

RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE
Enerģētikas un elektrotehnikas fakultāte
Enerģētikas institūts

Timurs KUZNECOVS
Doktora studiju programmas „Enerģētika un elektrotehnika” doktorants

APVIENOTAS ENERGOSISTĒMAS REŽĪMU MODELĒŠANA, IZVĒLE UN VĒRTĒŠANA

Promocijas darba kopsavilkums

Zinātniskie vadītāji

profesors *Dr. habil. sc. ing.*
A. MAHŅITKO

profesors *Dr. habil. sc. ing.*
A. SAUHATS

RTU Izdevniecība
Rīga 2017

Kuzņecovs T. Apvienotas energosistēmas
režīmu modelēšana, izvēle un vērtēšana.
Promocijas darba kopsavilkums. –
R.: RTU Izdevniecība, 2017. – 49 lpp.

Iespiests saskaņā ar RTU promocijas padomes
„RTU P-05” (Enerģētika) 2017. gada 18. jūlija
lēmumu, protokols Nr. 37/17.

ISBN 978-9934-10-989-8

PROMOCIJAS DARBS IZVIRZĪTS INŽENIERZINĀTŅU DOKTORA GRĀDA IEGŪŠANAI RĪGAS TEHNISKAJĀ UNIVERSITĀTĒ

Promocijas darbs inženierzinātņu doktora grāda iegūšanai tiek publiski aizstāvēts 2017. gada 11. oktobrī plkst. 15 Rīgas Tehniskās universitātes Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātē, Āzenes ielā 12/1, 306. auditorijā.

OFICIĀLIE RECENZENTI

Dr. sc. ing. Kārlis Briņķis

Latvijas Elektroenerģētiķu un energobūvnieku asociācijas izpilddirektors

Dr. sc. ing. Diāna Žalostība

Rīgas Tehniskā universitātes Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes vadošā pētniece

Dr. Virginijus Radziukynas

Lietuvas Enerģētikas institūts,

Energosistēmu kontroles un vadības laboratorijas vadītājs

APSTIPRINĀJUMS

Apstiprinu, ka esmu izstrādājis šo promocijas darbu, kas iesniegts izskatīšanai Rīgas Tehniskajā universitātē inženierzinātņu doktora grāda iegūšanai. Promocijas darbs zinātniskā grāda iegūšanai nav iesniegts nevienā citā universitātē.

Timurs Kuzņecovs (paraksts)

Datums: 11.08.2017.

Promocijas darbs uzrakstīts angļu valodā, tajā ir ievads, piecas nodaļas, secinājumi, literatūras saraksts, astoņas tabulas, 13 zīmējumi un ilustrācijas, kopā 112 lappuses. Literatūras sarakstā ir 195 nosaukumi.

SATURS

PROMOCIJAS DARBA AKTUALITĀTE	5
PROMOCIJAS DARBA HIPOTĒZE, MĒRĶI UN UZDEVUMI.....	6
PĒTĪJUMA METODES UN LĪDZEKĻI.....	7
PROMOCIJAS DARBA ZINĀTNISKĀ NOVITĀTE.....	7
PROMOCIJAS DARBA PRAKTISKĀ NOZĪME	8
AUTORA PERSONISKAIS IEGULDĪJUMS VEIKTAJOS PĒTĪJUMOS	8
PROMOCIJAS DARBA APROBĀCIJA	9
PUBLIKĀCIJAS.....	9
PROMOCIJAS DARBA STRUKTŪRA UN APJOMS.....	10
1. APVIENOTO ENERGOSISTĒMU LOMA PASAULES ENERĢĒTIKASNOZARĒ.....	11
2. JAUDAS PLŪSMAS APRĒĶINU PROGRAMMU IZMANTOŠANA APVIENOTO ENERGOSISTĒMU REŽĪMU MODELĒŠANAS UZDEVUMU RISINĀJUMIEM.....	13
3. APVIENOTO ENERGOSISTĒMU REŽĪMU MODELĒŠANA.....	16
4. JAUDAS PLŪSMAS APRĒĶINU PROGRAMMAS IZMANTOŠANA PĀRVADES SISTĒMAS DISPEČERU APMĀCĪBAM	30
5. AKTĪVĀS JAUDAS VĒRTĪBU PIEAUGUMA NOTEIKŠANA, BALSTOTIES UZ LĪDZSVARU EKVIPOTENCIĀLO TĪKLU	34
SECINĀJUMI	43
IZMANTOTĀ LITERATŪRA	44

PROMOCIJAS DARBA AKTUALITĀTE

Enerģētika ir viena no galvenajām zinātnes un rūpniecības nozarēm. Daudzējādā ziņā dažādu enerģijas avotu izmantošanas efektivitāte nosaka jebkuras valsts ekonomiskās attīstības pakāpi. Elektroenerģētiskās sistēmas (EES) kalpo, lai nodrošinātu sabiedrības vajadzības pēc elektroenerģijas, kā arī siltumenerģijas. Mūsdienu EES ir sarežģīti savstarpēji saistītu enerģētisko objektu kompleksi, kuros ir daudz attīstītas režīmu automātikas. EES var aplūkot kā daudzposmu, daudzkontūru vadības objektu, kura stāvoklis pakļauts nepārtrauktām (vispārīgā gadījumā – stohastiskām) izmaiņām ārēju faktoru ietekmē, kā arī nepārtrauktām mērķtiecīgām pašas energosistēmas komponentu vadības parametru izmaiņām. Objekta sarežģītība un mainīgums ir tādi, ka virknei uzdevumu nav iespējams sastādīt pietiekami pilnīgu tā matemātisko aprakstu. Īpaši tas attiecas uz operatīvās vadības uzdevumiem, kad ir nepieciešams ņemt vērā vadības objekta stāvokļa izmaiņas reālā laikā. Tāpēc operatīvajiem un informācijas kompleksiem (*SCADA*), kas ir attīstītas sistēmas teleinformācijas vākšanai, pārraidei un apstrādei ar skaitļošanas tehnikas palīdzību, ir svarīga loma mūsdienu EES. Efektīva *SCADA* izmantošana prasa pastāvīgi paaugstināt telemehānikas ierīču un skaitļošanas tehnikas un to ekspluatācijas līmeni. Jautājumi, kas saistīti ar teleinformācijas saņemšanas drošumu un tās ticamības kontroli, kļūst izšķiroši pašas *SCADA* funkcionēšanai un – tādā mērā, kā tā ir ieviesta darbā – vairāku ārkārtīgi svarīgu EES funkciju izpildei apvienotās energosistēmas sastāvā.

EES analīze, tāpat kā mehānisku sistēmu analīze, ietver līdzsvara stāvokļu izpēti. Lai noteiktu mehānisku sistēmu līdzsvara stāvokļus, tiek sastādītas un risinātas vienādojumu sistēmas, kas ataino uz aplūkojamo sistēmu darbojošos iekšējo un ārējo spēku vienādību. Uzdevumu klases un EES aprēķiniem izmantojamo matemātisko aparātu var iedalīt šādi.

Stacionārie režīmu aprēķini

Stacionārie režīmi ir aprakstāmi ar Oma un Kirhofa likumiem un no tiem izrietošām mezglu spriegumu vai kontūru strāvu vienādojumu (attiecīgi MSV un KSV) sistēmām. Matemātiskais aparāts pamatā balstās uz lineāru un nelineāru algebrisku vienādojumu sistēmu atrisināšanu. Šeit tiek izvērtēti tādi EES režīma parametri kā spriegumi aprēķina shēmas mezglu punktos, strāvas un jaudas plūsmas pa elektropārvades līnijām, barošanas avotu reaktīvās jaudas, transformācijas koeficienti u. c.

Pārejas procesu analīze

EES ir dinamiskā tipa sistēma, ko raksturo nepārtrauktas stāvokļa izmaiņas (mainās slodzes vērtība, ieslēgto ģeneratoru, slēdžu, transformatoru sastāvs u. c.). Turklāt visi fizikālie lielumi (spriegumi, strāvas) mainās laikā, tiecoties uz jaunu iestājušos vērtību. Sistēmai novirzoties no līdzsvara stāvokļa, rodas dažāda rakstura, stipruma un ilguma pārejas procesi, ko nepieciešams izpētīt, lai varētu kvalitatīvi noteikt elektriskā režīma noturīgumu un no noturīguma viedokļa maksimāli pieļaujamās kontrolējamo elektrisko lielumu novirzes normālā režīmā.

Sistēmu kustības analīzei izmanto diferenciālvienādojumu teorijas matemātisko aparātu. EES notiekošo pārejas procesu analīze ir sarežģītāka nekā mehāniskām sistēmām, jo EES nākas ņemt vērā ne tikai mehānisko lielumu (ātruma, paātrinājuma, turbo- un hidroģeneratoru, motoru u. c. mehānisko momentu), bet arī elektrisko parametru (strāvu, sprieguma, jaudas) izmaiņas. Tomēr pastāvošās paralēles ļauj ne tikai labāk izprast EES notiekošos pārejas procesus, bet arī palīdz, sintezējot (izvēloties) diferenciālvienādojumus.

Režīmu prognozēšana un optimizācija un EES attīstības projektēšanas uzdevumi

EES ekspluatācijas uzdevuma būtība ir tāda, ka iekārtas jāuztur darbspējīgā stāvoklī un droši jāapgādā patērētāji ar elektroenerģiju. Šīs funkcijas nepieciešams veikt ar vismazāko iespējamo materiālo, darba, finanšu resursu un energoresursu patēriņu. Šeit tiek risināti EES

summārās slodzes prognozēšanas un optimālas sadales uzdevumi starp paralēli strādājošiem ģeneratoragregātiem, kā arī jaudas un enerģijas zudumu minimizācijas uzdevumi elektriskajos tīklos un EES attīstības prognozēšanas un optimālas investīciju sadales uzdevumi.

Matemātiskais pamataparāts slodžu prognozēšanā ir statistiskā analīze ar aproksimācijas teorijas elementiem, bet optimizācijā – matemātiskā programmēšana.

Optimāla EES režīmu vadība

Kā iepriekš minēts, viens no EES ekspluatācijas pamatuzdevumiem ir režīmu vadība. Nepietiek tikai novērot EES notiekošos procesus, nepieciešams arī tos aktīvi virzīt pa tādu trajektoriju, lai nepieļautu katastrofālas sekas vadības zaudēšanas rezultātā. Turklāt iejaukšanās jāveic mērķtiecīgi, atbilstoši noteiktai vadības taktikai vai stratēģijai. Loģika ir atkarīga no vadības mērķiem. Piemēram, viena taktika ir izmantojama īsslēguma likvidēšanai, cita – ģeneratoru stabilitātes paaugstināšanai pārejas procesos, trešā – elektriskā režīma parametru novešanai pieļaujamo vērtību apgabalā utt. Ar šo mērķi tiek izstrādāti un EES ieviesti dažādi automātiskās un automatizētās vadības līdzekļi. Šīs uzdevumu klases matemātiskais pamataparāts ir sarežģītu EES automātiskās un automatizētās vadības teorijas.

EES drošums

Jebkuras tehniskas sistēmas efektivitāte, tai skaitā arī elektroenerģētiskas sistēmas, parasti tiek aplūkota no trīs pamatīpašību viedokļa: drošības, drošuma un ekonomiskuma. EES sastāv no ārkārtīgi liela skaita elementu, no kuriem viena atteice var, bet nedrīkst novest pie atteicu ķēdes reakcijas ar neprognozējamām sekām. Piemēram, hermetizācijas zudums gaisa slēdzī var novest pie atteices, atslēdzot īsslēgumu, kas savukārt izraisa slēdzatteices aizsardzības nostrādi, kā rezultātā izslēdzas pārējie ar bojāto kopņu sistēmu saistītie slēdži. Tas savukārt var radīt statiskās vai dinamiskās stabilitātes zudumu utt. Šīs uzdevumu klases matemātiskais pamataparāts ir varbūtību teorija, matemātiskās statistikas un tehnisko sistēmu drošuma teorija.

EES informācijas nodrošinājums

Jebkurai sistēmas vadībai nepieciešama informācija par režīma parametriem, elementu stāvokli u. c. Elektroenerģētikā saskaramies ar sistēmām, kuru uzvedību nosaka daudzi tūkstoši mainīgo, kas pakļauti gadījums faktoru un determinētu faktoru ietekmei. Visus režīma parametrus iespējams kontrolēt tikai ar relejaizsardzības un sistēmautomātikas ierīču palīdzību, kuru nostrāde savukārt kalpo par izejas informāciju dispečeram, kurš veic apvienotās energosistēmas daļas vadību.

Parametru daļējas nenoteiktības un nepilnīgas novērojamības apstākļos nepieciešams nevis vienkārši darbināt sistēmas režīmu, bet arī efektīvi vadīt tās funkcionēšanu un attīstību. Pie tam nepieciešams ņemt vērā mērījumu un datu pārraides kļūdas. Rodas datu pārraides, filtrēšanas, novērtēšanas un izmantošanas problēma. Šīs uzdevumu klases matemātiskais pamataparāts ir informācijas teorija un EES stāvokļu novērtēšanas teorija.

Visus iepriekšminētos uzdevumus nepieciešams risināt ne tikai pasaules enerģētikas mērogā, bet arī Baltijas valstu energosistēmām, kas jau pats par sevi nosaka šo jautājumu risināšanas metodoloģijas pilnveides aktualitāti. Enerģētikas nozarē veikta restrukturizācija un elektroenerģijas tirgus izveide Baltijas valstu teritorijā šo aktualitāti tikai pastiprinājuši. Šādā aspektā šajā promocijas darbā veiktie pētījumi un izstrādnes, kas veltīti energosistēmās izmantotās programmatūras pilnveidei, atzīstami par savlaicīgiem un aktuāliem.

PROMOCIJAS DARBA HIPOTĒZE, MĒRĶI UN UZDEVUMI

Procesu modelēšanu apvienotās energosistēmās iespējams realizēt, izmantojot to aizvietošanas shēmu dekompozīciju un ekvivalentēšanu, kas rada iespēju risināt režīmu uzdevumus nepilnīgas informācijas apstākļos.

Promocijas darba galvenais mērķis ir paaugstināt Baltijas valstu energosistēmu režīmu operatīvās vadības efektivitāti apvienotās energosistēmas sastāvā, ņemot vērā elektroenerģijas tirgus funkcionēšanas īpatnības. Šī mērķa sasniegšanai tika atrisināti šādi uzdevumi:

- 1) veikta pie pārvades un sadales tīklu operatoriem nonākošo informācijas plūsmas analīze;
- 2) konstatēts starp pārvades sistēmu operatoriem apmaināmās informācijas nepietiekamības fakts, kā rezultātā samazinās energosistēmu vadības drošums un ekonomiskums;
- 3) izpētīts aktīvās jaudas bilanču izmaiņu raksturs energosistēmā diennakti ilgā periodā un jaudas plūsmas pa pārvades sistēmas operatora (PSO) un sadales sistēmas operatora (SSO) elektriskajiem tīkliem;
- 4) parādīta energosistēmu režīmu aprēķināšanas pieļaujamība pēc iepriekš uzdota scenārija;
- 5) piedāvāts pamatojums risināmā uzdevuma vienkāršošanas metodikai, kas balstīta uz ekvivalentas aprēķina shēmas sastādīšanu ārējam elektriskajam tīklam;
- 6) piedāvāts pamatojums kopējas aprēķina shēmas izmantošanai pārvades sistēmu operatoru grupai;
- 7) izstrādāta metodika inženiertehnologu rutīnas darba apjoma minimizācijai no datu saņemšanas brīža līdz brīdim, kad tiek pieņemti atbilstoši vadības lēmumi, balstoties uz režīma aprēķinu rezultātiem.

PĒTĪJUMA METODES UN LĪDZEKĻI

1. Testa shēma *IEEE 118 Bus Test Case* (Ričs Kristijs (*Christie*), Vašingtonas Universitāte).
2. Programma *MUSTANG* stacionāros un pārejas elektromehānisko režīmu aprēķināšanai (Vladimirs Ivanovs, Viktors Rimarevs).
3. Programmas: *Drawshe*, *RDIGS*, *PEI23*, *Sinica (AST)*; *PSS®E (Siemens PTI)*; *Notepad2* (Florians Balmers (*Balmer*)).
4. Lineāru algebrisku vienādojumu sistēmu risināšanas metodes.
5. Nelineāru algebrisku vienādojumu sistēmu risināšanas metodes.
6. Vienādojumu deformācijas metode nelineāriem algebriskiem vienādojumiem, lai nodrošinātu Ņūtona-Rafsona metodes konverģenci stabilitātes apgabala robežas tuvumā.
7. Parka-Goreva diferenciālvienādojumu sistēmas risināšanas metodes.

PROMOCIJAS DARBA ZINĀTNISKĀ NOVITĀTE

1. Parādīts, ka programmatūras pilnveide ietekmē konkrēta režīma uzdevuma risināšanai izmantojama energosistēmas modeļa izveides procesu.
2. Veikts darbs programmas *MUSTANG* attīstībā, paplašinot tās iespējas datu ieguvei un apstrādei, kā arī aprēķina rezultātu modelēšanai un analīzei.
3. Pamatots apakšsistēmu izveides princips „mapju koka” veidā, kas nodrošina kvalitatīvi jaunas iespējas programmatūras darbībai. Te slēpjas jaunās struktūras priekšrocība salīdzinājumā ar iespējām, kas balstās pašreiz vispārpieņemtajos principos, saskaņā ar kuriem pastāv aprēķina shēmas elementu stingra piesaiste energosistēmu hierarhiskajai struktūrai.
4. Parādītas priekšrocības, kādas ir jaunajai pieejai kontrolējamu šķērsgriezumu izveidei un strāvas un jaudas robežu ieviešanai aprēķina shēmas zariem.
5. Pierādīts, ka zaram jābūt vairāk par diviem loģiskajiem stāvokļiem, lai energosistēmas modelis dispečera mācību trenažiera (*DTS*) sastāvā efektīvi darbotos.

6. Izstrādāts algoritms automatizētai energosistēmas režīma iegūšanai ar uzdotajiem kontrolējamo parametru rezultātiem.
7. Izstrādāta vienkāršota frekvences novērtēšanas metode kontrolējamajos tīkla mezglos AS „Augstsprieguma tīkls” *DTS*, izmantojot stacionārā režīma aprēķina programmu.
8. Ieviests ekvipotenciālas shēmas jēdziens un norādīts tās iegūšanas veids.
9. Piedāvāta metodika ekvipotenciālas shēmas izmantošanai, lai analizētu avāriju ietekmi ārējā tīklā uz apvienotās energosistēmas pētāmo daļu. Metodiku var uzskatīt par metožu attīstīšanu, kas balstās uz sadalījuma koeficientu *PTDF* un *LODF* noteikšanu. Metodikas izmantošana ļauj paaugstināt iespējamo avārijas situāciju novērtējuma reālā laikā uzticamību.

PROMOCIJAS DARBA PRAKTISKĀ NOZĪME

1. Piedāvātas metodes režīmu aprēķinu pilnveidošanai energosistēmas stacionāros, lai veiktu operatīvu plānošanu šādos virzienos:
 - a) elektriskā gredzentīkla *BRELL* aktīvās jaudas plūsmas ikstundas aprēķini nākamajai diennaktij;
 - b) ikstundas aprēķini par iespēju veikt papildu elektroenerģijas piegādes uz nākamo diennakti pēc *Nord Pool Spot* tirgus nostrādes;
 - c) pirmais elektroenerģijas zudumu AST tīklā ikstundas aprēķina etaps uzdotajam dienu skaitam uz priekšu.
2. “Mapju koka” un izstrādātās metodikas režīma ar uzdotajiem kontrolējamo parametru rezultātiem iegūšanai izmantošana ievērojami paaugstina inženiera darba efektivitāti un padara viņa veiktos aprēķinus uzskatāmākus, programmai *MUSTANG* mijiedarbojoties ar citām programmām, piemēram, *Microsoft Excel*, komandu interpretatora režīmā.
3. Disertācijas darba rezultātu izmantošana, veidojot *DTS* sistēmu AST dispečeram, devusi iespēju veikt treniņus patērētāju elektroapgādes atjaunošanā pēc pilnīga energosistēmas darbības pārtraukuma.
4. Piedāvāta metodika ekvipotenciālas shēmas izveidei, ko iespējams algoritmiski realizēt vairumā programmu, kas tiek izmantotas stacionāros režīmu aprēķiniem. Avāriju $N - i$ aprēķināšana, izmantojot ekvipotenciālu modeli, var būt praktiski interesanta tiem *PSO ENTSO-E* ietvaros, kas nav nodrošināti ar detalizētu operatīvo informāciju par robežjošos energosistēmu darbības režīmu.

AUTORA PERSONISKAIS IEGULDĪJUMS VEIKTAJOS PĒTĪJUMOS

1. Pamatota “mapju koka” izveides koncepcija, kā arī metodika režīma iegūšanai ar uzdotajiem kontrolējamo parametru rezultātiem, kas paplašina mūsdienu energosistēmu režīmu aprēķināšanas programmu iespējas.
2. Uzlabota energosistēmas aprēķina shēmas zaru loģisko stāvokļu interpretācija, kas ļauj izmantot vienotu pieeju modelēšanai gan, veicot plānoto režīmu aprēķinus, gan arī, veidojot modeli *DTS* ietvaros.
3. Piedāvāta un aprobēta metodika ekvipotenciālas shēmas izveidei, lai analizētu avāriju ārējā tīklā ietekmi uz pētāmo apvienotās energosistēmas daļu.
4. Piedāvāta un realizēta *DTS* izveides ideja AS „Augstsprieguma tīkls”.
5. Piedāvāta un praktiski realizēta metodika vienkāršotai frekvences novērtēšanai kontrolējamajos mezglos *DTS* vajadzībām.
6. Veikta algoritma testēšana, kas paredzēts, lai iegūtu režīmu ar uzdotajiem kontrolējamo parametru rezultātiem Baltijas valstu energosistēmām.
7. Autora izstrādātās un piedāvātās metodikas stacionāros režīmu aprēķinu veikšanai ir praktiski izmantotas, veicot AST elektrisko tīklu režīmu operatīvo plānošanu.

PROMOCIJAS DARBA APROBĀCIJA

Darbā aplūkotās tēmas tika prezentētas dažādu līmeņu starptautiskās konferencēs.

