188	120		120	610	120	120		612	612	
610	1314	1314	610		773	612	610	610		802	773	
612			612		802	773	612	612		804	802	
			802		804	802	773	773		1122	804	
			804		1157	804	804	802		1186	1157	
			1122		1186	1122	1122	804		1188	1186	
			1314		1188	1157	1157	1122		1314	1188	
					1314	1186	1188	1157				
						1188		1186				
						1314		1188				
								1314				

Variantide tabeli algusosa näide on toodud lisas (vt Lisa 2).

Tehtud arvutuste seeria lubab järeldada, et *PMU*-de paigaldamisel vaid neli sõlme ei ole ühe suvalise ühendusliini tööst väljasoleku korral alati tagatud elektrivõrgu vaadeldavus täies ulatuses. Sama võib arvutustele tuginedes kinnitada ka viie *PMU* paigaldamise kohta.

Tähelepanu väärib ka asjaolu, et mõne ühenduse katkemine ei taga praeguse *PMU*-de paigutuse juures võrgu vaadeldavust täies ulatuses. 13-st alajaamade vahelisest ülekandeliinist viie puhul eraldi väljalülitamine toob kaasa täies ulatuses vaadeldavuse kadumise. Nendeks on Harku-Kiisa (1-5), Rakvere-Püssi (3-4), Eesti-Paide (6-7), Eesti-Tsirguliina (6-11), Sindi-Tartu (9-10).

Lahenduseks tuleb nende kuue seadme paigutust muuta. Selleks on seitse võimalikku varianti (Tabel 5.3). Nimetatud paigutusvariandid tagavad elektrivõrgu täieliku vaadeldavuse ka mistahes ühe sõlmede vahelise ühenduse (ülekandeliini) väljalangemisel.

*Tabel 5.3. PMU-de kuue kaupa paigaldamise variandid vastavate sõlmede numbrite ja vaadeldavuse liiasust omavate sõlmede arvuga.*

Eelistus	Variant	<i>PMU</i> -1	<i>PMU</i> -2	<i>PMU</i> -3	<i>PMU</i> -4	<i>PMU</i> -5	<i>PMU</i> -6	Liiasus
1	1229	1	4	5	8	9	11	9
2 - 3	717	2	4	5	8	9	11	8
2 - 3	1325	2	4	6	8	9	11	8
4 - 6	723	2	4	5	7	9	11	7
4 - 6	1307	1	3	7	8	10	11	7
4 - 6	1309	1	3	7	8	9	11	7
7	711	2	4	5	9	10	11	7

## 5.4 Kokkuvõte

Selles peatükis esitatud uurimistöö tulemused on *PMU*-de paiknemise optimeerimise ülesande esimene osa. Täiendavalt käsitletakse *WAMPAC R&D* projekti järgmistel etappidel *PMU*-de rakendamist elektrisüsteemi talitluse jälgimiseks täiendavate lisatingimuste korral ning lähene-takse temaatikale laiemalt, arvestades ka laijuhtimise ja laikaitse rakendamisest tulenevaid kit-sendusi.

Uurimustöö selles etapis on analüüsitud olulisemaid laiseiresüsteemide optimeerimise alaseid publikatsioone ja nende kasutatavust energiasüsteemi põhivõrgus. See probleem on praegu väga aktuaalne [1-14]. *PMU*-de kasutamine võimaldab muuta energiasüsteemi talitluse jälgita-vuse komplekssemaks ja täpsemaks. Mainitud artiklites on soovitatud mitmesuguseid konkreet-seid meetodeid *PMU*-de paigutuse optimeerimiseks, kuid otsest eeskju, mis sobiks Eesti ener-giasüsteemile, kirjanduses ei leidunud. Seega tervikuna on antud probleemi uurimine maailmas veel algusjärgus.

Käesolevas töös on koostatud optimeerimisülesanne, välja töötatud meetod ning spetsiaalne arvutiprogramm *PMU*-de paigutuse optimeerimiseks Eleringi põhivõrgus. Arvutiprogrammi abil on analüüsitud *PMU*-de paigutuse variante ja leitud optimaalsed variandid mitte ainult nor-maalskeemi jaoks vaid arvestades ka häiringukindluse  $N-1$  kriteeriume.