1. Mahņitko, A., Lomane, T., Kuzņecovs, T., Rimarevs, V. Program Set MUSTANG Use in the Dispatch Control for the United EPS Regimes. No: Proceedings of 9th International Conference CPS'2010, Slovākija, High Tatras, Štrebské Pleso, 18.–20. maijs, 2010. Bratislava: Faculty of Electrical Engineering and Information Technology of Slovak University of Technology in Bratislava, 2010, 1.–7.lpp.
2. Mahņitko, A., Lomane, T., Gerhards, J., Rimarevs, V., Kuzņecovs, T. The Planning of the Intersystem Connections Regimes on the Base of the Program Set MUSTANG. No: Proceedings of the XI International Scientific Conference „Problems of Present-Day Electrotechnics” (PPE-2010), Ukraina, Kijeva, 2010. gada 1.–3. jūnijs. Kiev: National Scientific Academy of Ukraine, 2010, 1. lpp.
3. Mahņitko, A., Lomane, T., Kuzņecovs, T., Rimarevs, V. Simulation, Synthesis and Estimation of Modes for the United Power System. No: Elektroenergetika: 6th International Scientific Symposium, Slovakia, High Tatras-Stara Lesna, 2011. gada 21.–23. septembris. Košice: Technical University of Košice, 2011, 323–328. lpp.
4. Kuzņecovs, T., Mahņitko, A., Lomane, T., Rimarevs, V., Dambis, A. Dispatcher Training Simulator for TSO from Power Flow Calculations. No: Electrical and Control Technologies : Proceedings of the 8th International Conference on Electrical and Control Technologies (ECT-2013), Lietuva, Kauņa, 2013. gada 2.–3. maijs. Kaunas: Kaunas University of Technology, 2013, 158.–161. lpp. ISSN 1822-5934.
5. Kuzņecovs, T., Mahņitko, A., Lomane, T., Rimarevs, V., Dambis, A. Frequency Definition if the Steady-State Regimes Calculation Program is Used in Dispatcher Training Simulator. No: Electrical and Control Technologies : Proceedings of the 9th International Conference on Electrical and Control Technologies (ECT-2014), Lietuva, Kauņa, 2014. gada 8.–9. maijs. Kaunas: Kaunas University of Technology, 2014, 100.–103. lpp. ISSN 1822-5934.

Bez tam gandrīz visas aplūkotās metodikas sekmīgi realizētas programmā *MUSTANG*.

PUBLIKĀCIJAS

1. Mahnitko A., Lomane T., Kuznetsov T., Rymarev V. PROGRAM SET MUSTANG USE IN THE DISPATCH CONTROL FOR THE UNITED EPS REGIMES // 9th Intern.Conference CPS'2010 (CONTROL OF POWER SYSTEMS '10), Slovākija, High Tatras, Štrebské Pleso, 18.-20. maijs, 2010. Bratislava: Faculty of Electrical Engineering and Information Technology of Slovak University of Technology in Bratislava, 2010, 1.–7.lpp.
2. Махнитко А. Е., Ломан Т. В., Герхард Я. Г., Рымарев В. В., Кузнецов Т. В. Планирование режимов межсистемных связей на базе программного комплекса MUSTANG // Proceedings of the XI International Scientific Conference “Problems of Present-Day Electrotechnics” (PPE-2010), Ukraine, Kiev, June 1–3, 2010. Kiev: National Scientific Academy of Ukraine, 2010, pp. 1–1.
3. Махнитко А. Е., Ломан Т. В., Рымарев В. В., Кузнецов Т. В. Моделирование, синтез и оценка режимов межсистемных связей объединенных энергосистем // Электричество, Москва, 2011, № 5, с. 8–16. ISSN 0013-5380.
4. Mahnitko A., Lomane T., Kuznetsov T., Rymarev V. Simulation, Synthesis and Estimation of Modes for the United Power System. In: Elektroenergetika: 6th International Scientific Symposium, Slovakia, High Tatras-Stara Lesna, September 21–23, 2011. Košice: Technical University of Košice, 2011, pp. 323–328.
5. Kuzņecovs, T., Mahņitko, A., Lomane, T., Rimarevs, V., Varfolomeeva, R. Research of the Reactive Power Compensation Influence to Losses in Electrical Networks. In:

- Electrical and Control Technologies : Proceedings of the 7th International Conference on Electrical and Control Technologies (ECT-2012), Lithuania, Kaunas, May 3–4, 2012. Kaunas: Kaunas University of Technology, 2012, pp. 239–244. ISSN 1822-5934.
6. Kuzņecovs, T., Maņņitko, A., Lomane, T., Rimarevs, V., Dambis, A. Dispatcher Training Simulator for TSO from Power Flow Calculations. In: Electrical and Control Technologies : Proceedings of the 8th International Conference on Electrical and Control Technologies (ECT-2013), Lithuania, Kaunas, May 2–3, 2013. Kaunas: Kaunas University of Technology, 2013, pp. 158–161. ISSN 1822-5934.
 7. Maņņitko, A., Loman, T., Kuzņecovs, T., Rimarevs, V., Dambis, A. Transfer capacities and reliability. In: Elektroenergetika: 7th International Scientific Symposium, Slovakia, High Tatras-Stara Lesna, September 18–20, 2013. Košice: Technical University of Košice, 2013, pp. 555–558.
 8. Kuzņecovs, T., Maņņitko, A., Lomane, T., Rimarevs, V., Dambis, A. Frequency Definition if the Steady-State Regimes Calculation Program is Used in Dispatcher Training Simulator. In: Electrical and Control Technologies : Proceedings of the 9th International Conference on Electrical and Control Technologies (ECT-2014), Lithuania, Kaunas, May 8–9, 2014. Kaunas: Kaunas University of Technology, 2014, pp. 100–103. ISSN 1822-5934.
 9. Kuzņecovs, T., Maņņitko, A., Sauhats, A., Oboskalov, V. Power Flow Studies for Assessment the Security of Steady States in Zone Inside the Large Interconnected Power System. In: Elsevier B. V. Procedia Computer Science ICTE 2016, December 2016, Riga, Latvia, p. 8, ISSN 1877-0509.

PROMOCIJAS DARBA STRUKTŪRA UN APJOMS

Promocijas darbā ir ievads, piecas nodaļas, secinājumi, izmantotās literatūras saraksts ar 195 nosaukumiem un pielikumi. Darbs izklāstīts 112 lappusēs, tajā ir astoņas tabulas un 13 attēli. Ievadā pamatota tēmas aktualitāte, definēts mērķis un uzdevumi, dots zinātniskās novitātes formulējums. Aprakstīts autora personīgais ieguldījums, kā arī dots konferenču un publikāciju saraksts.

Pirmajā nodaļā apskatīta un analizēta apvienoto energosistēmu loma pasaules enerģētikas nozarē. (Elektroenerģijas patēriņš pasaules enerģētikas sektorā pašlaik ir aptuveni divas reizes mazāks, salīdzinot ar naftas patēriņu un par divdesmit procentiem lielāks nekā gāzes patēriņš pasaulē).

Otrajā nodaļā izklāstīts, kur jaudas plūsmas aprēķini var būt izmantoti kā instruments energosistēmu izpētei, jo dažiem uzdevumiem energosistēmu projektēšanas, plānošanas un ekspluatācijas jomā ir nepieciešami vai rekomendēti jaudas plūsmas aprēķini uz matemātiskiem modeļiem, lai risinātu konkrēto uzdevumu labā līmenī.

Trešajā nodaļā analizēta matemātiskā modelēšana jaudas plūsmas aprēķinu uzdevumiem apvienotu energosistēmu izpētes gadījumā. Modeļu izmēri, informācija modelēšanai un mijiedarbība ar jaudas plūsmas aprēķinu programmu ir pārskatīti attiecībā uz tipisku jaudas plūsmas aprēķinu programmu. Jaudas plūsmas aprēķināšanas metodes, ka arī interesanta praktiskā realizācija ir aprakstīti, balstoties uz programmu *MUSTANG*.

Ceturajā nodaļā attiecas uz jaudas plūsmas aprēķinu programmas paplašinātu izmantošanu dispečeru apmācībai, kā tā tika īstenota Latvijas pārvades sistēmas operatoram (AST). Problēma ar maiņstrāvu frekvences attēlošanu kontrolējamā mezglā, balstoties uz jaudas plūsmas aprēķinu programmu, kur tādu parametru pēc būtības nav, tika risināta ar atbilstošu precizitāti dispečeru apmācības kompleksa ietvaros.

Piektajā nodaļā veltīta elektroenerģijas plūsmas aprēķiniem, pamatojoties uz līdzsvarotu ekvipotenciālu tīkla modeli. Šajā nodaļā ierosinātā pieeja ļauj aprēķināt iespējamo ārējā tīkla avārijas notikumu ietekmi uz vadītas energosistēmas režīmu arī tādā gadījumā, ja pieejamā operatīvā informācija par ārējo tīklu būs minimāla.

1. APVIENOTO ENERGOSISTĒMU LOMA PASAULES ENERĢĒTIKAS NOZARĒ

Enerģētika ir viena no galvenajām un sarežģītākajām ekonomikas nozarēm jebkurā pasaules valstī [1]. Cilvēku dzīves līmeni nosaka elektroenerģijas patēriņš uz vienu iedzīvotāju, un tas atkarīgs no primārās enerģijas ražošanas apjoma [5]. Energoresursu pieejamībai un enerģijas ražošanas, pārvades un sadales sistēmu attīstībai ir liela ietekme uz enerģētikas nozari.

Elektroenerģētiskās sistēmas ir enerģētikas nozares daļa, kurā realizēti elektroenerģijas ražošanas, pārvades un sadales procesi. Elektriskajiem tīkliem enerģētikā ir atbalstoša loma. To uzdevums ir novadīt elektroenerģiju no elektrostacijām uz elektroenerģijas patērētāju iekārtām.

Pasaules elektroenerģētika līdz 20. gs. 70. gadiem attīstījās plašos mērogos. Tā balstījās uz augstu energobloku nominālo jaudu. Viena bloka jauda varēja pārsniegt 1000 MW. Enerģija tika pārvadīta lielākos attālumos, tādēļ tika izveidotas elektrolīnijas ar lielāku nominālo jaudu.

Elektroenerģijas nozarē mēģināts panākt augsta drošuma elektroenerģiju ar minimālām izmaksām [14]. Apvienotās energosistēmas [6] mūsdienās ir starpvalstu mēroga sistēmas, kas nodrošina drošu elektroenerģijas pārvadi augstā kvalitātē no ģeneratoriem pie tirgus dalībniekiem un sadales tīklu operatoriem. Vairumā gadījumu apvienoto energosistēmu pamatā ir energosistēmu operatori (*PGO*). Energosistēmu operatori nodrošina plānošanas procesu koordinēšanu un energosistēmu projektēšanu un pārvalda sarežģītās apvienotās sistēmas. 17 energosistēmu operatoru ar maksimālo slodzi vairāk nekā 30 GW ietilpst starptautiskā grupā, kas apvieno ļoti lielu energosistēmu operatorus – GO15. Informācija par *PGO* 2013. gadā apkopota 1.1. tabulā. No tabulas var secināt, ka *PGO* apkalpo vairāk nekā pusi pasaules iedzīvotāju un pārvada četras piektdaļas visas saražotās elektroenerģijas. Piektdaļa pasaulē saražotās enerģijas tiek padota ar pārējo pārvades sistēmu operatoru (*PSO*) palīdzību, no kuriem viens ir Latvijas *PSO* – AS „Augstsprieguma tīkls” (*AST*). Salīdzinājumā ar pasaules lielāko energosistēmu operatoru – *SGCC* – *AST* ir aptuveni 400...500 reizes mazāka. Tas netraucē *AST* droši un efektīvi pārvadīt elektroenerģiju apvienotās energosistēmas ietvaros. Tomēr valstis, kurās ir *PGO*, nosaka pasaules politiku energoefektivitātes jomā un veicina jaunu tehnoloģiju ieviešanu energointensīvās nozarēs. Šīs valstis nosaka elektroenerģijas nozares attīstību pasaulē.

Jebkura *PSO* izaicinājums ir nodrošināt drošu un stabilu elektroenerģijas pārvadi patērētājam. Vairums *PSO* darbojas apvienoto energosistēmu ietvaros. Līdz ar to elektrostacijas, kā arī patērētājus, kas iesaistīti *PSO* bilancē, iespējams izvietot tālu ārpus *PSO* darbības zonas un pat ārpus sinhronās darbības zonas apvienotā maiņstrāvas tīklā. No tā izriet, ka *PSO* režīmi ietekmē citu *PSO* darbību. Tajā pašā laikā maiņstrāvas tīkla izmēri sinhronās darbības zonā var ievērojami pārsniegt viena *PSO* darbības zonas izmērus. Lai noteiktu visa elektrotīkla ietekmi uz *PSO* darbības režīmiem, jāņem vērā procesi ārējā tīklā. Šāda integrēta pieeja ir sarežģītāka, pirmkārt, tāpēc, ka dati modelēšanai ārpus tīkla ir nepietiekami; otrkārt, lielā sistēmas komponentu skaita dēļ. Lielais sistēmas komponentu skaits skaitļošanas programmā prasa veikt datu ievades automatizāciju aprēķiniem un rezultāta iegūšanai. Informācijas apkopošana var palīdzēt vienkāršot datu ievades procesu, kā arī padarīt uzskatāmāku aprēķinu rezultātu analīzes procesu. Nav iespējams panākt izcilu precizitāti aprēķinu rezultātā, ja nav pietiekama datu apjoma modelēšanai. Taču šis promocijas darbs parāda, ka pietiek ar relatīvi nelielu datu apjomu, lai veiktu kopēja tīkla ietekmes uz *PSO* darbības režīmiem kvalitatīvo aprēķinu.

Lielo tīklu operatoru (maksimālā slodze virs 20 GW) kopsavilkuma dati

GO15	Energosistēma <i>Grid Operator</i>	Valsts	IPEEC	Maks, GW	Klienti, ×10⁶
1	<i>SGCC</i>	Kīna	ir	544	1100
2	<i>PJM</i>	ASV	ir	164	60
3	<i>SO UPS</i>	Krievija	ir	157	144
4	<i>PGCIL</i>	Indija	ir	135	1200
5	<i>CSG</i>	Kīna	ir	129	240
6	<i>RTE</i>	Francija	ir	100	65
7	<i>MISO</i>	ASV	ir	98	39
8	<i>GCCIA</i>	Saūda Arābija	nav	93	47
9	<i>ONS</i>	Brazīlija	ir	77	189
10	<i>KPX</i>	Dienvidkoreja	ir	76	50
nav	<i>ERCOT</i>	ASV	ir	67	23
11	<i>Tepco</i>	Japāna	ir	64	45
12	<i>National Grid</i>	Apvienotā Karaliste	ir	61	62
13	<i>Terna</i>	Itālija	ir	57	60
nav	<i>SPP</i>	ASV	ir	54	16
nav	<i>California ISO</i>	ASV	ir	45	30
14	<i>REE</i>	Spānija	ES	44	46
nav	<i>Tavanir</i>	Irāna	nav	43	76
nav	<i>CFE</i>	Meksika	ir	38	115
nav	<i>TEIAS</i>	Turcija	nav	38	75
nav	<i>Hydro Quebec</i>	Kanāda	ir	38	8
15	<i>Eskom</i>	Dienvidāfrikas Republika	ir	37	50
16	<i>AEMO</i>	Austrālija	ir	35	19
nav	<i>KEPCO</i>	Japāna	ir	32	13
nav	<i>Taipower</i>	Taivāna	nav	32	23
nav	<i>Amprion</i>	Vācija	ir	30	27
17	<i>Elia Group</i>	Beļģija	ES	29	30
nav	<i>NPC Ukrenergo</i>	Ukraina	nav	29	45
nav	<i>SVK</i>	Zviedrija	ES	26	9
nav	<i>PSE</i>	Polija	ES	26	38
nav	<i>Statnett</i>	Norvēģija	nav	26	5
nav	<i>TenneT</i>	Nīderlande, Vācija	ES	22	36
nav	<i>PLN Java-Bali</i>	Indonēzija	nav	21	145
	Kopā (neapvienots)			2467	4130
	Pasaulē (neapvienots)	Vērtējums		3060	7162

Dati par 2013. gadu ņemti no [190], kā arī no lielo operatoru mājaslapām.

2. JAUDAS PLŪSMAS APRĒĶINU PROGRAMMU IZMANTOŠANA APVIENOTO ENERGO SISTĒMU REŽĪMU MODELĒŠANAS UZDEVUMU RISINĀJUMIEM

Jaudas plūsmas aprēķini kā instruments energosistēmu izpētei

Energosistēmas darbību var aprakstīt kā sarežģītu, nepārtrauktu procesu. Lai nodrošinātu energosistēmas darbības drošību un stabilitāti, jārisina dažāda svarīguma, apjoma un sarežģītības uzdevumi, tiklīdz tie rodas vai labāk pirms to rašanās. Lielāko daļu problēmu, kas saistītās ar energosistēmu darbību, nav iespējams efektīvi atrisināt, neizmantojot modernās informācijas tehnoloģijas [13]. Daži no energosistēmu projektēšanas, plānošanas un ekspluatācijas uzdevumiem ir saistīti ar stacionārā režīma jaudas plūsmas aprēķiniem, izmantojot energosistēmu matemātiskos modeļus [11]. Elektroenerģētisko sistēmu aprēķini, izmantojot matemātiskos modeļus, ļauj pētniekiem ar pietiekamu precizitāti uzzināt tīkla reakciju uz nākotnē iespējamajām izmaiņām.

2.1. tabulā redzams, kur tiek izmantoti stacionārās jaudas plūsmas aprēķini un kādu tipu aprēķinos ietilpst energosistēmas tīkla modelis.

Aprēķinu kvalitātes uzlabošanas uzdevums slodzes plūsmu pētījumos energosistēmu plānošanas vajadzībām īstermiņā ir šī promocijas darba tēma. Slodzes plūsmu pētījumus iespējams arī paplašināt un izmantot simulatoram operatoru apmācībā. Arī šī problēma tiek pētīta šajā darbā. 2.1. tabulā minētie visu energosistēmu modeļu pētījumu apraksti var palīdzēt noskaidrot jaudas plūsmas aprēķinu vietu energosistēmu modeļu pētījumu vidū.

2.1. tabula

Energosistēmu uzdevumi un jaudas plūsmas aprēķini

Jaudas plūsmas aprēķini nav obligāti problēmu risināšanai	Jaudas plūsmas aprēķini ir obligāti problēmu risināšanai
Statistikas datu analīze un tendences	Avāriju analīze
Daudz variantu daudzkritēriju salīdzinājums	Stabilitātes analīze
	Energosistēmas plānošana
Elektropārvades sistēmas komponentu izstrāde	Dispečeru apmācība
Elektropārvades sistēmas iekārtu testēšana, ražošana	SCADA/DVS
	Enerģijas kvalitātes novērtēšana
Logistika un darba plūsmu optimizācija	Energosistēmu sastāvdaļu drošums
Elektroenerģijas cenas aprēķini tirgum	<i>Aprēķini ar energosistēmas modeli</i>¹
Elektroenerģijas mērīšana un uzskaitē	1. <i>Jaudas plūsmas aprēķini</i>
Slodzes prognoze	2. <i>Īsslēgumu aprēķini</i>
IT, datoru tīkli, kiberdrošība	3. <i>Statiskās un dinamiskās stabilitātes aprēķini</i>
Energosistēmas optimizācija	4. <i>Motoru palaišanas aprēķini</i>
Energosistēmas sociālās un ekonomiskās ietekmes, kā arī ietekmes uz vidi analīze	5. <i>Komutācijas procesu aprēķini</i>
	6. <i>Releju darbības koordinācijas aprēķini</i>
Personāla apmācība	7. <i>Harmoniku analīzes aprēķini</i>
Iekārtas izvešana no ekspluatācijas	8. <i>Drošuma analīzes aprēķini</i>
Darbs ar klientiem	9. <i>Zemējumu aprēķins</i>
Datu apmaiņa	10. <i>DC barošanas sistēmas aprēķins</i>

¹ saskaņā ar [195].

Jaudas plūsmas aprēķini jeb slodzes plūsmu pētījumi ļauj noteikt spriegumu, strāvu, aktīvo un reaktīvo jaudu energosistēmā [7]. Jaudas plūsmas aprēķini ļauj analizēt vairākas darbības situācijas, piemēram, avārijas situāciju (pārvades līnijas atteici vai ģeneratora zudumu) [39]. Šis ir galvenais instruments energosistēmu plānošanai. Jaudas plūsmas aprēķinu rezultāti ir izejas punkts īsslēgumu pētījumiem, kā arī stacionāru [62], [162] un pārejas režīmu stabilitātes pētījumiem [3], [51], [160]. Mūsdienu jaudas plūsmas aprēķini tiek veikti ar ļoti lieliem apvienoto energosistēmu modeļiem [119]. Kā redzams no iepriekš minētā, jaudas plūsmas aprēķini ir ļoti noderīgs instruments energosistēmu izpētei. Lai gan katra atsevišķā elementa modelis ir vienkāršs, aprēķinu veikšana nav tik vienkārša, jo parasti slodzes plūsmu pētījumā ir ārkārtīgi liels elementu skaits.

Informācija jaudas plūsmas aprēķiniem apvienotas energosistēmas gadījumā

Pētījumu veikšanai ar energosistēmu modeļiem tiek izmantoti divu veidu dati. Iekārtas modelis veido jebkura aprēķina pamatu. Šo informāciju var apzīmēt par statistiskajiem datiem. Lai definētu nosacījumus slodzes plūsmu pētījumam, nepieciešama informācija par iekārtu pieslēgumiem tīklam, iekārtu noslodzi, spriegumu līmeņiem, jaudas plūsmām un tīkla injekcijām. Šo informāciju var definēt kā datu mainīgo kopu. Daži no mainīgajiem kalpo kā ievaddati pētījumam. Citi mainīgie ataino aprēķinu rezultātus. Šo informāciju var izmantot validācijas vajadzībām.

Vēsturiskās informācijas analīze ļauj inženierim modelēt konkrētu nākotnē paredzamu tīkla stāvokli. Apvienotā energosistēma sniedz nenoliedzamas priekšrocības elektroapgādes drošuma, jaudas kvalitātes un ekonomiskuma uzlabošanā visai sistēmai un tās atsevišķajām daļām. Taču šobrīd pilnībā nav atrisināta problēma saistībā ar mainīgo datu saņemšanu no citām energosistēmas daļām [122], [137]. Tā rezultātā dažādu pārvades operatoru modeļi vienas un tās pašas apvienotās energosistēmas ietvaros ievērojami atšķiras. Neraugoties uz šīm atšķirībām, energosistēmu jaudas plūsmas aprēķini ir tikuši sekmīgi izmantoti sprieguma kvalitātes uzturēšanai un enerģijas zudumu samazināšanai tīklā, kā arī – plānojot energosistēmas tuvākajai nākotnei un tālākai perspektīvai.