*PMU*-de kasutusele võtmine võimaldab oluliselt suurendada energiasüsteemi jälgitavuse komp-lekssust, reaalajas juhtimise täpsust ning komplekssemalt analüüsida ja prognoosida elektri-võrgu talitlust ning hinnata võrgu stabiilsuse piire ja reserve ning töö- ja häiringukindlust. Siiski tuleb rõhutada, et *PMU*-de ratsionaalne kasutusele võtmine vajab eelnevalt vastavaid uuringuid ja vastavate matemaatiliste mudelite ning meetodite ja arvutiprogrammide väljatöötamist sel-leks, et viia talitluse optimeerimine, analüüs ja prognoosid sellele tasemele, mida *PMU*-d või-maldavad.



## 5.5 Kirjandus

- [1] Hajian, M., Ranjbar, A. M., Amraee, T., Shirani, A. R. Optimal Placement of Phasor Measurement Units: Particle Swarm Optimization Approach. The 14th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, ISAP 2007, Kaohsiung, Taiwan, 4-8 November 2007, pp. 152-157.
- [2] Sudha, R., Vats, V., Pathak, G., Jayabarathi, T. Optimal Placement of Phasor Measurement Units Using Modified Invasive Weed Optimization. International Journal of Soft Computing and Engineering (IJSCE), Vol. 2, Issue 2, May 2012. P. 4.
- [3] Wen, M. H. F., Jin Xu and Li, V. O. K. Optimal Multistage PMU Placement for Wide-Area Monitoring. IEEE Transactions on Power Systems. P. 10.  
<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6583313>. 25.09.2013.
- [4] Wen, M. H. F., Jin Xu, Li, V. O. K. Optimal Multistage PMU Placement for Wide-Area Monitoring. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No. 4, November 2013, pp. 4134-4143.  
<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6583313>. 25.09.2013.
- [5] Al-Mohhamed, A. H., Abido, M. A., Mansour, M. M. Optimal PMU Placement for Power System Observability Using Differential Evolution. 11 th International Conference on Intelligent Systems Design and Applications (ISDA), 22-24 Nov. 2011, pp. 277-282
- [6] Sodhi, R., Srivastava, S. C., Singh, S. N. Optimal PMU Placement to Ensure System Observability under Contingencies. P. 6.  
<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5275618>. 25.09.2013.
- [7] Gou, B. Generalized Integer Linear Programming Formulation for Optimal PMU Placement. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 3, August 2008, pp.1099-1104.
- [8] Gou, B. Optimal Placement of PMUs by Integer Linear Programming. IEEE IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 3, August 2008, Pp. 1525-1526.
- [9] Dua, D., Dambhare, S., Gajbhiye, R. K., Soman, S. A. Optimal Multistage Scheduling of PMU Placement: An ILP Approach. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 23, No. 4, October 2008, pp. 1812-1820.

- [10] Ahmadi, A., Alinejad-Beromi, Y., Moradi, M. Optimal PMU placement for power system observability using binary particle swarm optimization and considering measurement redundancy. *Expert Systems with Applications* 38(2011), pp. 7263-7269.
- [11] Chakrabarti, S., Venayagamoorthy, G. K., and Kyriakides, E. PMU Placement for Power System Observability using Binary Particle Swarm Optimization. *Australian Universities Power Engineering Conference (AUPEC'08)*, 2008. Paper P-191. P. 5.
- [12] Manousakis, N. M., Korres, G. N., and Georgilakis, P. S. Optimal Placement of Phasor Measurement Units: A Literature Review. P.6.  
<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6082183>. 25.09.2013.
- [13] Soman, S. A. Optimal PMU Placement. Department of Electrical Engineering Indian Institute of Technology Bombay. Dec 2, 2011.  
<http://www.indicon2011.org/images/pdf/soman-pgcilpmu-placement.pdf>. 26.09.2013.
- [14] Bhonsle, J. S., Junghare, A. S. A Novel Approach for the Optimal PMU Placement using Binary Integer Programming Technique. *International Journal of Electrical and Electronics Engineering (IJEEE)* ISSN (PRINT): 2231 – 5284, Vol-1, Iss-3, 2012.  
[http://www.idc-online.com/technical\\_references/pdfs/electrical\\_engineering/A%20Novel%20Approach.pdf](http://www.idc-online.com/technical_references/pdfs/electrical_engineering/A%20Novel%20Approach.pdf). 26.09.2013.
- [15] Mazlumi, K., Azari, M., Beheshti, S. Optimal Multistage Scheduling of PMU Placement for Power System Observability. *International Journal on “Technical and Physical Problems of Engineering” (IJTPE)* December 2012, Issue 13, Volume 4, Number 4, pp. 119-124.