Jaudas plūsmas aprēķinu loma apvienoto energosistēmu operatīvā plānošanā

Enerģijas patēriņu ietekmē ikdienas, iknedēļas, sezonālas periodiskās izmaiņas. Neregulāras svārstības, ko izraisa kopējā nejaušu notikumu ietekme, pārklājas ar periodiskām izmaiņām. Jo lielāka ir jauda sistēmā, jo mazāka relatīvā kopējo nejaušo notikumu ietekme. No tā izriet, ka elektroenerģētiskās sistēmas kopējais jaudas patēriņš ir prognozējamāks un konsekventāks nekā atsevišķo patērētāju slodze. Izaicinājums, ar ko saskaras mūsdienu elektroenerģijas tirgi, ir nodrošināt enerģijas ražošanas apjoma atbilstību enerģijas patēriņam katrā plānotajā laika intervālā, ņemot vērā tīkla ierobežoto pārvades spēju [68], [76]. Plānoto intervālu ilgums var mainīties, taču parasti tā ir viena stunda vai mazāk. Jaudas plūsmas sadalījumi katrā plānošanas intervālā ir atšķirīgi.

Tīkla caurlaides spēja no elektroenerģijas tirgus viedokļa pašos pamatos atšķiras no maksimāli pieļaujamās aktīvās jaudas plūsmas gaisvadu elektrolīnijās. Tirgum ir svarīgi, lai tiktu noteiktas maksimālās vērtības, cik daudz elektroenerģijas katrā plānotajā intervālā var pārvadīt no viena tirdzniecības apgabala uz citu [81], [91]. Pārvades sistēmas operators nosaka tirgum šīs vērtības skaitliskā izteiksmē. Grūtības slēpjas apstākļi, ka pārvades sistēmas operatoram jānosaka tirgum ierobežojumi, pirms vēl tirgus būs pilnīgi definēts. Tirgus nodrošina kopējo enerģijas bilanci, un uz to neattiecas jaudas plūsmas elektroenerģētiskās sistēmas iekšienē. Tādējādi pārvades sistēmas operatoram jānosaka ierobežojumi laikā, kad elektrostaciju ģenerācijas grafiki vēl nav zināmi. Tādēļ nepieciešama rezerve, lai saglabātu tīkla drošumu [94], [136]. Plūsma, ko nosaka enerģijas tirgi, atšķiras no aktīvās jaudas plūsmām pa gaisvadu elektrolīnijām. Tādēļ normālas tirgus darbības laikā dažās vietās tīkls var būt

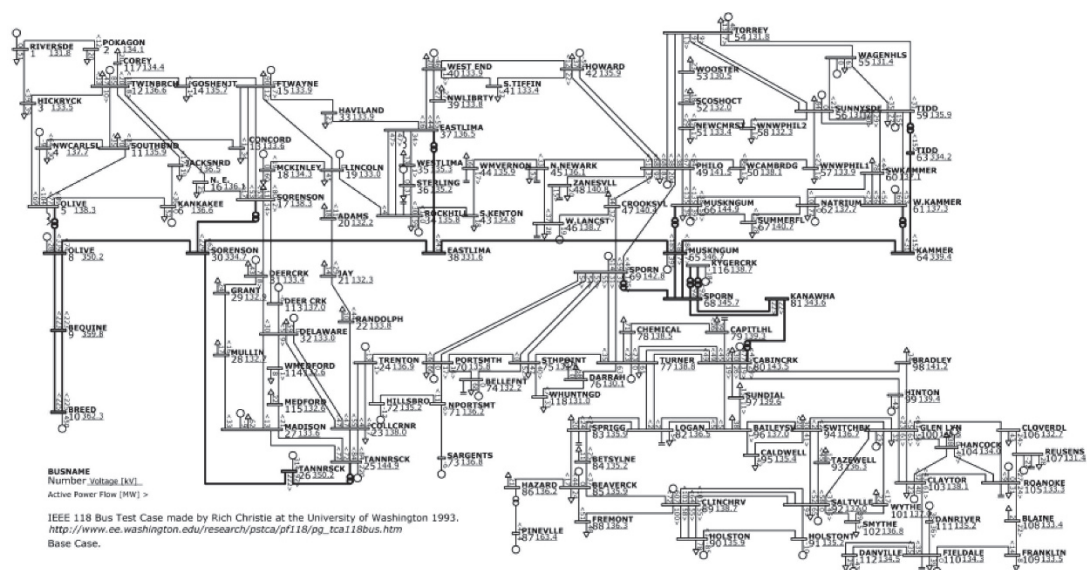
pārslogots un otrādi – kritiskās pārvades līnijas var būt nepietiekami noslogotas, kamēr tīkla caurlaides spēja tiek izmantota pilnībā.

Pārvades sistēmas operatora uzdevums ir nodrošināt enerģijas pārvadi no ģeneratoriem pie patērētājiem tā kontrolētajā apvienotās energosistēmas apgabalā. Lai uzzinātu nākamajā dienā paredzamo tīkla elementu noslodzi, ir nepieciešami jaudas plūsmas aprēķini. Šajā gadījumā par datu avotu tiek izmantotas elektrostaciju plānotās saražotā enerģijas daudzuma vērtības un plānotās elektriskās slodzes. Ieteicams darba plānošanā izmantot „atpakaļejošo plānošanu”, t. i., veikt tā režīma plānošanu, kas jau ir pagājis, piemēram, vakardienas, balstoties uz faktiski plānotajiem datiem. Ja plānotās vērtības iepriekšējai dienai ievērojami atšķiras no attiecīgajiem skaitītāju datiem, modelis plānošanas uzdevumiem nav gatavs. Atšķirību analīze parādīs, kāda veida datu nepietiek un kā inženieriem jāuzlabo tehnoloģija, lai iegūtu pieņemamas precizitātes rezultātu. Plānošanas režīms nākamajai dienai būs mazāk precīzs nekā plānošanas režīms iepriekšējai dienai, tomēr pat apvienotās energosistēmas gadījumā var panākt labu plānošanas precizitāti. Plānošanas darbību saskaņošanai un datu apmaiņai plānošanas režīmiem pārvades sistēmu operatoru starpā ir būtiska nozīme laba plānošanas procesa nodrošināšanā. Darbības plānošanā jaudas plūsmas aprēķini tiek veikti vairākos posmos atbilstoši tam, kā kļūst pieejama jauna informācija. Visprecīzākie aprēķini tiek veikti pēdējā posmā, un tajos kā izejas punkts tiek izmantoti tirgus darbības rezultāti. Tādējādi pārvades sistēmas operators var zināt par iespējamām problēmām pārvades tīklā nākamajā darbības dienā, balstoties uz plāniem.

IEEE 118 mezglu testēšanas aprēķinu shēmas īss apraksts

118 mezglu testēšanas shēmai, kas ir daļa no Amerikas energosistēmas (ASV Vidējos Rietumos), stāvoklis 1961. gada decembrī. Dati manuāli ievadīti no daudzkārtējas kopijas, kas ņemta no Amerikas energosistēmas 118 mezglu testēšanas sistēmas dokumenta, kas datēts ar 1962. gada decembri un sniegts elektroenerģētikas nozarei kā standarttipa testa piemērs. Tas tika noformēts *PECO PSAP* formātā, bet vēlāk – *IEEE* kopējā datu formātā, to veica Ričs Kristijs (*Christie*) Vašingtonas Universitātē Sietlā 1993. gadā [192].

Dati jaudas plūsmas aprēķinu modelim tika rakstūrēti ar roku, un, ļoti iespējams, tika izmantoti, lai pārbaudītu zināšanas par modelēšanu universitātes studentiem. Lai iegūtu režīmu, kas ir tuvs risinājumam, kas norādīts *IEEE CDF* formātā, nepieciešams izmantot abu formātu failu datus, kā arī energosistēmas shēmas grafisku attēlu. Diagramma ar jaudas plūsmas sadalījumu *IEEE* 118 mezglu testēšanas shēmai ir rādīta 2.1. attēlā.



2.1. attēls Diagramma ar jaudas plūsmas sadalījumu *IEEE* 118 mezglu testēšanas shēmai.

Testa piemērā ir 118 mezglu, 200 elektropārvades līniju, 12 transformatoru, 19 dažādas jaudas elektrostaciju, 18 sinhrono kompensatoru, 12 šuntējošo reaktoru, divas kondensatoru baterijas, 15 agregētas dzinēju slodzes un 91 mezglis ar statisko slodzi. Energosistēmas kopējā jauda ir aptuveni 4375 MW. Energosistēma tiek modelēta pārvades tīkla līmenī, izmantojot trīs sprieguma klases. Augstākā sprieguma klase – 345 kV – ir 11 mezglīm. Aprēķina shēmā ir arī viens mezglis ar nominālo spriegumu 161 kV. Pārējie 106 tīkla mezglī, kuros koncentrēta visa statistiskā slodze, attēloti ar nominālo spriegumu 138 kV. Spriegums balansējošajā mezglā SPORN(69) pēc moduļa vienāds ar 142,83 kV. Balansējošā mezgla sprieguma leņķis ir 29,95 grādi.

3. APVIENOTO ENERGOSISTĒMU REŽĪMU MODELĒŠANA

Matemātiskā modelēšana kā viena no zinātniskajām metodēm

Matemātiskā modelēšana tiek izmantota visās mūsdienu zinātnes un tehnikas jomās. Šīs metodikas būtība ir tāda, ka pētāmais objekts tiek aizstāts ar tā „attēlu”, citiem vārdiem, matemātisko modeli, kas tiek tālāk pētīts, izmantojot skaitļošanu un loģiskos algoritmus, ko var īstenot datorprogrammas veidā. Matemātisko modelēšanu var uzskatīt par pētījumu metodi, kurā apvienojas daudzas zinātņu teorētisko un eksperimentālo metožu priekšrocības [111], [184]. Izmantojot kāda objekta, parādības vai procesa „attēlu”, pētniekam rodas iespēja ātri, droši, bez lieliem finanšu ieguldījumiem pētīt objekta uzvedību jebkādas hipotētiskās situācijās. Tajā pašā laikā skaitļošanas eksperimenti ar matemātiskajiem modeļiem ļauj izmantot mūsdienu skaitļošanas tehnikas un metožu lielo potenciālu detalizētai un padziļinātai modelēšanas objekta pētīšanai.

Matemātiskā modeļa izveides process sastāv no vairākiem posmiem. Pirmajā posmā nepieciešams pētīt objekta fizikālās īpašības, kas nosaka tā raksturlielumus no pētāmā procesa vai parādības viedokļa. Fizikālās likumsakarības, kas apraksta parādību vai procesu, var formulēt, balstoties uz novērojumiem un eksperimentiem. Tā rezultātā vairumu objekta nozīmīgo īpašību iespējams aprakstīt matemātiski. Uzdevuma matemātiskais formulējums nav reālā objekta kopija, tomēr tā ir objekta projekcija pētāmo parādību telpā. Līdz ar to matemātiskais formulējums atspoguļo tikai tās reālā objekta īpašības, kas ir svarīgas, pētot noteikta veida uzdevumus.

Otrajā posmā tiek izstrādāts algoritms, lai ar datortehnikas palīdzību atrisinātu vienādojumus, kas apraksta matemātisko modeli. Skaitļošanas algoritmus nepieciešams pielāgot uzdevumu īpašībām, kā arī tiem jābūt efektīviem, veicot skaitļošanu ar datortehnikas palīdzību un no uzdevuma izpildes laika viedokļa.

Trešajā posmā algoritms tiek „pārtulkots” datoram saprotamā valodā, kā arī jānodrošina saskarne, lai datorprogramma varētu „sazināties” ar lietotāju. Datorprogrammu, kas paredzēta matemātiskajai modelēšanai, var aprakstīt kā pētāmā objekta „elektronisku ekvivalentu” un instrumentu kopumu mērījumiem, citiem vārdiem, lētu un drošu iekārtu skaitliskajiem eksperimentiem.

Ja skaitļošanas eksperiments ir parādījis, ka modelim nepieciešama precizēšana, viss matemātiskās modelēšanas process tiek atkārtots jaunā līmenī. Tā rezultātā modelis tiek precizēts, un daļa vides tiek pārveidota par sistēmas objektiem. Šeit jāatzīmē, ka modelēšanā var būt sastopams arī pretējs process, kurā pārmērīgi detalizēts modelis kļūst jutīgāks pret kļūdām sākuma nosacījumu noteikšanā. Šajā gadījumā vienkāršāki matemātiskie modeļi varētu sniegt uzticamākus rezultātus.

Modelēšanas objektu mērogs energosistēmas pētījumā ir atkarīgs no modelējamās energosistēmas izmēra

Elektrotīkls ir nosacīti nemainīga elektriskās sistēmas daļa, kas sasaista elektrostaciju apakšstacijas ar patērētāju sadalietaisēm. Esošo elektrotīklu struktūra ir atkarīga no ģenerācijas

un patēriņa centru ģeogrāfiskā izvietojuma. Vairums enerģijas patērētāju tīklu un mazo elektrostaciju ir pievienotas sadales tīkliem zemajā un vidējā spriegumā. Sadales tīkli un rūpnieciskie elektroenerģijas patērētāji, kā arī elektrostacijas ir pievienotas pārvades tīklam augstā spriegumā. Arī pārvades tīkli ir savā starpā savienoti supraugstajā un augstajā spriegumā, veidojot apvienotās energosistēmas pārvades tīklu. Maiņstrāvas frekvence ir kopīga visiem fīderiem apvienotās sistēmas ietvaros.

Modeļa mērogu un prasības attiecībā uz modeļu detalizācijas pakāpi var formulēt tā, ka pētāmajam objektam jābūt redzamam uzdotajā formātā. Modeļa mērogam ir tendence palielināties, un modeļa detalizācijas pakāpei ir tendence samazināties, pieaugot modelētajam tīklam pieslēgto patērētāju kopējai nominālajai jaudai. Daudzi neatkarīgi modeļi un daudzi savienoti modeļi var pastāvēt kā elementi modelēšanas telpā apvienotās energosistēmas ietvaros, kamēr oriģināli vairāk vai mazāk ietekmē cits citu. Ja modeļi ievērojami ietekmē cits citu, savstarpējā saistība var uzlabot aprēķinu kvalitāti.

Jo lielāks ir tīkla mērogs, jo attiecīgi mazāka ir atsevišķo elektroiekārtu relatīvā jauda un lielāka normālo un avārijas režīmu dažādība un jo lielāka ir arī sākuma informācijas nenoteiktība. Enerģijas patērētājs var detalizēti un precīzi modelēt visus energosistēmas komponentus iekšējā pētījuma apgabalā, savukārt pārējo apvienotās energosistēmas daļu var atspoguļot ekvivalentā formā [42]. Šeit spriegums pievienojuma kopnē ir vissvarīgākais ārpus pētījuma apgabala. Pārvades sistēmu operatori mēdz modelēt tīklu lielā mērogā, koncentrējoties uz jaudas plūsmām zaros. Jaudas plūsmas ir atkarīgas no elektrostaciju kopējām slodzēm un ģenerācijas apjoma. Tādēļ atsevišķo elektroietaišu ietekme tiek ņemta vērā aptuveni. Tādējādi apvienotās energosistēmas gadījumā tīkla modelī būs iekļauts lielāks skaits elektrisko komponentu, un mazāk detalizētos atsevišķo energosistēmas elementu modeļus varēs izmantot aprēķinos.

Mērījumi, signāli un elektroenerģijas skaitītāju dati kā ieejas datu avoti jaudas plūsmas aprēķiniem

Mērījumi un signāli no apvienotās energosistēmas ir galvenais informācijas avots pārvades sistēmas operatora dispečeriem [172]. Mūsdienu dispečeram parasti ir ļoti detalizēta informācija objektu vadībai, kas atrodas viņa vadības apgabalā. Mērījumi un signāli, kas pienāk pa datraides saitēm no apakšstacijām, parāda pašreizējā situāciju elektrotīklā. Dati no elektroenerģijas skaitītājiem papildina telemetrijas informāciju, taču tie varētu pienākt vēlāk un tos nav iespējams izmantot jaudas plūsmas aprēķināšanas programmās reālā laikā.

Diemžēl informācija par blakus esošu energosistēmu režīmiem pienāk daudz mazākā apjomā, bet informācija par citiem operatoriem, kas darbojas paralēli, praktiski nav pieejama. Apmaiņa ar aprēķina shēmu gatavajām daļām uz faktisko datu pamata, kur katrs pārvades sistēmas operators modelē jaudu plūsmas režīmu savā darbības apgabalā, pašlaik šķiet visdaudzsološākā. Aprēķina shēmu daļām, kas sagatavotas apmaiņai, jābūt sinhronizētām laikā. Ja katrs apvienotās energosistēmas pārvades sistēmas operators spēs uzturēt savas aprēķina shēmas kvalitāti augstā līmenī, būs iespējams sintezēt kvalitatīvu modeli visas apvienotās energosistēmas elektrisko režīmu aprēķiniem, balstoties uz faktiskiem datiem. Kopējai apvienotās energosistēmas aprēķinu shēmai jābūt pieejamai visiem operatoriem – energoapvienības dalībniekiem, jo process bez atgriezeniskās saites neattīstīsies un ar laiku zaudēs savu sākotnējo jēgu saistībā ar sniegto aprēķina shēmu kvalitātes mazināšanos. Jāatzīmē, ka apvienotās energosistēmas aprēķinu modeļa sintēzes uzdevuma sarežģītību, balstoties uz faktiskiem datiem reālā laikā, nosaka ne tikai datu pieejamība, bet arī modeļa detalizācijas pakāpe. Uzdevums izveidot detalizētu tīkla modeli, balstoties uz faktiskiem datiem reālā laikā, vēl gaida piemērotu risinājumu.

Mezglis un zars kā modeļu sastāvdaļas apvienotas energosistēmas modelēšanai

Apvienotu energosistēmu režīmi tiek aprēķināti uz matemātisko modeļu pamata, izmantojot datorprogrammas [26]. Matemātiskie modeļi jaudas plūsmas aprēķināšanai elektroenerģijas sistēmās tiek izveidoti aprēķinu programmas ietvaros, balstoties uz sākotnējiem datiem par energosistēmu. Vieniem un tiem pašiem sākumdatiem par energosistēmu katra no programmām katrai aprēķinu metodei izveidos savu matemātisko modeli [37], [158], [166]. Tomēr stacionārā režīma jaudas plūsmas aprēķina rezultātiem, kas iegūti, izmantojot dažādas aprēķinu programmas ar vienu un to pašu energosistēmas aprēķina shēmu un ar vienādiem sākumdatiem, ir praktiski jāsakrīt. Tādēļ aprēķinu rezultāti lielākā mērā atkarīgi nevis no konkrētās aprēķinu programmas vai aprēķinu metodes [37], bet gan no sākumdatiem par energosistēmu [23]. Vispārīgā gadījumā energosistēmas matemātiskais modelis nav universāls, jo katra programma to izmanto savā veidā. Aprēķinu modelis tiek konstruēts no atsevišķiem elementiem. Pie tam atsevišķu elementu struktūra var būt diezgan sarežģīta.

Kā piemēru aplūkosim elementus, no kuriem sastāv modelis programmā *MUSTANG* [20]. Metodes aprēķina shēmu veidošanai, lai aprēķinātu jaudas plūsmas apvienotā energosistēmā, citās programmās atšķiras dažās detaļās, tomēr pamatā ir līdzīgas. Modelis jaudas plūsmas aprēķiniem sastāv no mezgliem un zariem.

Mezgli ir tīkla punkti, kurā modeļa elementus iespējams savienot savā starpā. Mezgla fiziskais oriģināls var būt apakšstacijas daļa, kopņu sistēmas sekcija, vieta, kur nozarlīnija pievienojas gaisvadu līnijai, vairāku tinumu transformatora viduspunkts, strāvmaiņa uzstādīšanas vieta u. c.

Zars ir strāvu vadošas iekārtas modelis, kas savieno divus aprēķinu shēmas mezglus. Zara fiziskais oriģināls var būt pārvades līnijas segments, transformators, slēdzis, atdalītājs u. c.

Trīsfāžu tīkls tiek modelēts vienlīnijas attēlojuma veidā. Mezglos tiek uzdots un aprēķināts starpfāžu spriegums. Pilnās pretestības zariem, kā arī strāvas stiprumi zariem jāaprēķina vienai fāzei.

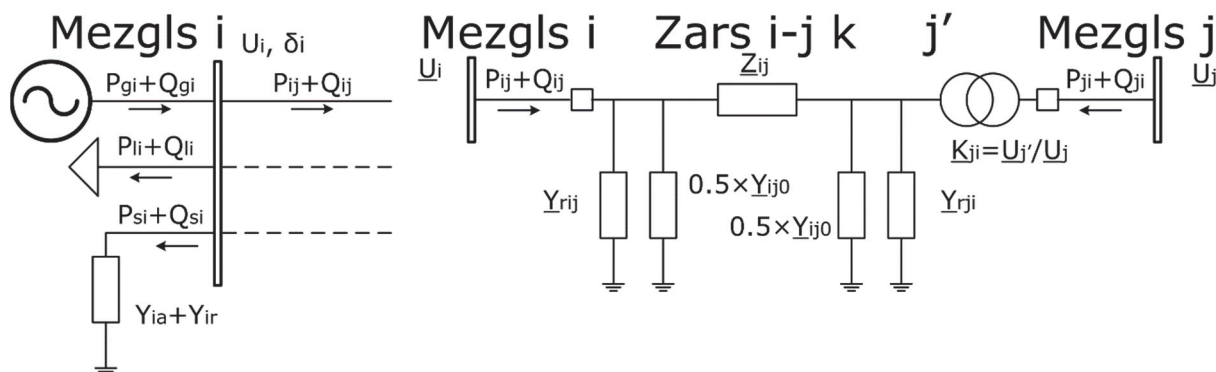
Trīsfāžu tīkls tiek modelēts vienlīnijas attēlojuma veidā. Mezglos tiek uzdots un aprēķināts starpfāžu spriegums. Pilnās pretestības zariem, kā arī strāvas stiprumi zariem jāaprēķina vienai fāzei.