## 6 Kokkuvõte ja edasised tegevused

Laimõotesüsteemide areng viimasel kümnel aastal on oluliselt mõjutanud elektrisüsteemide seiret, juhtimist ja kaitset. Laimõõtmiste kasutuselevõtt on võimaldanud täpsemalt jälgida elektrisüsteemi talitlust, hinnata erinevate lülitusoperatsioonide ja juhtimiskäskluste mõju, koostada erinevaid rakendusi jm. Tuleviku perspektiivis on ette näha laimõõtmistel põhinevate juhtimis- ja kaitsesüsteemide arengut. Laimõõtmiste kasutamine maailmas on pidevalt suurenenud ning tänapäeval on väga paljude võrguoperaatorite poolt jõutud arusaamiseni sellise süsteemi võimalustes ja vajalikkuses.

Alates 2010. aastast on Elering AS-is kasutusel laimõotesüsteem, mille kasutamise eesmärgiks on Eesti elektrisüsteemi talitluse seire, riikidevaheliste võimsusvoogude jälgimine, häiringute hilisem analüüs ning elektrisüsteemi dünaamikamudeli verifitseerimine. Laimõotesüsteemi arendamiseks ning erinevate rakenduste välja töötamiseks alustas Elering AS koos Tallinna Tehnikaülikooli elektroenergeetika instituudiga teadus- ja arendusprojekti „Eesti elektrisüsteemi laiseiresüsteemi analüüs ja arendamine (WAMPAC)“.

Käesolev aruanne võtab kokku TTÜ elektroenergeetika instituudi poolse uurimustöö esimese etapi ja vaatlleb temaatikat pisut laiemalt eesmärgiga määratleda konkreetsemalt järgmiste etappide sisu.

Aruandes leiavad käsitlemist laiseiresüsteemide üldise teooria küsimused. Vaadeldakse nii faasimõõteseadmeid kui ka laiseiresüsteemide olemust alates tavapärasest mõõteandmete töötlemise ja analüüsi süsteemist kuni laimõõtmistel põhineva juhtimis- ja kaitsesüsteemini. Esimese peatüki eesmärk on anda ülevaade ja hinnata laiseiresüsteemide võimalusi ja arenguperspektiive.

Teine peatükk käsitleb erinevates maailma võrguettevõtetes kasutusel olevate laimõõtesüsteemide võimalusi ja kasutusvaldkondi. Hinnatud on kasutusel olevate lahenduste funktsionaalsust ja võimalikke tulevikusuundasid. Teise temaatikana on vaadeldud erinevate maailma laimõõtesüsteemide tarkvara tootjate lahendusi. Peatüki lõpus analüüsitakse laimõõtmiste ja laimõõtesüsteemide perspektiivseid lahendusi ja võimalikke arengusuundasid tulevikus Eesti elektrisüsteemi näitel.

Uurimustöö üheks praktiliseks osaks oli faasimõõteseadmete reaalne katsetamine. Katsetati kolme erineva tootja *PMU* seadmeid vastavalt standarditele *IEEE C37.118-1-2011* ja *IEEE C37.242-2013*. Vaatluse all olid ka mõlemad Eesti elektrisüsteemis kasutusel olevad *PMU*-d.