Mezglu aktīvās un reaktīvās jaudas tiek uzdotas summārās visām trim fāzēm. Pilnā jauda S vienāda ar starpfāžu sprieguma U , fāzes strāvas I un kvadrātsaknes no 3 reizinājumu. Jaudas plūsmas aprēķina modelī tiek izmantots pieņēmums, ka parametri visās trīs fāzēs ir vienādi. Tādējādi aprēķina shēma ir tiešsecības shēma. Nesimetrisku režīmu pētījumos jaudas plūsmas iespējams aprēķināt, izmantojot simetrisko komponentu metodi, t. i., pievienojot šai jaudas plūsmas aprēķina shēmai pretsecības un nullsecības shēmas [175]. Iespējams modelēt dažādu veidu bojājumus, savienojot tiešsecības, pretsecības un nullsecības shēmas noteiktā veidā. Piemēram, bojājumu vienā fāzē var modelēt, savienojot tiešsecības, pretsecības un nullsecības simetriskās komponentes virknē.

Turpmāk šajā darbā tiks apskatīti tikai energosistēmu simetriski režīmi un tiks izmantotas nosauktās mērvienības. Ja spriegumi mezglos izteikti kV, jaudas plūsmas un injekcijas izteiktas MW un Mvar, bet pretestība – Ω , tad iegūtās strāvas būs kA. Lai izvairītos no liela decimālciparu skaita sākumdatos, tika nolemts izteikt aktīvās un reaktīvās vadītspējas μS . Reaktīvā pretestība un reaktīvā vadītspēja, kā arī reaktīvā slodze ar pozitīvu zīmi atbilst induktivitātei. Kapacitāte tiek uzdots kā reaktīvā pretestība ar negatīvu zīmi. Pozitīvais jaudas plūsmas virziens zarā ir no mezgla uz līniju, bet slodzēm un šunti – no mezgla uz slodzi. Ģeneratoram pozitīvais jaudas plūsmas virziens ir pretējs – no ģeneratora uz mezglu. Kopējā visu vienam un tam pašam mezglam pieslēgto ģeneratoru, slodžu un šuntu jauda tiek saukta par injekciju. Pozitīvais jaudas plūsmas virziens injekcijai ir tāds pats kā slodzei.

3.1. attēlā redzami galveno sistēmas komponentu modeļi: mezgls i un zars k no i uz j .

Programmā *MUSTANG* mezgla modelī standartgadījumā ietilpst viens ģenerators, viena slodze un viens šunts. Vērtība, kas vienāda ar nulli, šajā gadījumā nozīmē attiecīgā komponenta trūkumu. Mezgli bez zariem jaudas plūsmas aprēķina gaitā tiks dzēsti no tīkla modeļa, tāpēc katram mezglam vismaz ar vienu zaru jābūt savienotam ar citu mezglu. Tādēļ minimālā enerģosistēma programmā *MUSTANG* sastāv no diviem mezgliem un viena zara (tas var būt arī fiziski atslēgts). Mezglu skaits, kā arī no viena mezgla izejošo zaru skaits nav ierobežots.



3.1. attēls. Mezglu un Zaru orientētas enerģosistēmas komponentu modelis.

Šeit P – aktīvā jauda, MW, Q – reaktīvā jauda, Mvar, $Z = R + jX$ kompleksā pilnā pretestība, Ω , $Y = G + jB$ kompleksā pilnā vadītspēja, μS , $U = Ue^{j\delta}$ – spriegums kompleksa formā, kV.

Mezгла sākotnējā sprieguma modulis, kā arī mezгла tips ir nozīmīgi mezгла raksturlielumi. Mezгла sākotnējā sprieguma modulis parasti atbilst sprieguma klasei apakšstacijās. Mezгла tips nosaka, kuri parametri tiek izmantoti kā sākumdati un kādi rezultāti programmai ir jāaprēķina. Mezglis programmā *MUSTANG* var piederēt vienam no trim tipiem: tas var būt ģenerators mezglis, slodzes mezglis vai bezgalīgās jaudas mezglis.

Ģenerators sākotnējā aktīvā jauda ģenerators mezglā aprēķina gaitā nemainās. Sākotnējais spriegums mezglā tiek uzturēts nosacīti nemainīgs. Aprēķinātais spriegums ģenerators mezglā ir vienāds ar sākotnējo spriegumu, ja ģenerators saražotā reaktīvā jauda atrodas noteiktajās robežās. Ja ģenerators ir izdevis maksimālo reaktīvo jaudu sprieguma uzturēšanai, tā tiek fiksēta pie maksimālās robežas, un aprēķinātais spriegums ģenerators mezglā samazinās. Ja ģenerators ir izdevis minimālo reaktīvo jaudu sprieguma uzturēšanai, tā tiek fiksēta pie minimālās robežas, un aprēķinātais spriegums ģenerators mezglā pieaug.

Veicot aprēķinu slodzes mezglam, ne aktīvā, ne reaktīvā jauda ģeneratoram nemainās. Slodzes mezglis aprēķinā izturas tāpat kā ģenerators mezglis, maksimālā reaktīvās jaudas robeža vienāda ar minimālo reaktīvās jaudas robežu, t. i., reaktīvā jauda sprieguma regulēšanai vienāda ar nulli.

Veicot aprēķinu bezgalīgās jaudas mezglam, sprieguma modulis un sprieguma leņķis tiek iestatīti un aprēķina gaitā nemainās. Konstantu sprieguma moduli iegūst, neierobežotā diapazonā mainot ģenerēto reaktīvo jaudu mezglā. Lai nodrošinātu sākotnējo sprieguma leņķi, mezglā ģenerētā aktīvā jauda arī mainās bez ierobežojumiem. Tādējādi mezгла tips nosaka to, kādā veidā aprēķinā jāņem vērā ģenerators, kas pievienots elektriskajam tīklam šajā mezglā.

Divi mezgli tiek uzskatīti par elektriski savienotiem, ja starp tiem pastāv vismaz viens ceļš, kas sastāv no virknē slēgtiem, zem sprieguma esošiem zariem. Katrā elektriski savienotu mezglu grupā jābūt vismaz vienam bezgalīgās jaudas mezglam. Modelī var būt desmitiem tūkstošu elektriski nesavienotu mezglu grupu, taču parasti visi komponenti ir elektriski savienoti. Teorijā pastāv citi mezglu tipi, taču pašreiz tos programmā *MUSTANG* nevar uzdot.

Darba atvieglošanai mezglu datu tipi programmā *MUSTANG* tiek apzīmēti ar ciparu kodiem, kā aprakstīts 3.1. tabulā. Mezglu ar loģikas paņēmieniem var arī pieslēgt un atslēgt.

Ģeneratori parasti atbilst atsevišķām mezglām pieslēgtām sinhronmašīnām vai elektrostacijām. Dažkārt kā ģeneratoru uzdod lielus dzinējus, piemēram, hidroakumulācijas elektrostaciju sinhronmašīnas, kā arī iekārtas vadāmai reaktīvās jaudas kompensācijai. Ģenerators atšķiras no slodzes tādā ziņā, ka, mainoties spriegumam, sākotnējā ģenerētā aktīvā jauda nemainās.

3.1. tabula

Programmā *MUSTANG* pieejamie mezglu tipu kodi

Kods (UŠPQ)	U, kV	Leņķis, °	P, MW	Q, Mvar	Izmantojums
1100	Fiksēts	Fiksēts	Mainīga	Mainīga	Bezgalīgās jaudas mezglis
1010	Fiksēts	Mainīgs	Fiksēta	Mainīga	Ģenerators
0022	Mainīgs	Mainīgs	Fiksēta	Fiksēta minimāla	Ģenerators pie minimālās Q robežas
0044	Mainīgs	Mainīgs	Fiksēta	Fiksēta maksimāla	Ģenerators pie maksimālās Q robežas
0011	Mainīgs	Mainīgs	Fiksēta	Fiksēta	Slodze

Ar slodzi parasti saprot jaudas plūsmas pie patērētājiem, un tā vispārīgā gadījumā atkarīga no aprēķinātā sprieguma moduļa mezglā. Slodzes atkarībai no sprieguma vērtības var būt samērā sarežģīts raksturs. Slodzes aktīvo un reaktīvo komponenti mezglā var noteikt atbilstoši statistiskajai slodzes raksturlīknēm atkarībā no sprieguma, ko iespējams aprakstīt ar formulām (3.1) un (3.2). Normālais spriegums mezglā ir vienāds ar sprieguma vērtību, pie kuras mērīta slodze, ko nosaka statistiskā raksturlīkne pēc sprieguma. Ja aprēķinātā sprieguma vērtība mezglā ir vienāda ar normālu spriegumu, slodzes vērtība būs vienāda ar sākotnējo. Ja nē, aprēķinātā slodze atšķirsies no sākotnējās slodzes vērtības. Normālais spriegums parasti nav vienāds ar nominālo spriegumu mezglā. Slodzes aktīvā un reaktīvā jauda mezglā aprēķina gaitā nemainās, ja statistiskās raksturlīknes nav noteiktas vai arī ir noteiktas neatkarīgi no sprieguma vērtības.

$$P_{li} = P_{li0}(a_0 + a_1 U_i / U_{inorm} + a_2 U_i^2 / U_{inorm}^2). \quad (3.1)$$

$$Q_{li} = Q_{li0}(b_0 + b_1 U_i / U_{inorm} + b_2 U_i^2 / U_{inorm}^2). \quad (3.2)$$

Šeit P_{li} (MW) un Q_{li} (Mvar) ir slodzes aktīvā un reaktīvā komponente pie normāla mezglā i sprieguma U_{inorm} (kV). Jāievēro, ka U_{inorm} atšķiras no nominālā sprieguma mezglā i ; a_0, a_1, a_2 – polinoma koeficienti pie sprieguma mezglā i P_{li} izsakošajā otrās pakāpes polinomā; b_0, b_1, b_2 – polinoma koeficienti pie sprieguma mezglā i Q_{li} izsakošajā otrās pakāpes polinomā.

Zars ir aprakstāms ar virknes pilno pretestību, šķērsvadītspēju un komplekso transformācijas koeficientu. Programmā *MUSTANG* visi zari tiek modelēti kā π veida ekvivalentās shēmas. Reaktīvā vadītspēja atbilst līnijas uzlādes kapacitātei. Tā modelē uzlādes jaudas ietekmi uz strāvām līnijas galos, kas izmērītas apakšstacijās. Ja līnijai ir neregulējams šunta reaktors, to var modelēt ar atbilstošo pozitīvo reaktīvo vadītspēju zara galā. Zaru aktīvās vadītspējas komponentes atbilst zudumiem sakarā ar koronas izlādi gaisvadu elektropārvades līnijās, kā arī atbilst jaudas zudumiem transformatoros vai šunta reaktoros tukšgaitas gadījumā.

Daudzās programmās transformatora modelis atšķiras no līnijas modeļa. Divtinumu transformatora magnetizējošā vadītspēja tiek modelēta mezglā i pusē. Šāda transformatora modeli būtu iespējams reproducēt *MUSTANG* universālajā zara modelī, uzdodot magnetizējošo vadītspēju zara mezglā j pusē. Vairāktinumu transformatora modelēšanai programmā *MUSTANG* katrs tinums jāmodelē atsevišķi. Papildu „liekais” mezglis nepieciešams, lai

modelētu katram transformatoram kopīgu iekšējo punktu atbilstoši zvaigznes ekvivalentajai shēmai. Citā veidā transformatoru var modelēt kā daudzstūra ekvivalento shēmu bez viduspunkta.

Modelī zars tiek identificēts ar mezglu numuriem tā sākumā un beigās, kā arī ar unikālu ķēdes numuru. Ja starp diviem mezgliem tiek definēti vairāki zari, unikālais ķēdes numurs jānosaka katram zaram, jo ķēdes numura trūkums nozīmē nulli. Nulles identifikators nozīmē “visiem”, tādēļ vairāku zaru gadījumā zaru nebūtu iespējams identificēt. Zara modeli var ieslēgt vai izslēgt no jebkura gala, kā arī tas var būt gan zem sprieguma, gan bez sprieguma. Šī programmas īpašība teorētiski nodrošina astoņus iespējamus loģiskos zaru stāvokļus. Ne visus no tiem iespējams izmantot praksē, taču šī iespēja ļauj inženierim modelēt slēdžus un atdalītājus [53], neizmantojot loģiskos pārslēgšanas elementus modelī. 3.2. tabulā redzami zara modeļa loģiskie stāvokļi. Ar diviem no iespējamajiem zara loģiskajiem stāvokļiem, kas ir visparastākie jaudas plūsmas aprēķinu programmās, nav pietiekami, lai modelētu komutācijas shēmas, neradot ierobežojumus modeļa funkcionalitātei. Tādējādi programmā *MUSTANG* praktiski var veidot kombinētu modeli, kurā dažas apakšstacijas uzdotas slēdžu un atdalītāju līmenī, bet dažas – mezglu līmenī.

3.2. tabula

Zara modeļa loģiskie stāvokļi

Stāvoklis	Saīsinājumi: „ieslēgts” <i>i</i> pusē un „ieslēgts” <i>j</i> pusē, un „zem sprieguma” Loģiskie stāvokļi: 0 = nē, 1 = jā		
(<i>ijU</i>)	Īss apraksts	Operators redz	Programma redz
000	Zars ir atslēgts	Atslēgts	Atslēgts
001	Zars ir atslēgts, bet zem sprieguma (pagaidām programmā <i>MUSTANG</i> neizmanto)	...	...
010	Zars ir atslēgts no mezgla <i>i</i> . Bez sprieguma	Darbībā	Atslēgts
011	Zars ir atslēgts no mezgla <i>i</i> . Zem sprieguma	Darbībā	Tukšgaitā
100	Zars ir atslēgts no mezgla <i>j</i> . Bez sprieguma	Darbībā	Atslēgts
101	Zars ir atslēgts no mezgla <i>j</i> . Zem sprieguma	Darbībā	Tukšgaitā
110	Zars ir ieslēgts. Bez sprieguma	IESLĒGTS	Atslēgts
111	Zars ir ieslēgts. Zem sprieguma	IESLĒGTS	IESLĒGTS

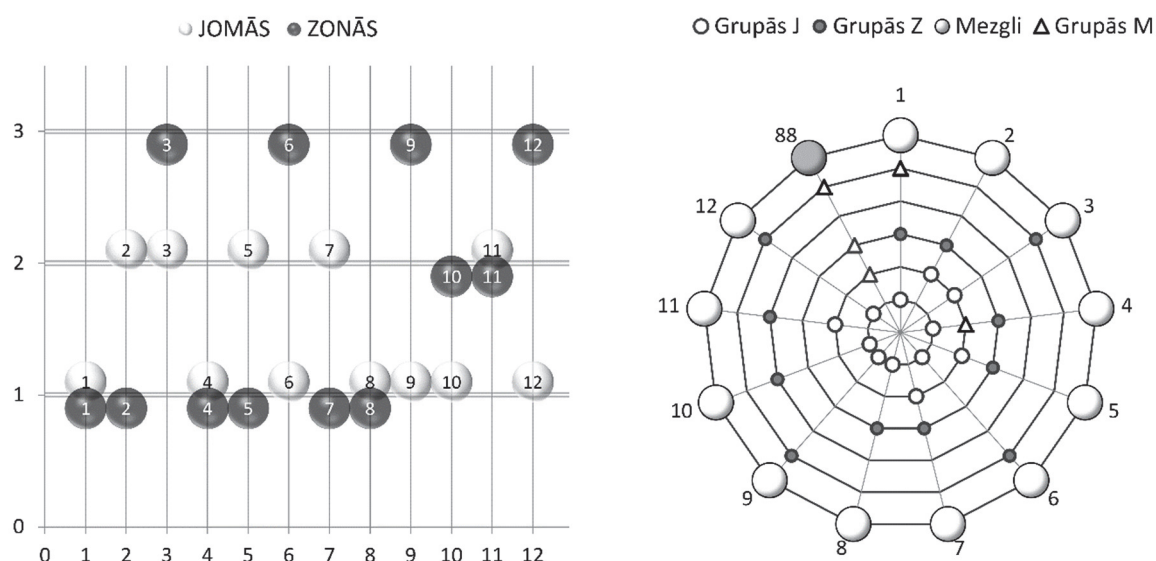
Balstoties uz datiem par mezgliem un zariem tīkla modelēšanai, programma *MUSTANG* izveido energosistēmas matemātisko modeli, kas ir detalizēti atspoguļots [182, 183]. Matemātiskā modeļa forma, kā arī metodes stacionāros režīmu vienādojumu atrisināšanai, mēdz būt atšķirīga un ir atkarīga no aprēķinu programmas. Algoritmi un modeļi, kas parasti tiek izmantoti jaudas plūsmas aprēķinu programmās, ir aplūkoti [4], [7], [8], [158].

Metodes, kā sastādīt vispārinātu informāciju par energosistēmas modeli un izmantot datus apkopotā veidā

Mūsdienu jaudas plūsmas aprēķinu programmas izmanto atsevišķu mezglu grupēšanu apakšsistēmās. Tradicionālās apakšsistēmas tiek veidotas, balstoties uz informāciju, kas tiek dota kā mezgla atribūti aprēķinu shēmā. Mezgls obligāti ietilpst katra no apakšsistēmu tipiem apakšsistēmā (apakšstacija, zona, rajons, apgabals), kas parasti ir veidotas pēc ģeogrāfiskā principa. Katrs mezgls katrā apakšsistēmas veidā tiek iekļauts tieši vienu reizi. Tas nodrošina

striktu mezglu grupējumu apakšsistēmu ietvaros. Šis stingrais apakšsistēmu veidošanas mehānisms izveidots sen, kad praktiskos aprēķinos tika izmantoti relatīvi nelieli tīklu modeļi.

Princips, saskaņā ar kuru tiek apkopotas programmā *MUSTANG* izmantotās mezglu un zaru grupas, ir jauna un, pēc autora domām, daudzsoļāka pieeja apakšsistēmu veidošanai. Šajā gadījumā apakšsistēma netiek noteikta tīkla modeļa mezglos, bet tiek uzdots direktoriju koka mapēs, kas tiek saglabāts atsevišķā failā. Mape vispārīgā gadījumā satur modeļa mezglu reģistrētos identifikatorus un šai apakšsistēmai piederošās apakšmapes. Kā iepriekš minēts, identifikatori *MUSTANG* modelī ir mezglu numuri un paralēlo zaru ķēžu numuri. Katru mezglu var iekļaut katrā mapē ne vairāk kā vienu reizi. Mapes tiek veidotas patvaļīgi, balstoties uz mapju koku, tādējādi mezglu grupēšana pa apakšsistēmām nav ierobežota. Apakšsistēmā pēc noklusējuma ietilpst arī zari, kas savieno mezglus mapes iekšienē. Ja viens no zaram piederošajiem mezgliem šajā mapē nav iekļauts, zars šai mapei ir robežzars. Ja nav sīkāk norādīts, pie kā ir jāattiecinā zaudējumi, tad pēc noklusējuma zaudējumi robežzaros attiecas uz to mapi, uz kuru ir vērsta aktīvās jaudas plūsma zarā. Lai varētu noteikt sarežģītāku iedalījumu apakšsistēmās, piemēram, „īpašnieks” tipa, inženierim ir iespēja tiešā veidā iestatīt, kāds zara zaudējumu procents pieder šai mapei. Šī informācija tiek dota pārējos papildu failos. Tādējādi ir iespējams ne tikai izveidot apakšsistēmu, kurā ietilpst mezgli un no tiem izejošie zari, bet arī apakšsistēmu, kurā ir vai nu tikai mezgli, vai arī tikai dažas zaru daļas. Šīs mezglu grupēšanas pieejas priekšrocība ir tāda, ka grupas iespējams veidot dinamiski, jo jaunu mapju veidošana un esošo dzēšana praktiski neietekmē citas grupas. Papildu failu izmantošana rada situāciju, ka modelis “nezina” par grupu eksistenci. Tādēļ izmaiņas direktoriju kokā modeli neietekmē. Acīmredzami, ka mapē iespējams ierakstīt arī to mezglu numurus, kas režīmā neeksistē. Tas nozīmē, ka mapju kokam ir tendence būt mobilam. Dažādos tīkla modeļa izpildījumos iespējams izmantot to pašu direktoriju koku ar zināmu mezglu pārpalikumu. Pārpalikumu izslēgšanas funkcija ļauj lietotājam dzēst neesošos elementus šajā mezglu modelī mapju kokā. Šajā gadījumā ir viegli pārraudzīt jaunu mezglu parādīšanos nepazīstamā tīkla modelī. Ja lietotājs pārnumurēs mezglus, programma tajā pašā laikā automātiski mainīs numurus direktoriju kokā. No otras puses, šī pieeja nav tik stingra, tāpēc apakšsistēmu grupēšanā ir iespējamās kļūdas. Laimīgā kārtā inženierim šādas kļūdas atrast nav grūti. 3.2. attēlā parādīta apakšsistēmu veidošana, balstoties uz tradicionālajiem jomas un zonas principiem (kreisajā pusē), un tāds pats piemērs, izmantojot direktoriju koku (labajā pusē). Paplašinātas opcijas labajā pusē ir atzīmētas ar trijstūriem.

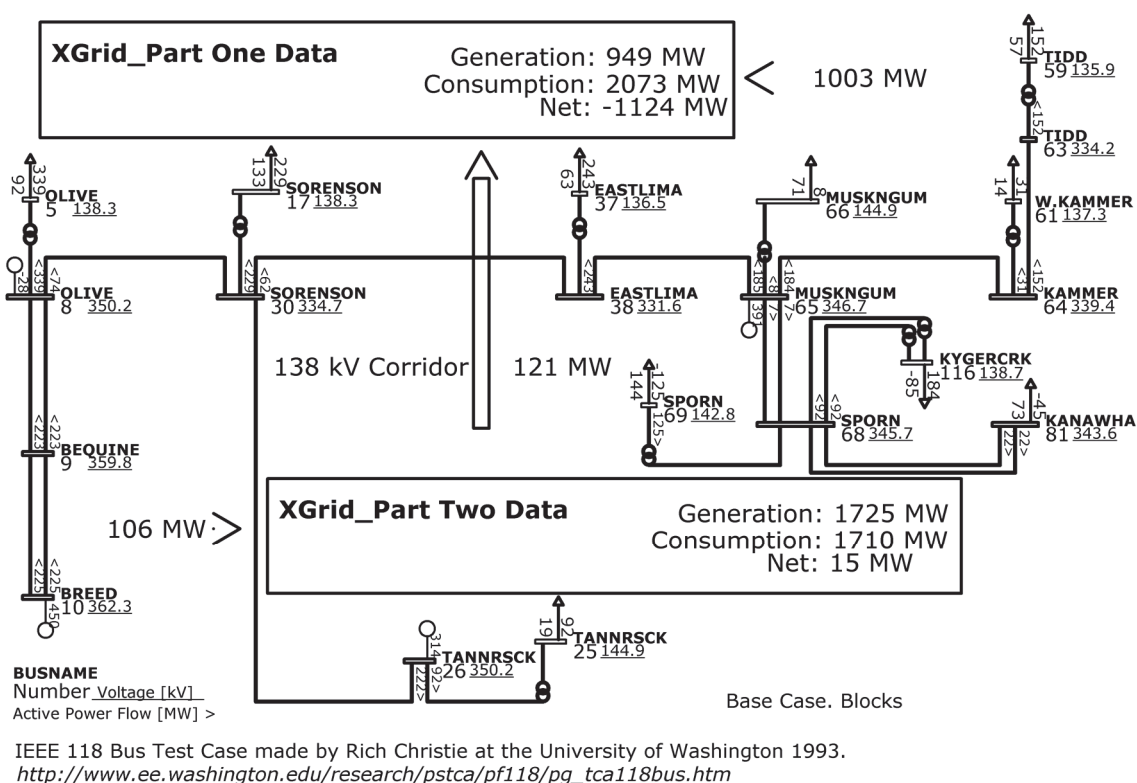


3.2. attēls. Atšķirība starp parasto apakšsistēmu veidošanas paņēmieni un *MUSTANG* izmantoto paņēmieni par apakšsistēmas izveidei, pamatojoties uz 12 mezglu modeli ar divām jomām un trīs zonām.

Šeit 12 mezgli ir sadalīti divās jomās un trīs zonās. Attēlā mezgli atzīmēti kā lieli riņķi. Mezgli 1, 4, 6, 8, 9, 10, 12 iekļauti 1. jomā. Pārējie mezgli iekļauti 2. jomā. Mezgli 3, 6, 9, 12 iekļauti 3. zonā. Mezgli 10, 11 iekļauti 2. zonā. Pārējie mezgli iekļauti 1. zonā. Attēlā pa kreisi katrā no mezgliem ierakstīta obligātā informācija par vienu lauku un vienu zonu. Attēls labajā pusē rāda apakšsistēmas kā koncentriskus daudzstūrus, kuru punkti, kas atrodas stūros, apzīmē mezglu piederību šai mapei. Mezgls atrodas mapē, ja apakšsistēmas daudzstūra virsotnē atrodas punkts (riņķītis). Koncentriski daudzstūru skaits var būt jebkurš naturāls skaitlis. Katru mezglu iespējams reģistrēt jebkurā mapē ne vairāk kā vienu reizi.

Programmā *MUSTANG* direktoriju koks ir papildu starpposma saskarne starp datu tabulām un inženieri. Tas ļauj veidot vispārinātas tabulas programmā, ko iespējams izmantot ne tikai aprēķina rezultātu izpētei, bet arī datu rediģēšanai. Direktoriju koks lielā mērā uzlabo tabulārā, kā arī grafiskā informācijas atainošanas veida iespējas. Jāatzīmē, ka līdzīgas iespējas lietotājam dod arī tradicionālais mehānisms grupu veidošanai. Taču direktoriju koks dod papildu iespēju elastīgi veidot grupas, ko automātiski veic aprēķinu programma. Šī iespēja nav viegli izmantojama, ja tiek izmantots tradicionālais apakšsistēmu veidošanas mehānisms.

Inženieri var interesēt ne tikai datu vispārināšana apakšsistēmās, jo svarīga ir arī informācija par energosistēmas modeļa zaru grupu kopējo plūsmas caurlaides spēju. Vispārinātie zari ir zaru grupas ar iepriekšdefinētiem aktīvās jaudas plūsmas pozitīvajiem virzieniem. Reālā energosistēmā tie tiek saukti par apgabalu savienojumiem, šķērsgriezumiem vai līniju koridoriem. Vispārinātos zarus programmā *MUSTANG* var veidot līdzīgi, tikai direktorijas nosaukuma vietā jābūt izmantotā šķērsgriezuma nosaukumam. Acīmredzams, ka šīs grupas var izmantot arī, lai regulētu kopējo jaudas plūsmas jebkurā mezglu apakšsistēmā.



3.3. attēls. IEEE 118 mezglu testēšanas shēmas izejas režīms attēlots uz vienkāršotas 345 kV tīkla vienlīnijas diagrammas.

2.1. attēlā redzama diagramma ar jaudas plūsmas sadalījumu IEEE 118 mezglu testēšanas shēmai. Kā redzam, shēma ir salīdzinoši grūti lasāma. Tas nozīmē, ka, lai uzskatāmi parādītu mūsdienu apvienoto energosistēmu režīmus, kurās ir desmitiem tūkstošu mezglu, nevar zīmēt visus aprēķina shēmas mezglus un zarus vienā zīmējumā.

Pacentīsimies samazināt zīmējuma elementu skaitu un paskatīsimies, kā tas ietekmēs testa shēmas uzskatāmību. Atstāsim visu 345 kV shēmu bez izmaiņām, bet zemāku spriegumu tīklu sagrupēsim divās apakšsistēmās pēc šāda principa: tie mezgli, kas atrodas augstāk par horizontālo līniju, ko veido 345 kV elektropārvades līnijas no 345 kV apakšstacijas *EASTLIMA* (38), pieskaitāmi pirmajai apakšsistēmai, bet pārējie – otrajai apakšsistēmai. Viegli konstatēt, ka apakšsistēmas ir savā starpā saistītas ar piecu 138 kV līniju grupu, kas savukārt skaidrības labad var tikt attēlotas apkopojošā veidā kā šķērsgriezums. Rezultāts redzams 3.3. attēlā. Viegli konstatēt, ka shēma kļuvusi mazāk detalizēta. Tajā pašā laikā jaudas plūsmas režīms testa gadījumam kļūst skaidrāks no 345 kV tīkla skatu punkta.

Nepieciešams atzīmēt, ka lielas sistēmas sadalīšana apakšsistēmās ne vienmēr ir determinēta un viennozīmīga, bet gan ir atkarīga no pētāmā objekta vai izvirzītā uzdevuma. Elastīgums apakšsistēmu veidošanā ļauj vienlaikus un neatkarīgi citu no cita iegūt dažādus apkopotas informācijas veidus par datu grupām. Šajā vienkāršajā piemērā nav iespējams parādīt tādu apakšsistēmu priekšrocības, kas izveidotas uz “mapju koka” pamata. Tomēr var redzēt, ka parādītajā apakšsistēmu veidošanas mehānismā slēpjas lielas iespējas attiecībā uz ievērojamu izmēru apvienoto energosistēmu aprēķina shēmu novērojamības paaugstināšanu. Tas ļauj inženierim ietaupīt laiku daudzu praktisku uzdevumu risināšanā.

Energosistēmas modeļa jaudas plūsmas aprēķins ar mērķi iegūt iepriekš noteiktu aprēķinu rezultātus

Viena metode jaudas plūsmas aprēķinu ievaddatu sagatavošanas darba apjoma samazināšanai apvienotai energosistēmai var būt sākumdatu atlase noteikta aprēķinu rezultāta iegūšanai. Piemēram, tālākai analīzei ir vajadzīgs režīms ar noteiktu aktīvās jaudas plūsmas caur starpsistēmu savienojumu vai arī inženierim jāiestata plānotais patēriņš dažām energosistēmām. Šie ir samērā parasti uzdevumi, taču to sarežģītība saistīta ar to, ka jaudas plūsmas līnijās un energosistēmu patēriņa vērtības tiek iegūtas kā jaudas plūsmas aprēķina rezultāts. Tādēļ ir nepieciešamas ievaddatu izmaiņas, lai iegūtu vēlamās režīma parametru vērtības, kas kļūs zināmas tikai pēc aprēķina pabeigšanas. Jaudas plūsmas iegūšana, balstoties uz aprēķina rezultātu kopumu, prasa atgriezenisko saiti, tādējādi noteiktās jaudas plūsmas iegūšanas procesam ir tendence būt iteratīvam. Katrā iterācijā ietilpst aprēķinu rezultātu pārbaude, sākumdatu izmaiņa modelī vēlamajā virzienā un jaudas plūsmas aprēķināšana. Sākumdatu atlases process vēlamā aprēķina rezultāta iegūšanai prasa daudz laika, ja inženieris datus maina manuāli, izmantojot programmas interfeisu. Daudzi vienkārši uzdevumi kļūst grūti atrisināmi, ja aprēķins tiek veikts samērā detalizētam apvienotās energosistēmas modelim, neizmantojot automatizāciju.

Sākumdatu maiņas algoritms iepriekšnoteikta rezultāta iegūšanai programmā *MUSTANG* balstās uz hordu metodi [178], [179]. Jaudas plūsmas aprēķina rezultāts (regulējamais parametrs) ir apslēpta funkcija no sākumdatu grupas (vadošā parametra), ko nosaka energosistēmas matemātiskā modeļa vienādojumi. Katrā iteratīvā procesa solī algoritms veic linearizāciju. Algoritms pārbauda regulējamā parametra atbilstību mērķa vērtībai. Ja regulējamā parametra novirzes no mērķa vērtības modulis atrodas ārpus precizitātes intervāla, jāveic pirmais eksperimentālais solis, mainot vadības darbību un sagaidāmo vērtību sagaidāmajā virzienā, un energosistēmas modelim tiks aprēķināta jaudas plūsma, lai noteiktu regulējamā parametra jauno vērtību. Piemēram, mēs varam izmantot rezultātus no jutīguma analīzes par pirmo soli [31], [92], [95]. Tiek atkārtota nākamā iterācija, un, ja gaidītā precizitāte nav sasniegta, vadošā parametra vērtība tiek palielināta par vērtību, ko nosaka pēc divu iepriekšējo soļu parametriem. Algoritms ļauj vienlaikus iegūt vairākus norādītos regulējamus parametrus. Algoritms darbojas arī secīgi, t. i., tas ļauj iegūt regulējamo parametru grupas, izmantojot dažādas vadības darbības vairākos posmos. Jauns posms sākas tad, kad iepriekšējais posms ir veiksmīgi pabeigts. Regulējamo parametru un regulēšanas parametru detalizēta informācija, kā arī dati par paredzamo regulēšanas parametru ietekmi uz regulējamajiem parametriem, tiek norādīta palīgfailā. Šajā failā arī norādīta posmu secība, kā mainīt

sākumdatos, lai iegūtu vēlamo rezultātu. Regulējamo parametru vērtības tiek iestatītas dinamiski. Tādējādi lietotājs var iestatīt aprēķina rezultātus kā ievaddatus jaudas plūsmas aprēķināšanas programmai. Ja ir iestatīts, kā šos rezultātus iespējams iegūt, programma vienkāršā vai arī samērā sarežģītā algoritmā var iegūt lietotāja uzdotos jaudas plūsmas aprēķina rezultātus, mainot attiecīgos sākumdatos. Neveiksmīga procesa gadījumā programma dažkārt var novirzīt sākotnējo jaudas plūsmas situāciju tuvāk lietotāja iestatītajai jaudas plūsmai. Par regulējamajiem parametriem var ņemt aktīvās un reaktīvās jaudas plūsmas zaros vai caur šķērsriezumiem, vai nu neto apmaiņas jaudu, vai apakšsistēmu enerģijas patēriņu, kā arī mezglu aprēķina spriegumu un strāvas stiprumus zaros. Regulēšanas parametri ir ģeneratoru, slodžu un šuntu aktīvā un reaktīvā jauda vai apakšsistēmu atbilstošie kopējie parametri.

Kā piemēru mēģināsim pārveidot sākotnējo režīmu, kas radīts 2.2. un 3.3. attēlā par režīmu ar vienādām aktīvās jaudas plūsmām – pa $100,0 \text{ MW} \pm 0,1 \text{ MW}$ – no 345 kV tīkla uz 138 kV tīklu caur katru 345/138 kV autotransformatoru. Summārā aktīvās jaudas plūsma no 345 kV tīkla uz 138 kV tīklu samazināsies par 9 MW. Pārveidotās jaudas izlīdzināšana tiks nodrošināta, pateicoties izvēlēto elektrostaciju aktīvās ģenerācijas jaudas izmaiņām.

3.3. tabula

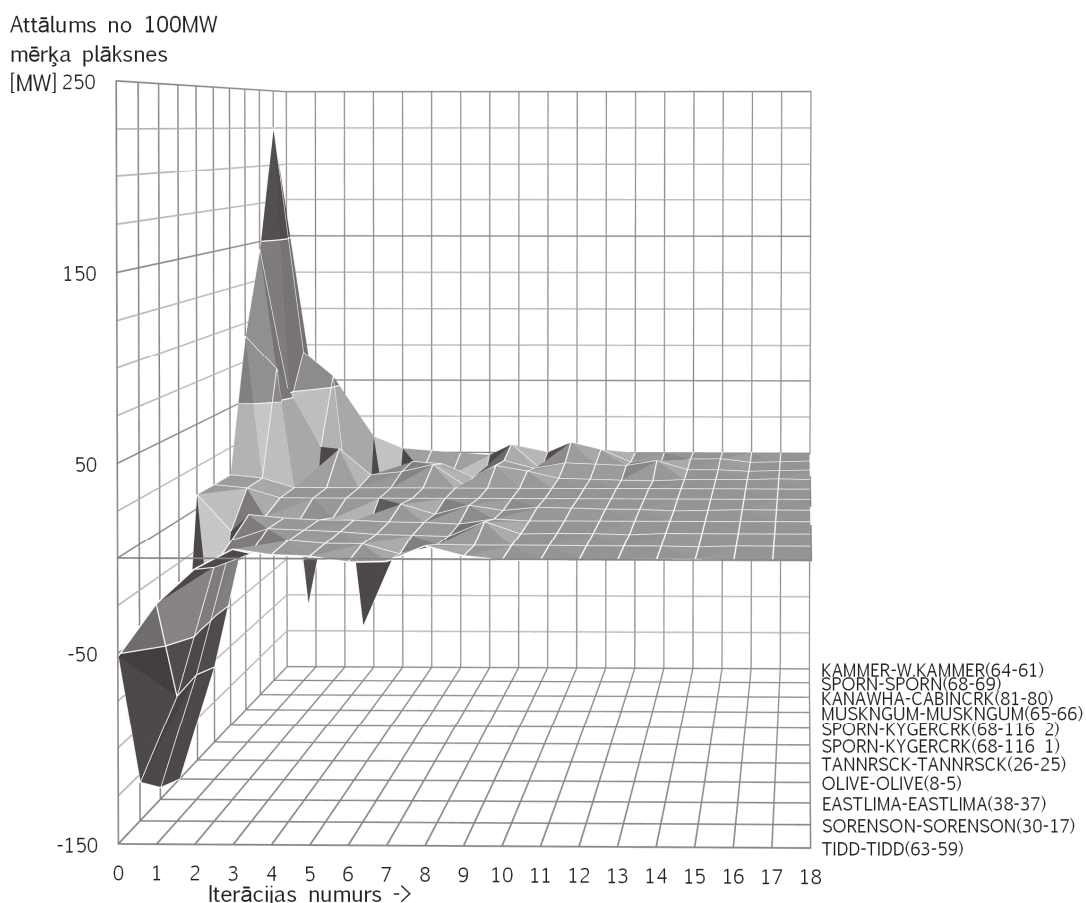
Kontrolējamie un vadošie parametri pēc 6., 12. un 18. iterācijas

i	$y = F(x)$		$y_{i0} + \Delta y_{i0} = y_{i18}, x_{i0} + \Delta x_{i0} = x_{i18}$									
	y_i zarā P_{ij} , MW	x_i mezglā P_{gen} , MW	y_{i0}	x_{i0}	Δy_{i0}	Δx_{i0}	y_{i6}	x_{i6}	y_{i12}	x_{i12}	y_{i18}	x_{i18}
1	KAMMER-W.KAMMER(64-61)	W.KAMMER(61)	30,5	160,0	69,5	-125,8	100,3	32,6	100,0	34,5	100,0	34,2
2	SPORN-SPORN(68-69)	MUSKNGUM(65)	-125,4	391,0	225,2	13,7	109,1	402,4	100,7	403,9	99,7	404,7
3	KANAWHA-CABINCRK(81-80)	CLINCHRV(89)	-44,8	607,0	144,7	-212,5	96,5	403,5	97,3	399,3	99,9	394,5
4	MUSKNGUM-MUSKNGUM(65-66)	MUSKNGUM(66)	8,4	392,0	91,6	-273,5	91,1	135,2	100,9	117,3	100,0	118,5
5	SPORN-KYGERCRK(68-116 2)	KYGERCRK(116)	92,1	-184,0	7,9	-15,8	100,0	-199,8	100,0	-199,8	100,0	-199,8
6	SPORN-KYGERCRK(68-116 1)	KYGERCRK(116)	92,1	-184,0	7,9	-15,8	100,0	-199,8	100,0	-199,8	100,0	-199,8
7	TANNRSCK-TANNRSCK(26-25)	TANNRSCK(25)	91,6	220,0	8,3	0,4	97,0	226,8	99,7	221,1	100,0	220,4
8	OLIVE-OLIVE(8-5)	NWCARLSL(4)	339,1	-9,0	-239,1	363,9	100,9	353,5	100,0	354,9	100,0	354,9
9	EASTLIMA-EASTLIMA(38-37)	WEST END(40)	243,5	-46,0	-143,5	327,0	101,0	278,3	100,2	280,8	100,0	281,0
10	SORENSEN-SORENSEN(30-17)	DEERCRK(31)	229,3	7,0	-129,3	405,3	99,4	414,7	100,1	411,6	100,0	412,3
11	TIDD-TIDD(63-59)	TIDD(59)	151,7	155,0	-51,7	97,2	101,8	247,5	100,1	252,1	100,0	252,2

Šī uzdevuma sarežģītība saistīta ar to, ka viens no autotransformatoriem apakšstacijā *SPORN(68-69)* ir tieši saistīts ar balansējošo mezglu. Balansējošā mezgla ģenerācijas jauda atkarīga no visu pārējo ģeneratoru jaudas. Tāpēc, mainoties jebkura ģeneratora jaudai, balansējošā mezgla aktīvā jauda šīs izmaiņas kompensēs. Tādējādi, ja konkrētā režīma novirzes no uzdotā režīma ir lielas, aktīvās jaudas plūsmai caur autotransformatoru apakšstacijā *SPORN* būs liela uzspiestā komponente. Šajā gadījumā hordu metode negarantē režīma tuvināšanu uzdotajam aprēķina rezultātam. Lai uzlabotu uzdotā rezultāta iegūšanas automatizētā procesa konverģenci, jāsamazina algoritma jutība pret aktīvās jaudas parametra caur autotransformatoru *SPORN(68-69)* vērtības sasniegšanas precizitāti un jāpalielina aktīvās jaudas rezultējošās plūsmas pieļaujamās novirzes vērtība līdz $\pm 0,5 \text{ MW}$.

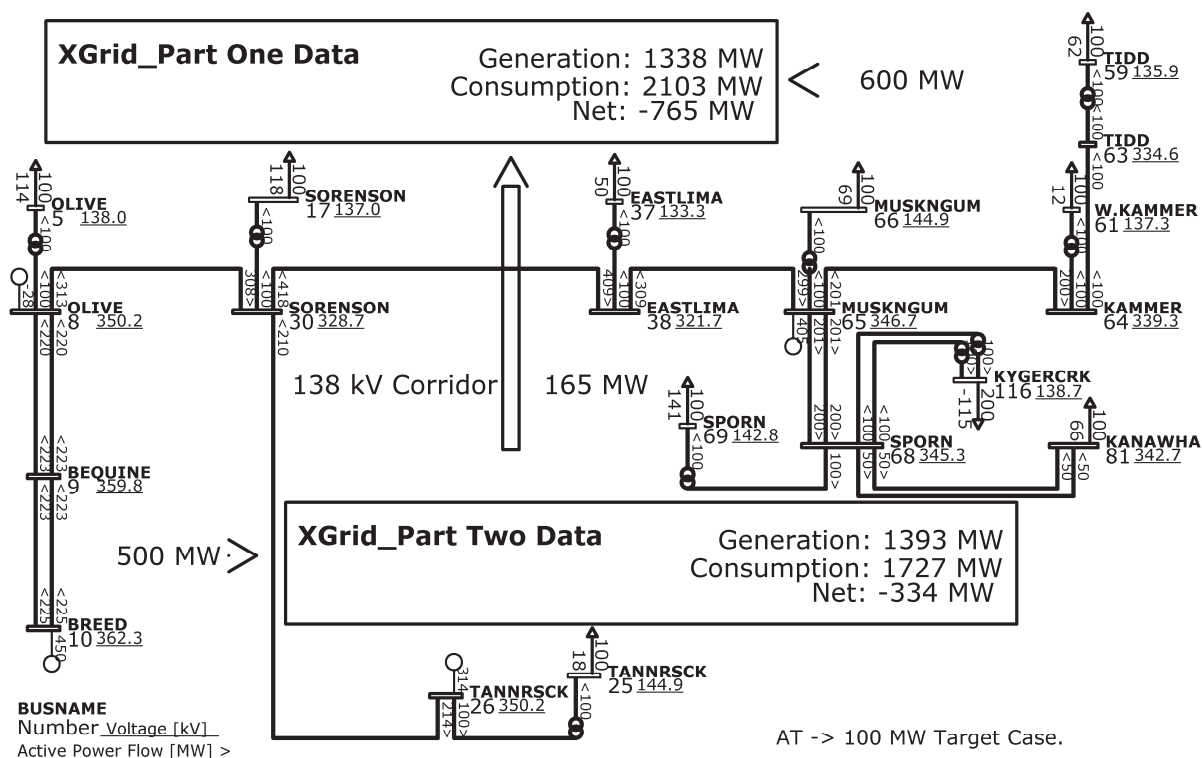
Uzdotais aprēķina rezultāts tika iegūts 18 iterācijās, no kurām katra ir stacionāra režīma aprēķins ar jaunām vadošo parametru vērtībām. Programma automātiski beidza aprēķinu tādēļ, ka pēc 18. iterācijas visi kontrolējamie parametri sasniedza savas vērtības ar novirzēm uzdotās precizitātes robežās. 3.3. tabulā sniegti kontrolējamie un vadošie parametri, to sākotnējās vērtības, parametru rezultējošo vērtību novirzes no sākotnējām vērtībām un parametru vērtības pēc 6., 12. un 18. iterācijas. 3.4. attēls dod uzskatāmu atainojumu procesam, kurā kontrolējamie parametri nonāk uzdotajā atrisinājuma plaknē. Iegūtais risinājums, kas attēlots tīkla vienlīnijas shēmā, ir redzams 3.5. attēlā

Gadījumā, ja notiek veiksmīgs iteratīvais process, izvēloties sākumdatu uzdotā rezultāta sasniegšanai, vēlāmā rezultāta iegūšana ar noteikto precizitātes pakāpi ir garantēta, tāpēc šajā gadījumā nav nepieciešama iegūto rezultātu pārbaude. Savukārt neveiksmīgu jaudas plūsmas maiņas iteratīvo procesu var izmantot tikai noteiktos gadījumos. Kā vienu neveiksmīga iteratīvā procesa piemēru var minēt uzdevumu, kurā jānosaka režīms, kas ir robežrežīms statistiskās stabilitātes ziņā [57], jaudas pārvadei pa paralēlu elektropārvades līniju grupu starp divām energosistēmām. Lai atrisinātu šo uzdevumu, sākotnējais jaudas plūsmas režīms jāizvēlas tā, ka savienojuma līnijas ir noslogotas vairāk nekā pārējā apvienotā energosistēma. Pieņem, ka trajektorija līdz mērķa rezultāta sasniegšanai tiek izvēlēta tā, ka ģeneratori vienā tīkla daļā tiek slogoti ar aktīvo jaudu, līdz kamēr tiek sasniegta iepriekšdefinētā starpsistēmu plūsmas vērtība, līdz ar to pārējie energosistēmas ģeneratori tiek atslogoti. Šajā gadījumā paredzamā aktīvās jaudas plūsma starpsistēmu līnijās pieaugs un var pārsniegt maksimāli iespējamo vērtību pēc statistiskās stabilitātes kritērija. Ja režīmu ar noteikto starpsistēmu aktīvās jaudas plūsmas vērtību ir iespējams sasniegt, tad programma to sasniegs. Ja iepriekšdefinētā vērtība nav sasniedzama, tad režīmu nebūs iespējams sasniegt. Programma iegūs režīmu, kas šajā gadījumā būs ierobežots ar statistiskās stabilitātes ierobežojumu.