Lisaks vaadeldakse põhjalikult faasimõõtmiste rakendusi ning faasimõõteseadmete kasutatavust ja sisulist ülesehitust. Analüüsitud on maailma põhilisemate tootjate *PMU* seadmeid ning lisaks on antud ülevaade Venemaa *PMU* tootjate seadmetest. Kõik *PMU*-de ja nende katsetamistega seotud teemad on esitatud peatükis kolm.

Neljandas, laiseiresüsteemi rakenduste peatükis liigutakse rohkem reaalsete rakenduste valdkonnas. Ülevaatlikult on hinnatud erinevaid elektriliinide temperatuuri määratlemise võimalusi, alustades mitmesugustest mitteelektrilistest meetoditest kuni lõpetades ülekandeliini ja väliskeskonna parameetritel põhineva meetodiga. Elektriliini kadusid käsitlevas osas on näidatud teoreetiliselt erinevate kaokomponentide leidmist ning arutletud on faasimõõtmiste rakendamise üle viimati mainitud kahe probleemi lahendamisel.

Uurimustöö viiendas peatükis on alustatud faasimõõteseadmete optimeerimise küsimuste lahendamisega. Lähtuvalt erinevatest kitsendustest on käsitletud võimalike *PMU*-de arvu Eesti elektrisüsteemis. Optimeerimise teostamiseks on koostatud sobilik algoritm ning esitatud on esmased tulemused. Kokkuvõtlikult võib öelda, et Eesti elektrisüsteemi tavaliseks jälgimiseks piisab kui *PMU*-d on ülesse seatud pooltesse Eesti elektrisüsteemi 330 kV alajaamadesse. Siinkohal tuleb rõhutada, et optimeerimise tulemus on otseselt seotud algingimustega, mis siinkohal oli süsteemi jälgimine. Optimeerimismeetodite arendamine ja erinevate lisatingimuste täiendav arvestamine on plaanitud teostada projekti järgmistes etappides.

Käesolevas aruandes esitatud uurimustöö tulemused on olulised hindamaks Eesti elektrisüsteemi laimõõtesüsteemi olemust ja edasisi arenguperspektiive. Uurimustöö olulisemateks osadeks on laiseiresüsteemide kontseptsiooni analüüs, *PMU*-de võimalused ning rakendatavus erinevate elektrisüsteemi protsesside jälgimiseks (hinnatud on mõlema Eesti elektrisüsteemis kasutusel oleva *PMU* staatilisi ja dünaamilisi karakteristikuid), laimõõtesüsteemi võimalike rakenduste analüüs Eesti elektrisüsteemi kontekstis ja optimeerimismeetodite väljatöötamine ning analüüs.

Edasine uurimustöö põhineb käesolevas aruandes käsitletud laiseirel põhinevate rakenduste teemaikal ja samuti on vaatluse all täiendavad elektrisüsteemi juhtimisega seotud probleemid, millede lahendamiseks on võimalik rakendada laimõõtesüsteemi vahendusel saadavad infot. Oluliseks lähtekohaks on liini läbilaskevõime ja kadude jälgimise temaatika edasiarendamine ning reaalsete rakenduste kasutuselevõtt. Samuti on oluline optimeerimismeetodite edasiarendamine ning teaduslik uurimustöö selles vallas. *PMU*-de analüüsi poole pealt on TTÜ elektroenergeetika instituut hankinud oma laborisse *SEL* ja *Qualitrol*-i vastavad seadmed. Neist teise

testimine ja tulemuste võrdlemine selles aruandes toodud teiste tootjate tulemustega võimaldab hinnata selle konkreetse tootja seadme sobilikkust ning karakteristikuid. Elektrisüsteemi juhtimise ja kaitsmise vallas on otstarbekas Elering AS-i esindajatega määratleda perspektiivsed plaanid ning seeläbi hinnata nende sobilikkust laiseire kontseptsioonist lähtuvalt. Huvipakkuvaks temaatikaks on laimõõtmistel põhineva süsteemiautomaatika kontseptsiooni väljatöötamine ja analüüs ning võimalike rakenduste plaanimine.

# Lisa 1 – Õhuliini juhtme *CONDOR ACSR 402/52* termilise seisundi arvutamise näide

Järgnevalt on vaadeldud *CONDOR ACSR 402/52* juhtme termilist seisundit. Näites on vaadeldud olukorda, kus juhi temperatuur on 55 °C, tuule kiirus 0,3 m/s ja väliskeskkonna temperatuur 25 °C. Neeldumise teguri väärtus on 0,5 ja radiatsiooni teguri väärtus 0,55. Eesmärk on näidata missuguse juhete läbiva voolu korral saavutatakse toodud välistingimuste juures 55 °C.

## Elektrijuhi andmed

Elektrijuht *CONDOR ACSR 402/52*

Juhi diameeter  $D := 27.6 \text{ mm}$

Elektrijuhi kõrgus merepinnast  $H_e := 21.7 \text{ m}$

**Eeldatav elektrijuhi temperatuur**  $T_c := 55 \text{ °C}$

Radiatsiooni tegur  $\varepsilon_{\text{rw}} := 0.55$

Neeldumise tegur  $\alpha := 0.5$

Juhi projektsiooni pindala  $A := \frac{D}{1000} = 0.028 \text{ m}^2$

Juhi aktiivtakistus (L511) 20 C temperatuuri juures

$T_{\text{madal}} := 20 \text{ °C}$   $R_{t20} := 0.0719 \frac{\Omega}{\text{km}}$

Juhi aktiivtakistus (L511) 80 C temperatuuri juures

$T_{\text{korge}} := 80 \text{ °C}$   $R_{t80} := 0.09 \frac{\Omega}{\text{km}}$

Juhi alumiiniumi kaal  $m_{\text{AL}} := 1.1105 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$

Juhi terase kaal  $m_{\text{Fe}} := 0.41 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$

Alumiiniumi soojusmahtuvus  $C_{p\text{AL}} := 955 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot \text{°C}}$

Terase soojusmahtuvus  $C_{p\text{Fe}} := 476 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot \text{°C}}$

## Välisparameetrid

**Välistemperatuur**  $T_a := 25 \text{ °C}$

Välis- ja juhitemperatuuride keskmine temperatuur  $T_{\text{film}} := \frac{T_c + T_a}{2} = 40 \text{ °C}$

**Tuule kiirus**  $v_w := 0.3 \frac{\text{m}}{\text{s}}$

Tuule suuna ja elektrijuhi telje vaheline nurk

$$\phi := 45^\circ\text{C}$$

Liini L511 laiuskraad

$$\text{Lat} := 59$$

"Tunni nurk" (eeldame, et hetke kellaeg on 14.00)  $\omega := 30$

Aasta päev (1.05.2013)  $N := 120$

$$\text{Päikese kõrgus } \delta := 23.4583 \sin\left(\frac{284 + N}{365} \cdot 360\right) = 11.585$$

Liini asimuut (liin L511)  $Z1 := 90$

### Konvektsioonist soojuskaod

$$\text{Õhu tihedus } \rho_f := \frac{1.293 - 1.525 \cdot 10^{-4} \cdot \text{He} + 6.379 \cdot 10^{-9} \cdot \text{He}^2}{1 + 0.00367 T_{\text{film}}} = 1.125 \quad \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$\text{Õhu dünaamiline viskoosus } \mu_f := \frac{1.458 \cdot 10^{-6} (T_{\text{film}} + 273)^{1.25}}{T_{\text{film}} + 383.4} = 4.534 \times 10^{-6} \quad \text{Pa} \cdot \text{s}$$

$$\text{Õhu termiline juhtivus } k_f := 2.424 \cdot 10^{-2} + 7.477 \cdot 10^{-5} T_{\text{film}} - 4.407 \cdot 10^{-9} T_{\text{film}}^2 = 0.027 \quad \frac{\text{W}}{\text{m} \cdot ^\circ\text{C}}$$

$$\text{Tuule suuna faktor } K_{\text{angel}} := 1.194 - \cos(\phi \cdot \text{deg}) + 0.194 \cos(\phi \cdot \text{deg}) + 0.368 \cos(2\phi \cdot \text{deg}) = 0.624$$