3.4. attēls. Kontrolējamo parametru vērtību novirzes no mērķa vērtībām kā funkcija no iterācijas numuriem.

Automātiskais sākumdatu atlasēšanas process, lai iegūtu noteiktu rezultātu, ir svarīga iezīme, kas atklāti vai slēpti ir izmantota vairumā industriālo jaudas plūsmas aprēķinu programmu. Funkciju izpildes īpatnība programmā *MUSTANG* ir tāda, ka rezultāta sasniegšanai jaudas plūsmas aprēķināšanas algoritms netiek mainīts. No tā izriet metodes augstā uzticamība. Par šīs metodes trūkumu var uzskatīt to, ka dažos gadījumos var būt nepieciešams desmitiem secīgu jaudas plūsmas aprēķinu, lai sasniegtu rezultātu. Jāatzīmē, ka aprēķini tiek veikti automātiski, un tas radikāli samazina kopējo laiku, kas nepieciešams, lai sagatavotu režīmus, balstoties uz energosistēmas matemātisko modeli, tālākai izmantošanai, samazinās inženierdarba apjoms. Sākumdatu automātiskās atlasēšanas funkciju noteikta rezultāta iegūšanai, vispārīgi runājot, varētu izmantot arī tad, ja rezultāts ir dots implicītā formā. Kā piemēru varētu minēt uzdevumu minimizēt zudumus energosistēmā, nomainot dažu elektrostaciju aktīvās jaudas ģeneratorus. Minimālā zudumu vērtība iepriekš nav zināma. Tajā pašā laikā izmantotais algoritms ir veidots, lai atrastu noteiktu vērtību. Līdz ar to vēlamajam rezultātam ir dinamiski jāmainās, un iteratīvā procesa sekmīguma kritēriju nepieciešams izmainīt. Pašreizējā programmas attīstības stadijā uzdevums atlasīt sākumdatus pēc vēlamā rezultāta, ja rezultāts dots implicītā formā, vēl gaida risinājumu.



IEEE 118 Bus Test Case made by Rich Christie at the University of Washington 1993.
http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf118/pg_tca118bus.htm

3.5. attēls. Iegūtais risinājums ar aktīvas jaudas plūsmām $100,0 \text{ MW} \pm 0,1 \text{ MW}$ katrā 345/138 kV autotransformatorā attēlots tīkla vienlīnijas shēmā.

Kā metodes jaudas plūsmas aprēķināšanas procesa organizēšanai daudzvariantu uzdevumiem var ietekmēt kopējo rezultāta iegūšanas procesu

Risinot tādus uzdevumus kā režīmu operatīvā plānošana apvienotā energosistēmā, vislabāko variantu noteikšana energosistēmas attīstībai, avārijas iekārtu atteicu ietekmes analīze uz režīma parametriem energosistēmā, inženierim jāveic daudzvariantu jaudas plūsmas aprēķini vienam un tam pašam energosistēmas modelim. Pašlaik gandrīz visi no šiem uzdevumiem tiek risināti secīgi, t. i., katrs režīma variants tiek aprēķināts atsevišķi, un tad

varianti tiek salīdzināti Tajā pašā laikā datortehnoloģiju pašreizējais attīstības līmenis ļauj lietotājam izveidot pietiekami lielu energosistēmu modeli un dod iespēju atrisināt daudzus no saistītajiem aprēķinu variantiem vienlaikus vienā un tajā pašā energosistēmas modelī kā izolētas, neatkarīgas daļas. Tādējādi inženieris var vienlaikus atrast un salīdzināt daudzus variantus. Protams, paralēla aprēķinu veikšana prasa vairāk operatīvās atmiņas, taču, ja uzdevuma veikšanai pieejamie datorresursi nav ierobežoti, inženierim var būt, kas nodrošinās ātrāku rezultātu daudzvariantu uzdevumam – visu variantu secīga aprēķināšana vai metode, saskaņā ar kuru visu variantu aprēķināšana notiek vienlaikus. Atbilde uz šo jautājumu atkarīga no aprēķinu metodes [34], [35], [37], [113] un arī no jaudas plūsmas aprēķināšanas programmas, jo dažas no jaudas plūsmas aprēķinu programmām ir optimizēti secīgiem aprēķiniem [46], [49] un arī ir programmas, kas orientētas uz paralēliem aprēķiniem [82], [142]. Ņūtona-Rafsona metodi apvienojumā ar Gausa metodi lineāru vienādojumu atrisināšanai, kas tiek izmantotas programmā *MUSTANG*, var uzskatīt par visizplatītākajām metodēm jaudas plūsmas aprēķinu programmās.

Šīs problēmas izpētei tika veikts skaitļošanas eksperiments. Stacionāros režīmu aprēķini programmā *MUSTANG* tika veikti ar datoru, kam uzstādīta 32 bitu *Windows 7* operētājsistēma ar *Intel® Core™ 2 Quad* centrālo procesoru Q9450 2,67 GHz ar izmantojamu 3,48 GB operatīvo atmiņu, 500 GB 7200 RPM HDD. Programma aprēķiniem izmanto tikai vienu centrālā procesora procesu. *IEEE 118* mezglu sistēmas modelis, ko ir iespējams brīvi lejuplādēt no tīmekļa vietnēm [192, 193], ir ņemts kā energosistēmas parauga modelis jaudas plūsmas analīzei. Jaudas plūsmas šim modelim aprēķinātas pēc trim iterācijām no laidenas palaidēs.

Lai noteiktu jaudas plūsmas aprēķināšanas laiku, *Microsoft Excel VBA* tika uzrakstīts makromodulis, kam bija jāizveido fails ar uzdevumu programmai *MUSTANG* uz cietā diska; pēc tam šis fails tika pārdēvēts par ieejas failu aprēķinu programmai, un no šī brīža sākas laika atskaite. Programmai *MUSTANG* bija secīgi jāizpilda, sākot no 100 jaudas plūsmas aprēķiniem lieliem tīklu modeļiem, līdz 10000 jaudas plūsmas aprēķiniem nelieliem jaudas plūsmas modeļiem, ar laidenu palaidi, izmantojot Ņūtona-Rafsona metodi. Pēc aprēķinu pabeigšanas programmai bija jāizveido izejas fails ar pārskatu 9 baitu apjomā, kas bija jānolasa makromodulim. Kad uz diska tiek atklāts pārskata fails, laika atskaite jāaptur. Lai noteiktu vidējo aprēķinu veikšanas laiku, jāveic no trim līdz pieciem mēģinājumiem. Skaitļošanas eksperiments jāsāk no oriģinālā modeļa. Tālākiem soļiem modeļa apjoms bija četras reizes jāpalielina, divas reizes veicot modeļa elementu skaita dubultošanu, un viss skaitļošanas process bija jāatkārto jaunajam modelim. Lielākais energosistēmas modelis šim eksperimentam sastāvēja no 4096 savstarpēji neatkarīgām „salām” ar 118 mezgliem un 212 zariem katrā.

Skaitļošanas eksperimenta rezultāti doti 3.4. tabulā. Kā redzams tabulā, energosistēmas modeļa izmēru ietekme uz kopējo skaitļošanas procesa ātrumu ir labi aproksimējama ar pakāpes funkciju, kuras kāpinātājs ir 1,075. Eksponentfunkcijas bāze ir lielāka par 1, tādēļ daudzo variantu paralēlās aprēķināšanas kopējais laiks vienmēr ir lielāks par to pašu variantu secīgu aprēķinu kopējo laiku. Četru variantu gadījumā palēninājums būs ap 9 %, savukārt 30 variantu gadījumā process palēnināsies aptuveni par 29 %. Tādējādi paralēlo daudzu variantu aprēķināšanu vienā energosistēmas modelī var izmantot tikai nelielu tīklu modeļu gadījumā, kur kopējais aprēķinu veikšanas laiks nav starp svarīgākajiem faktoriem. Secīga daudzo variantu aprēķināšana šķiet labāks risinājums no dažādiem viedokļiem salīdzinājumā ar paralēlu aprēķinu veikšanu.

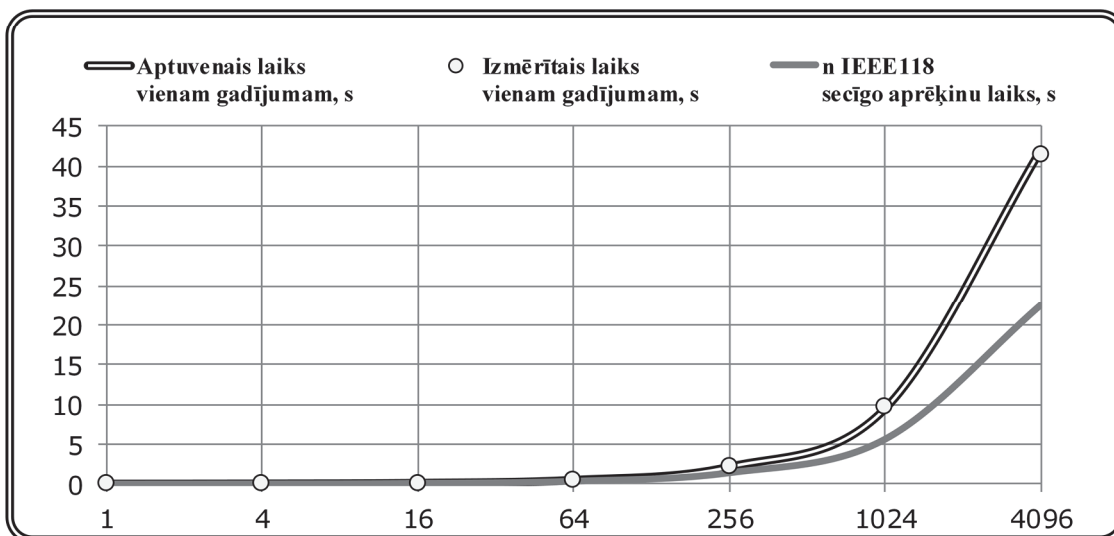
Jāatzīmē, ka datorsistēmās, kur tiek izmantoti vairākpavedienu procesori, laika ekonomiju var panākt, izmantojot secīgi paralēlu jaudas plūsmas aprēķināšanas procesa organizācijas metodi daudzvariantu uzdevumiem. Uz viena un tā paša datora reālo uzdevumu vienlaikus veica četras programmas *MUSTANG* kopijas. Katra no kopijām bija konsekventi veikusi vienu ceturtdaļu no visiem daudzvariantu uzdevuma aprēķiniem. Pēc tam šo pašu aprēķinu daudzumu veica divas programmas kopijas, vēlāk – viena programmas kopija. Kopējā darba veikšanas laikā ietilpa ne tikai aprēķini, bet arī daudzkārtša informācijas nolasīšana un ierakstīšana vienā un tajā pašā cietajā diskā. Darbs ar disku vienas programmas kopijas

izmantošanas gadījumā bija aptuveni 20 % no kopējā laika, un tas nemainījās, izmantojot vairākas programmas kopijas. Ja par pamatu ņemam laiku, kādā aprēķinus veica viena programmas kopija, tad ar divām programmas kopijām aprēķini tika veikti aptuveni 1,7 reizes ātrāk. Izmantojot četras programmas kopijas, aprēķinu veikšana notika aptuveni 2,5 reizes ātrāk. Salīdzinot aprēķinu veikšanas laiku ar divām un četrām programmas kopijām, ar četrām kopijām process notika aptuveni 1,4 reizes ātrāk.

3.4. tabula

Daudzvariantu uzdevumos paralēla variantu aprēķināšana nav tik efektīva

IEEE 118· <i>n</i> paralēli	Mezgli	Zari	Izmērītais laiks vienam gadījumam t/i , s	Aprēķinu virkne <i>i</i>	Aptuvenais laiks vienam gadījumam $T \cdot n =$ $(n \cdot t_1)^{1.075}$, s	Relatīvā kļūda, %
1	118	212	0.0055	10000	0.0055	0 %
4	472	848	0.024	10000	0.024	0 %
16	1888	3392	0.105	1000	0.108	-2.78 %
64	7552	13568	0.456	1000	0.481	-5.2 %
256	30208	54272	2.186	100	2.134	2.44 %
1024	120832	217088	9.759	100	9.472	3.03 %
4096	483328	868352	41.487	100	42.039	-1.31 %



Balstoties uz šiem rezultātiem, varam redzēt, ka ieguvums produktivitātes ziņā no vairāku procesoru izmantošanas samazināsies, pieaugot datora noslodzei. Tādēļ paralēlai skaitļošanai izmantoto straumju skaita palielināšana *n* reizes rezultātā nedod produktivitātes pieaugumu *n* reizes, lai gan paši aprēķini tiešām paātrinās apmēram *n* reizes. Tomēr, pat ja aprēķinu veikšanas paātrinājums ir 40 %, tas ir ļoti labs rādītājs, un to var ieteikt praktiskai izmantošanai. Viss iepriekš teiktais attiecas uz aprēķinu programmām, ja tās aprēķiniem izmanto tikai vienu no centrālā procesora procesiem. Ja programma jau ir balstīta uz vairākprocesoru datorsistēmām, tad produktivitātes ieguvums nebūs tik efektīvs.

4. JAUDAS PLŪSMAS APRĒĶINU PROGRAMMAS IZMANTOŠANA PĀRVADES SISTĒMAS DISPEČERU APMĀCĪBĀM

Datu apmaiņa *DTS* un informācijas plūsmu organizēšana caur dažādām datu telpām

Ja citas programmas var izmantot jaudas plūsmas aprēķinus energosistēmas matemātiskam modelim kā implicītu funkciju, šī programma var risināt citus uzdevumus ārpus jaudas plūsmas pētījuma robežām. Līdz ar to jaudas plūsmas aprēķinu programmas izmantošanas joma var ievērojami paplašināties, pašai programmai nemainoties. Ir skaidrs, ka, ja viena programma vada otru, tad tabulu redaktors un grafiskā lietotāja interfeisa programma, kas veidota inženiera vajadzībām, nav nepieciešamas. Vadāmo programmu var darbināt melnās kastes režīmā. Turklāt vairumu operāciju, kas programmas normālās darbības laikā izmantoja cieto disku, iespējams veikt datora atmiņā. Līdz ar to cietajā diskā var ierakstīt tikai kontrolējamo parametru rezultējošās vērtības. Produktivitātes rādītājs šādā režīmā būs ievērojami augstāks. Praktisks jaudas plūsmas aprēķinu programmas izmantošanas piemērs ir tās darbība dispečeru apmācību simulatorā (*DTS/OTS*) AST.

Pasaulē uzkrāta liela pieredze dispečeru apmācību simulatora *DTS/OTS* sistēmu izveidē [54], [108], [106], [112], [120], [123], kas atšķiras gan pēc aprēķinu programmas tipa, gan pēc novietojuma attiecībā pret *SCADA* sistēmu. Pastāv tendence, ka vienkāršās *DTS* sistēmās izmanto jaudas plūsmas aprēķināšanas programmas. Sarežģītākos dispečeru apmācības simulatoros pamatā izmanto programmas elektromehānisko pārejas procesu stabilitātes aprēķināšanai [120]. Elektromehānisko pārejas procesu aprēķini tiek izmantoti, kad ienākošās informācijas paraugu ņemšanas periods ir vienāds ar nepilnu sekundi, kas raksturīgi, piemēram, elektrostacijas operatoram. Pārvades sistēmas dispečers datus nesaņem tik bieži. Tādēļ šajā gadījumā var novērot tikai bojājuma sekas, piemēram, elektrolīniju atslēgšanās faktu. Jaudas plūsmas aprēķināšanas programmu izmantošana dispečeru apmācībai pārvades sistēmā šķiet praktiskāks risinājums no īstenošanas viedokļa. Parasti dispečeru apmācības simulatoru sistēmas darbojas *SCADA* sistēmu ietvaros. Šai tipiskajai pieejai ir acīmredzamas priekšrocības un slēpti trūkumi. Dispečeru apmācības simulatoru izveides procesu *SCADA* sistēmas ietvaros var raksturot kā sarežģītu un laikietilpīgu, taču galvenā problēma ir ierobežotā dispečeru apmācības simulatora mobilitāte, ja tas darbojas *SCADA* sistēmas ietvaros. Pārvades sistēmu operatorus interesē, lai *DTS* būtu mazāk atkarīgs no *SCADA* sistēmas. Šādas *DTS* sistēmas pastāv arī pasaulē. Piemēram, labi pazīstamā sistēma *ARISTO DTS*, kas izveidota ar uzņēmuma *Svenska Kraftnät* (Zviedrijas pārvades sistēmas operators) piedalīšanos, nav atkarīga no galvenās *SCADA* sistēmas. Uzdevums, ar ko saskaras AS „Augstsprieguma tīkls”, ir nodrošināt *DTS* pietiekamu precizitāti energosistēmu modelēšanā pie minimālas pašas *DTS* sistēmas sarežģītības.

General Electric SCADA XA21 sistēma ļauj izstrādāt un integrēt galvenajā *SCADA* sistēmā paša klienta programmas, lai paaugstinātu *SCADA* spējas un izpildītu katra klienta prasības. Šī pozitīvā iezīme ir ļāvusi AS „Augstsprieguma tīkls” izstrādāt daudzas noderīgas programmas. Viena no M. Koršunova izstrādātajām programmām spēj iegūt oriģinālus attēlojumus no *SCADA* sistēmas un rādīt reāllaika datus vai vēsturiskos datus, vai datus teksta formātā *SCADA* lietotājiem vietējā tīklā (*LAN*) ārpus *SCADA* sistēmas. Šai programmai – sauksim to par emulatorprogrammu – ir arī iebūvēts komandu interpretators, kas var nolasīt mērījumus un signālus no pakešfailiem uz displeja, kā arī ierakstīt darbības, kas veiktas uz displejiem mērījumu un signālu vērtību mainīšanai, citos pakešfailos. Tādējādi programma spēj imitēt dispečera veikto attāla objekta vadību. Programmas darbības gaitā mums radās ideja: ja attēlojumos veiktās darbības iespējams pārnest uz jaudas plūsmas aprēķinu programmu, lai aprēķinātu jauno režīmu un izdotu rezultātus attēlojumā, izrādās, ka inženieris spēj vadīt energosistēmas modeli un redzēt, kā viņa darbības ietekmē modelētās energosistēmas režīmu. Šīs idejas ieviešanai un tālākai attīstībai tika izstrādāta datorprogramma. Programma ir atbildīga par emulatorprogrammas mijiedarbību ar jaudas plūsmas aprēķināšanas programmu, kā arī par

jaudas plūsmas aprēķināšanas programmas papildu vadību, lai atainotu tās energosistēmas režīma izmaiņas, kas notiek neatkarīgi no dispečera. Nosauksim šo datorprogrammu par menedžerprogrammu.

Menedžerprogrammai ir trīs pamatfunkcijas. Pirmā – pakešfailu lasīšana un rakstīšana emulatorprogrammas un jaudas plūsmas aprēķināšanas programmas formātos (pēdējā parasti *DTS* vajadzībām darbojas melnās kastes režīmā) saskaņā ar krustenisko atsauču tabulu. Otrā funkcija ir dažādu lielumu aprēķināšana reālā laikā. Trešā – energosistēmas režīma vadošo parametru izmaiņu nosūtīšana uz melno kasti un uz emulatorprogrammu. Vadošo parametru izmaiņas var notikt pēc iepriekšnoteikta grafika vai pēc emulatorprogrammas komandas, vai saskaņā ar menedžerprogrammas iekšējo pulksteni, vai pēc menedžerprogrammas komandas, modelējot avārijas izmaiņas lielumu aprēķinu reālā laikā rezultātos, vai arī pēc komandas no ārienes ja saņēmējprogramma atpazīs komandas sintaksi. Paskaidrosim sīkāk darbības principus.

Energosistēmas matemātiskā modeļa telpa, ar ko operē jaudas plūsmas aprēķinu programma melnās kastes režīmā, ievērojami atšķiras no reālas energosistēmas projekcijas *SCADA* sistēmā. *SCADA* sistēmas datu telpa katrā noteiktā laikā ir dažādas fizikālās dabas lielumu kopa, ko sauksim par punktiem, norādot katram lielumam tā mērījuma kvalitāti. Datu ieguves ērtībai šo punktu kopu var iedalīt dažādās klasēs, piemēram, analogie punkti, stāvokļa punkti, akumulatorpunkti u. c. Visi punkti ir kādu lielumu vērtības. Katru punktu jau iepriekš ierobežo tam noteikts diapazons. Punktu kopu veido arī regulējamo parametru rezultējošās vērtības, kas katrā laika momentā tiek iegūtas no melnās kastes programmas. Daudziem no šīs punktu kopas punktiem atbilst punkti no *SCADA* datu telpas. Lai noteiktu modeļa datu telpas elementu attiecības ar *SCADA* datu telpu, tiek izmantota krustenisko atsauču tabula.