Konvektsiooni kaod

$$q_{c1} := \left[ 1.01 + 0.0372 \left( \frac{D \cdot \rho_f \cdot V_w}{\mu_f} \right)^{0.52} \right] k_f \cdot K_{\text{angel}} \cdot (T_c - T_a) = 36.865 \quad \frac{\text{W}}{\text{m}}$$

$$q_{c2} := 0.0119 \left( \frac{D \cdot \rho_f \cdot V_w}{\mu_f} \right)^{0.6} k_f \cdot K_{\text{angel}} \cdot (T_c - T_a) = 37.198 \quad \frac{\text{W}}{\text{m}}$$

$$\text{qc1 ja qc2 väärtustest valime suurima väärtuse, ehk } q_{c2} = 37.198 \quad \frac{\text{W}}{\text{m}}$$

Tuule puudumisel konvektsiooni kaod

$$q_{cn} := 0.0205 D^{0.75} \cdot \rho_f^{0.5} (T_c - T_a)^{1.25} = 18.38$$

### Radiatsioonist soojuskaod

$$q_{r} := 0.0178 D \cdot \varepsilon \cdot \left[ \left( \frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] = 9.966 \quad \frac{\text{W}}{\text{m}}$$

### Päikese soojus

Päikese kõrguse korrigeerimis tegur

$$K_{\text{solar}} := 1 + 1.148 \cdot 10^{-4} \cdot \text{He} - 1.108 \cdot 1 \cdot 10^{-8} \cdot \text{He}^2 = 1.002$$

Päikese kõrgus

$$H_c := \text{asin}\left(\sin\left(\cos(\text{Lat}\cdot\text{deg})\cdot\cos(\delta\cdot\text{deg})\cdot\cos(\omega\cdot\text{deg}) + \sin(\text{Lat}\cdot\text{deg})\cdot\sin(\delta\cdot\text{deg})\right)\right) \cdot \frac{180}{\pi} = 34.898$$

Päike ja taeva üldine soojusvoog

$$Q_s := -42.24 + 63.8H_c - 1.92H_c^2 + 3.47\cdot 10^{-2}H_c^3 - 3.611\cdot 10^{-4}H_c^4 + 1.943\cdot 10^{-6}H_c^5 - 4.076\cdot 10^{-9}H_c^6 = 878.357$$

Päikese asimuudi nurk

$$\chi := \frac{\sin(\omega\cdot\text{deg})}{\sin(\text{Lat}\cdot\text{deg})\cdot\cos(\omega\cdot\text{deg}) - \cos(\text{Lat}\cdot\text{deg})\tan(\delta\cdot\text{deg})} = 0.785$$

Päikese asimuudi konstant

$$Z_c := 180 + \text{atan}(\chi) \cdot \frac{180}{\pi} = 218.14$$

Päikese kiirte efektiivne langemise nurk

$$\Theta := \text{acos}[\cos(H_c\cdot\text{deg})\cos[(Z_c - Z_1)\text{deg}]] \cdot \frac{180}{\pi} = 120.433$$

Päikese ja taeva korrigeeritud üldine soojusvoog

$$Q_{se} := K_{\text{solar}} \cdot Q_s = 880.541$$

$$q_s := \alpha \cdot Q_{se} \cdot \sin(\Theta\cdot\text{deg})A = 10.477$$

## Elektrijuhi takistus

$$R_{Tc} := \left( \frac{R_{t80} - R_{t20}}{T_{\text{korge}} - T_{\text{madal}}} \right) \cdot (T_c - T_{\text{madal}}) + R_{t20} = 0.082 \quad \frac{\Omega}{\text{km}}$$