Pieņemsim, ka $\mathbf{a}$ – kolonvektors no n elementiem, kas sastāv no kontrolējamo parametru vērtībām no melnās kastes programmas modeļa telpas, bet $\mathbf{b}$ – atbilstošais kolonvektors no n elementiem no *SCADA* datu telpas. Tādā gadījumā koordinātu sistēmas pārveidojumu var veikt atbilstoši (4.1) un (4.2):

$$\mathbf{b} = D\mathbf{a}; \quad (4.1)$$

$$\mathbf{a} = D^{-1}\mathbf{b}, \quad (4.2)$$

kur D – diagonālā matrica $n \times n$, kuras visi elementi d_{ii} mūsu gadījumā ir iepriekš uzdoti, konstanti racionāli skaitļi. Šāds atainojums ļauj iestatīt citu atbilstošo lielumu melnās kastes programmas modelī vai *SCADA*, ja uzdots tikai viens no atbilstošajiem lielumiem. Koeficienti d_{ii} nepieciešami, lai pārveidotu dažādās vērtības vienā mērogā. Piemēram, sistēmā *SCADA* izmērīts fāzes spriegums, bet no melnās kastes saņemta starpfāžu sprieguma vērtība; tādā gadījumā $b_i = 0,69336127435a_i$.

Krustenisko atsauču tabula tiek izmantota vairumā *SCADA* sistēmu, taču tā neļauj iegūt integrāļu vērtības un daudzas citas reālas energosistēmas vērtības, kas ir atkarīgas no laika. Šim nolūkam *SCADA* sistēmās tiek izmantots bloks lielumu aprēķināšanai reālā laikā (*RLA* modulis), kas izmantots arī menedžerprogrammā. Parasti katram lielumam, kas tiek aprēķināts *RLA* modulī, ir sava funkcija. To iespējams izteikt kā (4.3).

$$y = F(y_{t=0}, y_{t=dt}, x_1, \dots, x_n, t/dt). \quad (4.3)$$

Šeit, $y_{t=0}, y_{t=dt}$ – sākotnējā un beigu y vērtība;

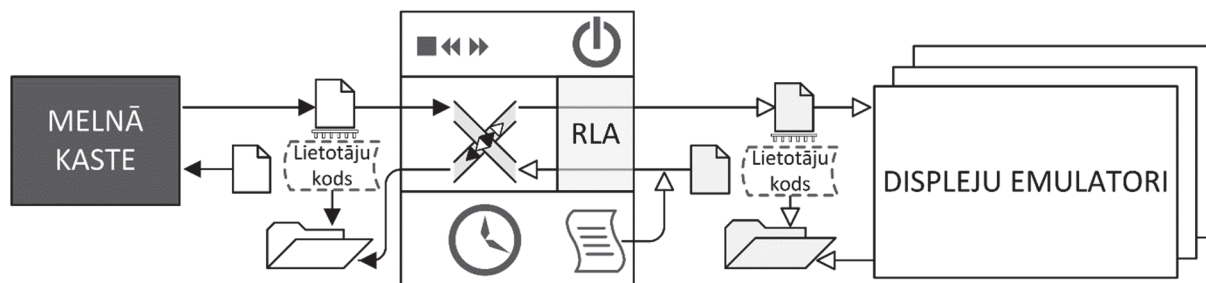
$x_1, \dots, x_n$ – citi lielumi un konstantes; t/dt – relatīvais laiks, kur t – laiks, dt – aprēķina veikšanas laiks.

Katrai *RLA* funkcijai ir savs aprēķina veikšanas laiks, sākot no nulles parastai formulai līdz bezgalībai nepārtrauktām funkcijām. Funkcijas izpilde sākas pēc aprēķinu sākšanas trigerā, kas saistīts ar kādām datu izmaiņām, un turpinās līdz dt vai arī apstājas pēc aprēķinu beigšanas trigerā, funkcijai mainot savu vērtību pēc noteikta likuma iepriekš norādītajā laika intervālā.

Aprēķini tiek veikti *SCADA* punktu paplašinātās kopas elementiem. Tas nozīmē, ka elementu vidū var būt speciāli starppunkti, kas netiek pārraidīti uz emulatorprogrammu, piemēram, slodžu grafika punkti, kas uzdoti menedžerprogrammā un tiek pārraidīti uz melno kasti pēc tās iekšējā pulksteņa. Ģenerācijas, patēriņa un tīkla elementu stāvokļa grafiks AS „Augstsprieguma tīkls” dispečeru apmācības simulatorā tiek uzdots 24 stundām ar 1 minūtes soli.

4.1. attēlā redzama vienkāršota shēma, kas attēlo datu apmaiņu starp emulatorprogrammu un melno kasti, kur mijiedarbību organizē menedžerprogramma. Vērtības melnās kastes pakešfaila formātā apzīmētas ar melnām bultiņām, bet vērtības emulatorprogrammas pakešfaila formātā – ar neaizkrāsotām bultiņām. Visas trīs programmas, kā arī lietotāja programmas, kas tiek pieslēgtas datu apmaiņas ciklam, veido *DTS* sistēmu AS „Augstsprieguma tīkls”.

Datu atjaunināšanas periodiskums tiek iestatīts menedžerprogrammā. *AST* gadījumā tas vienāds ar 2 sekundēm. Apvienotās energosistēmas aprēķina shēmā ir vairāk par 4000 mezglu, no kuriem daudzi atbilst nevis apakšstacijām, bet kopņu sistēmu sekcijām. Ņemot vērā zaru modelēšanas īpatnības programmā *MUSTANG*, šādu modeli var nosaukt par kombinētu mezglu un slēdžu orientētu modeli [19], [139].



4.1. attēls. *DTS AST* datu apmaiņas un apstrādes cilpa (vienkāršota shēma).

Modelējot lielas perturbācijas, liela mēroga avārijas un sistēmas darbības atjaunošanu, radās problēma, kas saistīta ar mezglu frekvenci. Proti, stacionārā režīma aprēķina programma parasti neaprēķina energosistēmas frekvenci. Viens no šī darba uzdevumiem bija energosistēmas frekvences novērtēšana AS „Augstsprieguma tīkls” dispečeru apmācības simulatora vajadzībām. Piedāvātais risinājums šai problēmai ir aprakstīts nākamajā apakšpunktā.

Mainīstrāvas frekvences noteikšana *DTS* kontrolējama mezgla, izmantojot progresīvas tehniskās īpašības, izstrādātas jaudas plūsmas aprēķinu programmā

Lai prognozētu energosistēmas frekvences reakciju pēc avārijas bilances izmaiņām energosistēmā, ir dažādas pieejas. Pirmkārt, dinamisko pārējo procesu aprēķins [107], [159], [161], [162], otrkārt, statistiska pieeja [73] ar filtriem [140] vai ar neironu tīkliem [55], [149], var ar speciaļu programmu [109], treškārt, jaudas plūsmas aprēķins. Energosistēmas modelī stacionārā režīma aprēķināšanai jāietilpst vismaz vienam balansējošajam mezglam, kas parasti ir *Uδ* tipa. Ja summārā ģenerācija mezglus neatbilst energosistēmas summārajam patēriņam, viss disbalanss koncentrējas balansējošajos mezglos. Taču balansējošais mezgls ir matemātiska abstrakcija. Reālā energosistēmā ģenerācija vienmēr atbilst patēriņam. Lai balansējošie mezgli neizkropļotu jaudas plūsmas sadalījumu pētāmajā apvienotās energosistēmas daļā, izmanto divus veidus, kā kompensēt balansējošo mezglu ietekmi uz režīmu. Pirmais paņēmieni ir balansējošā mezgla pārvietošana ārpus pētāmā reģiona. Otrais paņēmieni paredz summārā disbalansa sadalīšanu starp *PU* mezglu grupu (t. s. sadalītais balansējošais mezgls). Paņēmienā tuvināti tiek ņemta vērā elektrostaciju ģeneratoru veiktā mainīstrāvas frekvences regulēšana energosistēmā. Mainīgo, kas atkarīgs no frekvences, ir iespējams arī tieši iekļaut elektroenerģijas plūsmas algoritmā[67]. Neviens no paņēmieniem nesniedz paša frekvences

maiņas procesa aprakstu avārijas disbalansu ietekmē, bet gan tikai jaudas plūsmas sadalījuma rezultātu pēc frekvences maiņas procesa beigām.

Melnās kastes programmā darbojas „salu” automātiskas noteikšanas algoritms; par salām sauc mezglu grupas, kas saistītas ar zem sprieguma esošiem zariem, ja to vidū nav neviena balansējošā mezgla. Šīs grupas tiek ievadītas direktoriju kokā dinamiski izveidotās mapēs. Tālāk katrai „salai” tiek dinamiski noteikts jauns balansējošais mezgls grupas vislielākajā PU mezglā. Ja grupā nepaliek neviens *PU* tipa mezgls, tad visa „sala” tiek dzēsta, turklāt mezglu ģenerācijas jauda kļūst vienāda ar nulli. Ņemot vērā iepriekš norādīto zaru loģisko stāvokļu modelēšanas īpatnību, melnās kastes programmā pēc tam var iekļaut „salas” patērētājus, saglabājot to tīkla konfigurāciju, kāda bija pirms atslēgšanās. Taču šis algoritms izmaina salas vislielākās elektrostacijas jaudu un nenosaka, kāda būs frekvence noteiktajā reģionā.

Pieņemsim, ka apvienotā energosistēmā tiek uzturēta maiņstrāvas nominālā frekvence. Kā sistēma reaģēs uz viena ģeneratora pēkšņu atslēgšanos, ja nenotiks nekādas izmaiņas sistēmas slodzes sastāvā un neviena no atlikušajiem ģeneratoriem jauda nemainīsies? Ģeneratora atslēgšanās rezultātā pakāpeniski samazināsies visu energosistēmas ģeneratoru un vairuma tās elektrodzinēju rotācijas frekvence. Sākumā to kavēs rotējošo masu inerces [148], taču līdz ar kinētiskās enerģijas rezerves patēriņu sistēma nonāks jaunā līdzsvara stāvoklī – stacionārā režīmā ar pazeminātu frekvenci. Darbu turpinošo ģeneratoru elektriskā jauda mainīsies maz, jo, pirmkārt, elektrostaciju turbīnām ir neelastīgāka mehāniskā raksturlīkne salīdzinājumā ar tipveida slodzi, otrkārt, elektrodzinējiem ir mazāka elektromehāniskā laika konstante salīdzinājumā ar ģeneratoriem, un tie ātrāk reaģē uz frekvences pazemināšanos. Līdz ar to, lai noteiktu frekvenci, dispečeru apmācību simulatorā var pieņemt, ka ģeneratora atslēgšanās izraisītais disbalanss pazeminās apvienotās energosistēmas summāro slodzi, kas pēc tam atjaunosies sakarā ar elektrostaciju ģenerācijas apjoma izmaiņām. Ja salu automātiskās noteikšanas algoritmu izmaina tā, ka programma uzturēs *Uδ* tipa mezgla uzdoto jaudu, pateicoties salas sākotnējo slodžu izmaiņām apvienotās energosistēmas modelī, tad jebkura no modeļa mezgliem aprēķinātās sākotnējās slodzes attiecība pret uzdoto sākotnējo slodzi var kļūt par frekvences izmaiņu tendences indikatoru šajā mezglā. Tāpat ir acīmredzams, ka, ja pēc formulas (4.4) aprēķinātās vērtības diviem tīkla modeļa mezgliem atšķiras, tad šie mezgli atrodas dažādās salās.

$$K_{fi} = P_{load_0_calc_i} / P_{load_0_fnom_i}. \quad (4.4)$$

Šeit $P_{load_0_calc_i}$ esošā bāzes slodze mezglā *i* (iegūta pēc pēdējā aprēķina); $P_{load_0_fnom_i}$ – sākotnējā bāzes slodze mezglā *i* (uzdota pirms pēdējā aprēķina); K_{fi} – relatīvo vietējās aktīvās jaudas izmaiņu koeficients sakarā ar frekvences novirzi.

Faktiski melnās kastes programma var atrisināt jaudas plūsmas uzdevumu, lietotājam nenorādot bezgalīgās jaudas mezglus. Programma atbalsta uzdotu aktīvās jaudas ģenerācijas apjomu, šajā gadījumā mainot sākotnējās slodzes katras energosistēmas modeļa sinhroni darbojošās daļas robežās. K_{fi} vienmēr vienāds ar 1, ja mezglā slodzes nav vai slodze ir piesaistīta lietotāja norādītajam bezgalīgās jaudas mezglam. Lai iegūtu K_{fi} , kontrolētajā mezglā jābūt slodzei ar kādu pozitīvu aktīvo jaudu.

Melnās kastes programma nodrošina energosistēmas stacionārā režīma aprēķinu. Tiek pieņemts, ka režīma ilgums nav ierobežots. Maiņstrāvas frekvence ir laikā mainīgs parametrs, tādēļ frekvences vērtības noteikšanai nepieciešams zināt laika vērtību. No visām programmām, kas veido AS „Augstsprieguma tīkls” dispečeru apmācības simulatoru, laikā mainīgais ir tikai menedžerprogrammā. Turklāt menedžerprogramma var izmantot frekvenci kā kādas *RLA* funkcijas argumentu. Uzskatām, ka maiņstrāvas frekvences vērtības noteikšana mezglā ar menedžerprogrammas funkciju palīdzību ir loģisks risinājums.

Apzīmēsim frekvenci, uz kuru tiecas maiņstrāvas frekvence mezglā, neesot reakcijai uz perturbāciju, ar F_{1i} , tādā gadījumā F_{1i} var aprēķināt pēc formulas (4.5):

$$F_{1i} = F_{nom} \cdot |K_{fi}|^y, \quad (4.5)$$

kur F_{nom} – nominālā frekvence, Hz, un γ – eksponents, kas raksturo slodzes atkarību no frekvences.

Lai noteiktu mezgla i frekvences esošo vērtību F_{2i} , pamatojoties uz F_{1i} un frekvences esošo vērtību iepriekšējā solī F_{2i0} , menedžerprogrammā tika ievadīta RLA funkcija ar neierobežotu izpildes laiku, kam ir (4.6) redzamais veids saskaņā ar [164]:

$$F_{2i} = F_{1i} + (F_{2i0} - F_{1i})e^{-dt/T_f}, \quad (4.6)$$

kur dt – laiks no iepriekšējā aprēķina pēc šīs formulas, s, un T_f – laika konstante frekvences izmaiņām, s.

Formulā (4.6) redzamais eksponenciālais koeficients ir ērts, veicot praktiskus aprēķinus DTS sistēmā, tādēļ, ka tas darbojas visā frekvenču diapazonā. Pirmajā pietuvinājumā var pieņemt, ka T_f ir konstants un vienāds ar aptuveni 4–8 s. Faktiski T_f būtu jābūt atkarīgam no K_{fi} . Saskaņā ar [163] praksē vairumā gadījumu frekvence samazinās ātrāk nekā palielinās. Tas saistīts ar to, ka lielām sinhronajām mašīnām salīdzinājumā ar tipiskajiem patērētājiem ir relatīvi liela mehāniskās inerces konstante. No otras puses, T_f laikā melnās kastes programmai būtu jābūt pabeigusiai vismaz divus aprēķinu ciklus, lai būtu iespējams modelēt ar frekvences izmaiņām saistītos procesus ar nepieciešamo diskretizāciju. Jāievēro, ka T_f un γ jābūt kopīgiem visiem mezgliem modelī, kas var darboties sinhroni.

Iegūtās maiņstrāvas frekvenču F_2 vērtības mezglos saskaņā ar (4.6) un konkrēti K_f iespējams izmantot arī kā ieejas signālus sistēmautomātikas modeļiem, piemēram, automātiskajai frekvences atslodzes (angļu val. – *Under Frequency Load Shedding*) modelim [18], [22], [24], [171], automātiskās ģenerācijas vadības (angļu val. – *Automatic Generation Control*) modelim [173] utt. Tomēr DTS sistēmās uz stacionāros režīmu aprēķinu programmu bāzes ātrdarbīgu energosistēmas automātikas ierīču modelēšana nevar būt precīza, un to iespējams veikt tikai kādu vienkāršotu un vispārinātu raksturlielumu veidā. Tajā pašā laikā šāda vienkāršota modelēšana praktiski neietekmē dispečeru apmācību simulatoru sistēmu realitiskumu pārvades sistēmu operatoriem. Prakse rāda, ka piedāvātā metodika mezglu frekvences novērtēšanai no dispečera viedokļa padara sistēmas darbības atjaunošanas procesu pēc pilnīga darbības pārtraukuma pietiekami realistisku.

5. AKTĪVĀS JAUDAS VĒRTĪBU PIEAUGUMU NOTEIKŠANA, BALSTOTIES UZ LĪDZSVAROTU EKVIPOTENCIĀLO TĪKLU

Aprēķinu modeļa vienkāršošanas ietekmes analīze uz simulācijas kvalitāti

Normālos apstākļos pārvades sistēmas operators darbojas apvienotās energosistēmas ietvaros un regulē lielas sistēmas mazas daļas režīmu. Apvienotās energosistēmas ārējās daļas izmēri parasti pārsniedz atsevišķa pārvades sistēmas operatora iekšējā darbības apgabala izmērus. Faktiski galvenais datu apjoms par energosistēmas parametriem nāk no iekšējā darbības apgabala. Apvienotās energosistēmas ārējam apgabalam ir tendence būt vājāk novērojamam [50], [133]. Pārvades sistēmas operators visumā nevar ignorēt pārējo paralēli darbojošos dalībnieku ietekmi [96]. Līdz ar to energosistēmas aprēķinātajam modelim jāietver tīkla ārējā daļa.

Energosistēmas esošo režīmu analīzi pārvades sistēmas operatoram apgrūtina apstākļi, ka pārvades sistēmas operatoram nav detalizētas operatīvās informācijas par citām apvienības energosistēmām. Šī iemesla dēļ viens neliels pārvades sistēmas operators nevar uzturēt detalizētu apvienotās energosistēmas modeli. Šis uzdevums parasti tiek risināts ar kādu no diviem paņēmieniem. Pirmais paņēmienis paredz aizstāt tīkla ārējo daļu ar elektrisku ekvivalentu: (*Ward*) [25], [88], [141], [147] (*Norton*) [17] ekvivalento shēmu metode, *Dimo REI* (*Radial Equivalent Injections*) metode [131], [174] vai citas metodes [85], [118], [126], [128], [130], [134], [144], [150], [180]. Šo paņēmieni biežāk izvēlas, esot minimālam operatīvās informācijas apjomam par ārējo tīklu. Aizstājot ārējo tīklu ar ekvivalentu [41],

pārvades sistēmas operators var analizēt tikai savas energosistēmas režīmus. Otrais paņēmieni paredz attēlota ārējā tīkla mērogošanu pilnā apjomā. Abiem modelēšanas paņēmieniem problēma ir ārējā tīkla režīma kvalitātes kontroles neiespējamība. Ekvivalento modeļu trūkums ir tāds, ka ir neiespējami noskaidrot, kā līniju atslēgšana tīkla ārējā daļā ietekmē režīmu pētāmajā apgabalā.

Līdzsvarots ekvipotenciālā tīkla modelis kā tukšgaitas režīma modeļu vienkāršošanas metode

Lai nodrošinātu energosistēmas darbības drošumu, pārvades sistēmas operatoram jebkurā brīdī jābūt gatavam jebkādi atsevišķai atteicei energosistēmā. Mūsdienų apvienotajai energosistēmai ir spēcīgas robežas, tāpēc atteice blakusesošā energosistēmā var ievērojami ietekmēt pārvades sistēmas operatora režīmu. Pārvades sistēmas operatoram jāspēj analizēt ne tikai atteices vadības apgabala iekšienē, bet arī atteices kopējā pārvades sistēmā ārpus vadības apgabala. Protams, potenciālās problēmas vai avārijas mums jāizpēta, pirms atgadās reālais notikums. Iespējamo avāriju analīze daudzus gadus bijusi īstais pētījumu lauks energosistēmu jaudas plūsmas režīmos [86], [87], [90], [99], [110], [114], [116], [121], [127], [143].

Darbā tiek piedāvāta vēl viena metode ārējā tīkla modelēšanai, analizējot energosistēmas režīmus. Šajā metodē tiek vienkāršoti modeļa dati nevis pats aprēķinu modelis (shēma). Aprēķinu shēmas vienkāršošana jeb plūsmu sadale pēc aktīvās jaudas nepieciešama ātrākai rezultātu iegūšanai un analizēta [70] un [97]. Aprēķinu secības vienkāršošana [84] un avāriju atlase, balstoties uz ranžējumu [93], [100], [117], [125], [129], dod arī ātrākus rezultātus. Dažkārt labāki rezultāti ir iegūstami bez vienkāršošanas [124]. To var izmantot gan patstāvīgi, gan kā papildinājumu iepriekšminētajiem paņēmieniem. Saskaņā ar šo metodi mērogā 1 : 1 tiek uzdotas režīma izmaiņas tīkla ārējā daļā, ko mēs nosauksim par perturbācijām. Pēc tam speciālā shēmā tiek aprēķinātas tās izmaiņas, kas var rasties pārējā tīklā uzdoto perturbāciju gadījumā. Aprēķinātās izmaiņas tiek pieskaitītas atbilstošajām režīma kontrolējamo parametru vērtībām. Speciālās aprēķina shēmas sākotnējais režīms nemainās, mainoties apvienotās energosistēmas režīmam. Tādējādi tiek kompensēts informācijas trūkums par ārējo tīklu tekošo režīmu analīzes gaitā. Metode labi pakļaujas automatizācijai un līdz ar to ir arī izmantojama vienkāršotai avāriju analīzei pārvades sistēmas operatora iekšējā tīklā.

Iespējamo avāriju analīze, balstoties uz novērtēto faktisko režīmu, var brīdināt dispečeru par iespējamu problēmu, taču tā nav paredzēta, lai sniegtu praktisku atbalstu dispečeram avāriju novēršanā. Šī iemesla dēļ avārijas energosistēmā jānovērš, dispečeriem darbojoties manuālā režīmā bez datorprogrammu palīdzības. Automātikas sistēmas izmantošana ļauj ievērojami paātrināt atteicu likvidācijas procesu, tādējādi uzlabojot patērētāju elektroapgādes drošumu. Tomēr jebkurai automātikai ir nepieciešama uzticama vadības darbību identifikācija.