## Elektrijuhi soojusmahtuvus

$$m_{CpAL} := m_{AL} \cdot Cp_{AL} = 1.061 \times 10^3 \quad \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}}$$

$$m_{CpFe} := m_{Fe} \cdot Cp_{Fe} = 195.16 \quad \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}}$$

$$m_{CpCONDOR} := m_{CpAL} + m_{CpFe} = 1.256 \times 10^3 \quad \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}}$$

## Püsitalitluse termiline hinnang

$$I := \sqrt{\frac{(q_c^2 + q_r - q_s)}{\frac{R_{Tc}}{1000}}} = 667.011 \quad \text{A}$$



Püsitalitluse termiline hinnang näitab, et saavutamaks juhtme temperatuuri 55 °C tingimustel, kus välisõhu temperatuur on 25 °C ja tuule kiirus 0,3 m/s on tarvis, et juhet läbiks ca 667 A voolu.

## Lisa 2 – PMU-de paigutuse variantide võimalused

Järgnevalt on esitatud *EXCEL*-programmis 11 sõlme korral genereeritav *PMU*-de paigutuse variantide tabeli algus.

Var	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
4	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
6	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
8	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
10	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0
11	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1
12	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1
14	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0
15	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
16	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
18	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0
19	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1
20	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0
21	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1
22	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0
23	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1
24	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1
26	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0
27	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1
28	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0
29	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1
30	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0
31	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
32	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
34	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0
35	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1
36	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0
37	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1
38	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0
39	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	1
40	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0

Var	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
41	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1
42	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0
43	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1
44	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0
45	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1
46	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0
47	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1
48	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
49	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1
50	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0
51	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1
52	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0
53	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	1
54	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	0
55	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1
56	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0
57	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1
58	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	0
59	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	1
60	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
61	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	1
62	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0
63	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
64	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
66	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0
67	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1
68	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
69	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1
70	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0
71	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	1
72	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0
73	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1
74	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	0
75	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1
76	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0
77	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0	1
78	0	0	0	0	1	0	0	1	1	1	0
79	0	0	0	0	1	0	0	1	1	1	1
80	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0

Var	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
81	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1
82	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0
83	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1
84	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0
85	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	1
86	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0
87	0	0	0	0	1	0	1	0	1	1	1
88	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0
89	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	1
90	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0
91	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	1
92	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0	0
93	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0	1
94	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	0
95	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	1
96	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
97	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1
98	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	0
99	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1
100	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0
101	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0	1
102	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1	0
103	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1	1
104	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0
105	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	1
106	0	0	0	0	1	1	0	1	0	1	0
107	0	0	0	0	1	1	0	1	0	1	1
108	0	0	0	0	1	1	0	1	1	0	0
109	0	0	0	0	1	1	0	1	1	0	1
110	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1	0
111	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1	1
112	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
113	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	1
114	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1	0
115	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1	1
116	0	0	0	0	1	1	1	0	1	0	0
117	0	0	0	0	1	1	1	0	1	0	1
118	0	0	0	0	1	1	1	0	1	1	0
119	0	0	0	0	1	1	1	0	1	1	1
120	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0

Var	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
121	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	1
122	0	0	0	0	1	1	1	1	0	1	0
123	0	0	0	0	1	1	1	1	0	1	1
124	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0
125	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1
126	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
127	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
128	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
129	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
130	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0
131	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1
132	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0
133	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1
134	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0
135	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1
136	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
137	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1
138	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1	0
139	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1	1
140	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0
141	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	1
142	0	0	0	1	0	0	0	1	1	1	0
143	0	0	0	1	0	0	0	1	1	1	1
144	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0
145	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1
146	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0
147	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	1
148	0	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0
149	0	0	0	1	0	0	1	0	1	0	1
150	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	0
151	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1
152	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	0
153	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	1
154	0	0	0	1	0	0	1	1	0	1	0
155	0	0	0	1	0	0	1	1	0	1	1
156	0	0	0	1	0	0	1	1	1	0	0
157	0	0	0	1	0	0	1	1	1	0	1
158	0	0	0	1	0	0	1	1	1	1	0
159	0	0	0	1	0	0	1	1	1	1	1
160	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0