Piedāvātā metode iespējamo avārijas situāciju analīzei bez stāvokļa novērtēšanas ir vienkāršāka un tajā pašā laikā ar lielāku drošuma pakāpi. Metodes vienkāršību nosaka tas, ka sākotnējais režīms analīzei ir atkarīgs tikai no tīkla konfigurācijas [75], [98]. Režīma parametru skaitliskās vērtības var pieņemt tieši pēc telemetriskās informācijas datiem, bet perturbāciju skaitliskās vērtības var iegūt, piemēram, prognozēšanas ceļā. Aprēķina rezultāta iegūšanas drošumu nodrošina tas, ka metode ļauj mērogot avārijas perturbācijas. Metodes pieņemamā precizitātes pakāpe ļauj automatizēt aktīvās jaudas ģenerācijas pārdales procesu avārijas gadījumā. Avārijas situāciju energosistēmā likvidēšanas procesa automatizācija atvieglo dispečera darbu.

Metode neizmanto novērtēto faktisko režīmu. Tā vietā tiek piedāvāts izmantot režīmu, kur aktīvās un reaktīvās jaudas plūsmas pa katru no energosistēmas aprēķina shēmas zariem vienādas ar nulli. Sākotnējam režīmam tiek uzklātas $N - i$ avārijas izmaiņas (šeit i – brīvi izvēlēts naturāls skaitlis) vienlaikus. Atslēdzamais ģenerators tiek aizstāts ar vienu ekvivalentu slodzi pieslēgšanas mezglā, kas pēc vērtības vienāda ar pirms avārijas ģenerēto aktīvo un

reaktīvo jaudu. Tādā pašā veidā, ar pretēju zīmi, tiek modelēta ģenerators ieslēgšanās vai slodzes atslēgšanās. Atslēdzamā elektropārvades līnija shēmā tiek atslēgta un aizstāta ar divām ekvivalentām slodzēm pieslēgšanas mezglos: negatīvu, kas pēc moduļa vienāda un pēc zīmes pretēja sākotnējai jaudas plūsmai pārvades galā, un pozitīvu, kas pēc moduļa vienāda un pēc zīmes pretēja sākotnējai jaudas plūsmai līnijas pieņemšanas galā. Elektropārvades līnijas iekļaušanas uzdevumu šādi nerisina tādēļ, ka, līniju iekļaujot, svarīgs ir pārejas process, nevis strāvas stipruma vai jaudas gala vērtība.

Ekvipotenciālai shēmai uzklājoties $N - i$ avārijas izmaiņām, modeļa režīms novirzās no līdzsvara. Tiek veikta režīma aprēķināšana, kuras rezultāts ir kopa, ko veido režīma parametru novirzes no sākotnējām vērtībām. Par sākotnējiem lielumiem var pieņemt izmērītās jaudas, strāvas stipruma vai sprieguma vērtības. Ekvipotenciālajā shēmā iegūtās režīma parametru aprēķina vērtības, kā arī elementiem pieliktās avārijas injekcijas tiek pievienotas sākotnējām vērtībām. Piemēram, aktīvās jaudas plūsma zarā tiek pievienota faktiski izmērītajai jaudas vērtībai kontrolējamajā elektropārvades līnijā. Ja tas ir atslēdzams zars, tad izmērītās vērtības un ekvivalentās slodzēs summa būs vienāda ar nulli. Rezultātā iegūst pēc avārijām $N - i$ sagaidāmās režīma kontrolējamo parametru vērtības. Tādējādi aprēķins pēc ekvipotenciālās shēmas dod vērtējumu, kā avārijas $N - i$ ietekmē visiem tīkla modeļa elementus.

Pieņēmums, kas veikts iespējamo avārijas situāciju analīzei: energosistēmas režīma izmaiņas avārijas gadījumā ir atkarīgas tikai no sākotnējām injekcijām, ko nosaka bojātie sistēmas elementi aprēķina shēmas mezglos, un no tīkla sākotnējās konfigurācijas. Šāds pieņēmums paredz, ka energosistēmā darbojas superpozīcijas princips [29], [43], [66]. Nelineārai sistēmai tas, stingri ņemot, nav patiesi.

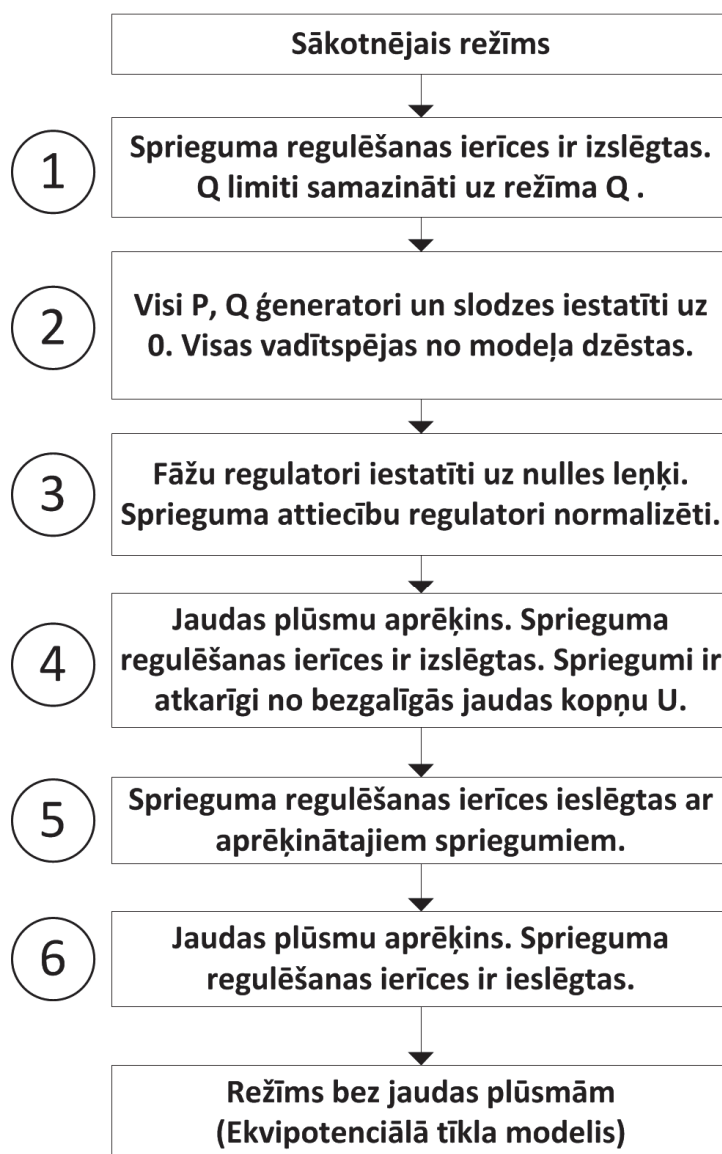
Līdzsvarota ekvipotenciālā shēma nepieciešama, lai varētu iegūt sākotnējo režīmu tālākiem aprēķiniem. Šādu sākotnējo shēmu var izveidot no apvienotas energosistēmas modeļa, kur galvenais elektrotīkls atainots, cik iespējams, pilnā apjomā. Energosistēmas režīms ekvipotenciālās shēmas iegūšanai var būt jebkāds. Ekvipotenciālās shēmas jau tiek izmantotas dažos režīmu aprēķināšanas uzdevumos, taču autors nav sastapis līdzīgu shēmu pētījumus zinātniskajā literatūrā. Ekvipotenciālo shēmu izveides process, par spīti vienkāršībai, nav acīmredzams. Jebkuru skaitļošanas eksperimentu jāspēj atkārtot citiem pētniekiem, tāpēc sniegšu algoritmu līdzsvarotas ekvipotenciālās shēmas izveidei pa soļiem. 5.1. attēlā var redzēt secību, kā izveidot ekvipotenciālās shēmas no energosistēmas jaudas plūsmas aprēķinu modeļi pa soļiem.

Pirmais solis, kas jāveic, ir uz laiku piefiksēt reaktīvas jaudas ģenerāciju modelī jeb, atstājot tikai balansējošā mezgla $U\delta$ ģeneratoru, mainīt visu ģeneratoru režīmu no PU uz PQ . Reaktīvās jaudas kontroles diapazonu korekcijas būtu jāveic, novirzot augšējās un apakšējās robežas uz faktisko reaktīvās jaudas ģenerāciju vērtību izejas režīmā.

Otrajā solī no režīma tiek izslēgtas visas injekcijas, proti, tiek pārvērstas par nulli ģenerācijas jaudas, slodzes jaudas un likvidēti visi šunti mezglos, kā arī zaru pilnās šķērsvadītspējas.

Trešajā solī tiek normalizēti visi transformācijas koeficienti. Tas nozīmē, ka par nulli tiek pārvērsti visi sprieguma fāžu leņķi, bet transformācijas koeficientu moduļi tiek iestatīti vienādi. Kļūdu samazināšanai līdz minimumam tiek piedāvāts visus transformācijas koeficientus pieņemt par vienādiem vienai relatīvajai vienībai. Tādā gadījumā nosauktajās vienībās transformācijas koeficienti būs vienādi ar transformatora savienotā tīkla mezglu sprieguma klašu attiecību.

Ceturtajā solī notiek režīma aprēķināšana. Ja visi pārveidojumi veikti pareizi, balansējošajā mezglā jāparādās ar nulli vienāda ģenerācijas jaudai. Bez tam spriegumiem visos katras sprieguma klases mezglos jāklūst savā starpā vienādiem, bet aktīvajām un reaktīvajām jaudām visos shēmas zaros jāklūst bezgalīgi mazām, aptuveni vienādām ar nulli. Jaudas kādā zarā nevar būt precīzi vienādas ar nulli, ja, piemēram, transformācijas koeficienti ir iracionāli. Tomēr vienmēr var panākt to, ka plūsmu vērtības visos shēmas zaros kļūst bezgalīgi mazas.



5.1. attēls. Ekvipotenciālas shēmas izveidošana no energosistēmas jaudas plūsmas aprēķinu modeļa pa soļiem.

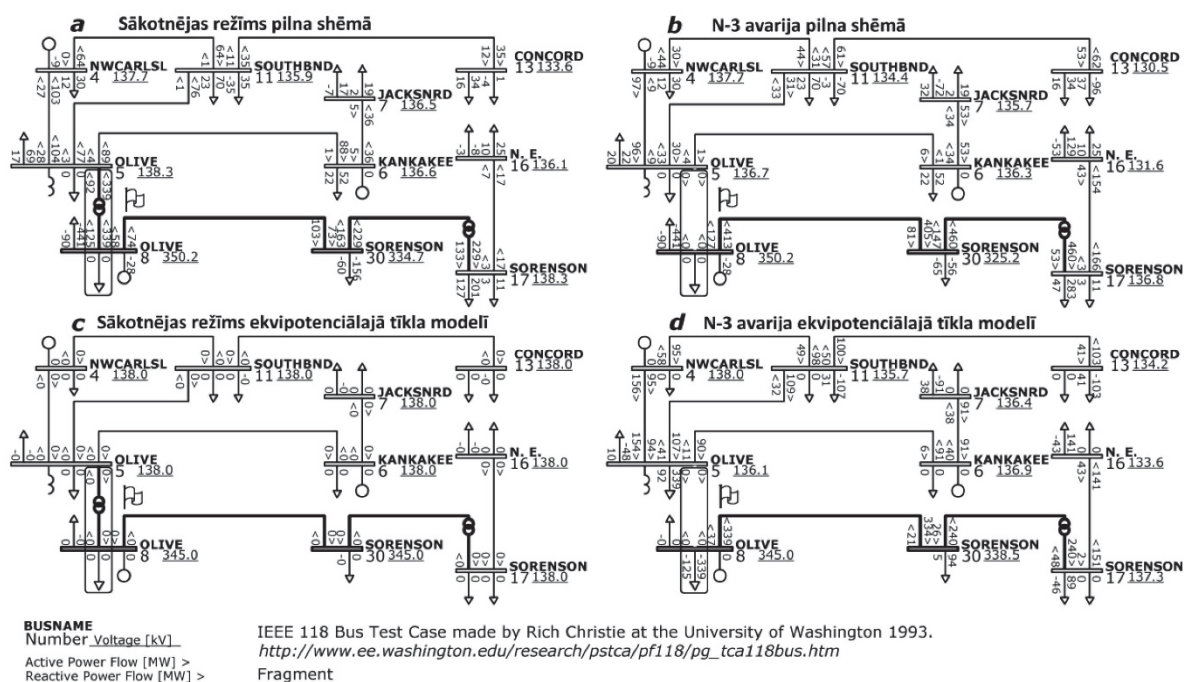
Piektajā solī tie ģeneratori, kam ir pietiekama reaktīvā jauda, lai uzturētu spriegumus mezglos, atgriežas *PU* režīmā. Ģeneratori nepieciešami tam, lai pietuvinātu ekvipotenciālā modeļa reakciju uz avārijas perturbācijām oriģinālajai. Pasīvs modelis bez ģeneratoru mezgļiem nevar nodrošināt sprieguma uzturēšanu, kāda nepieciešama aktīvās jaudas pārvadei ievērojamos attālumos. Katra ģenerators aktīvajai jaudai jābūt vienāda ar nulli. Katra ģenerators iespējamās reaktīvās jaudas diapazonam jābūt tādām, lai reaktīvās ģenerācijas nulles vērtība atrastos diapazona iekšpusē, t. i., minimālajai reaktīvajai jaudai jābūt negatīvai, bet maksimālajai – pozitīvai. Ja ģeneratori uzturēs tos spriegumus, kas tika aprēķināti ceturtajā pārveidojumu solī, tad, veicot atkārtotu režīma aprēķinu, visas injekcijas mezglos un jaudas plūsmas zarus saglabāsies vienādas ar nulli. Tātad līdzsvarotā ekvipotenciālā shēma ir izveidota un gatava darbam.

Energosistēmas ekvipotenciālajai shēmai ir šādas svarīgas īpašības:

- mainot tīkla konfigurāciju, jaudas plūsmas zarus nemainās;
- spriegumi mezglos saglabājas nemainīgi, kamēr vien šie mezgļi netiek atvienoti no tīkla.

Lai iegūtu kvalitatīvu aprēķinu rezultātu, nepieciešams zināt visu to elektropārvades līniju, transformatoru un jaudas slēdžu statusu, kas var ietekmēt pētāmās energosistēmas darbību. Analizējot iespējamās avārijas situācijas, vēlams, lai būtu informācija par to pārvades

līniju un ģeneratoru faktisko vai paredzamo noslodzi, kas var pārtraukt darboties negadījuma rezultātā, kā arī aktīvās jaudas apjomu un izvietojumu, kas var tikt aktivēta, lai likvidētu avārijas sekas. Ja šāda informācija nav pieejama, līniju noslodzi vai ģenerācijas apjomu var pieņemt vienādu ar maksimāli pieļaujamo vērtību, vienādu ar plānoto vērtību vai arī vienādu ar jebkuru paredzamo vērtību noteiktā intervālā.



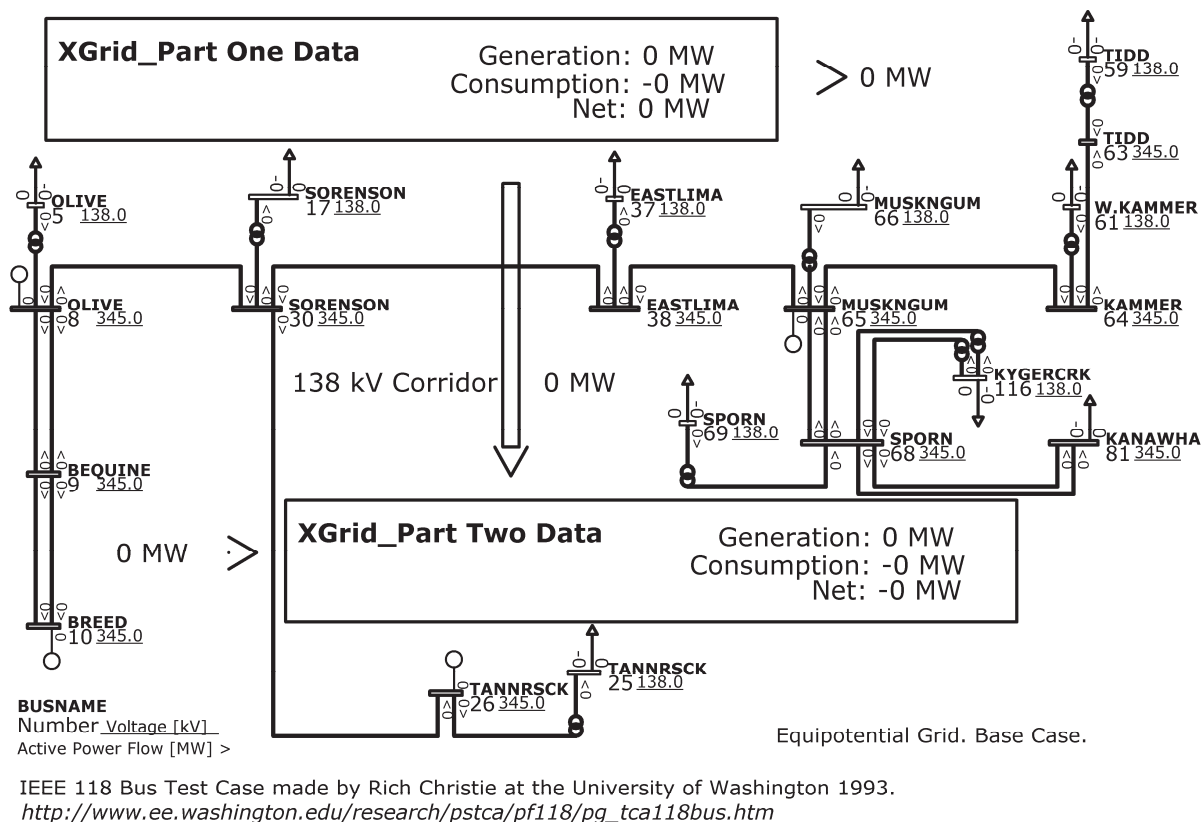
5.2. attēls. $N-i$ avārijas modelēšanas rezultāti pilnai shēmai un ekvipotenciālajai shēmai.

Kā metodes ilustrāciju aplūkosim 5.2. attēlu. Katra no attēla daļām ataino aprēķina shēmas fragmentu. Šeit ir modelēta avārija ar trīs vienlaicīgiem tīkla elementu atslēgumiem. Viens transformators *Olive* apakšstacijā (mezglu numuri 8 un 5), kam ir avārijas atslēgums, ir redzams shēmā un atzīmēts ar karodziņu. Divas avārijas gaitā atslēgtas 345 kV līnijas no apakšstacijas *Muskingum* (mezgla numurs 65) uz apakšstaciju *Kammer* (mezgla numurs 64) un uz apakšstaciju *Eastlima* (mezgla numurs 38) ir ārpus tīkla fragmenta un nav redzami 5.2. attēlā. Pa kreisi attēloti sākotnējie režīmi “a” un “c”. Pa labi parādīti režīmi “b” un “d” pēc avārijas $N-3$. Aprēķini pirmajā rindā veikti pilnai shēmai “a” un “b”, bet otrajā rindā – ekvipotenciālajai shēmai “c” un “d”. Viegli ieraugāms, ka aprēķina rezultātu pilnai shēmai “b” (labajā pusē augšā) var iegūt, ja sākotnējam režīmam “a” pieskaita atbilstošo parametru novirzes, kas iegūtas, modelējot avāriju līdzsvarotai ekvipotenciālajai shēmai “d” (labajā pusē apakšā). Piemēram, paredzamā aktīvās jaudas plūsma pa 138 kV līniju no *JACKSNRD* (mezgla numurs 7) uz *KANKAKEE* (mezgla numurs 6) $P_{176} = -36 + 91 = 55$ MW (53 MW sākotnējā modelī). Praktiski analizējot avārijas smagumu, balstoties uz esošo novērtēto režīmu, parasti aprēķina režīma parametru novirzes no sākotnējiem parametriem, t. i., nosaka $dP_{176} = 53 - (-36) = 89$ MW. Veicot aprēķinus ekvipotenciālajai shēmai, aktīvās jaudas plūsmas noviržu vērtības tiek iegūtas kā režīma aprēķinu rezultāts, un šajā gadījumā papildu aprēķini nav vajadzīgi.

Protams, metodei ir raksturīgas papildu kļūdas salīdzinājumā ar aprēķinu, kas balstās uz tekošo režīmu pēc apvienotās energosistēmas pilnas aprēķina shēmas. Tomēr precizitātes ziņā metode atrodas starp aprēķinu pēc pilnas shēmas un aprēķinu, balstoties uz sadalījuma koeficientiem $PTDF/LODF$ [80] (*Power Transfer Distribution Factors / Line Outage Distribution Factors*), kas tiek izmantots avārijas režīmu aprēķinos [83]. Jāsaka, ka tas ir labs rādītājs par labu tam, lai turpinātu pētījumus šajā virzienā.

N – 3 avārijas režīmu aprēķini uz ekvipotenciālas shēmas salīdzinājuma ar aprēķiniem izmantojot pilnu tīkla modeli

5.3. attēlā parādīts sākotnējā režīma aprēķins ekvipotenciālā shēmā testa piemēram.



5.3. attēls. Sākotnējais režīms ekvipotenciālā tīkla modelī.

Šādā shēmā aprēķināsim režīmus, kad tiek atslēgts autotransformators *Olive* un divas 345 kV gaisvadu līnijas no apakšstacijas *Muskingum* uz apakšstaciju *Eastlima* un uz apakšstaciju *Kammer* ziemas un vasaras režīmiem, un salīdzināsim tos ar atbilstošajiem R0 režīmiem no 5.2. tabulas, kas tika aprēķināti pilnās shēmās ekvivalento shēmu pārbaudei. Lai veiktu aprēķinu ziemas režīmam ar avārijām N – 3, ekvipotenciālā modelī modelējam šādu perturbāciju:

- atslēdzam *Olive* autotransformatoru un divas 345 kV gaisvadu līnijas no apakšstacijas *Muskingum* uz apakšstaciju *Eastlima* un uz apakšstaciju *Kammer*;
- pievienojam slodzi 339,11 MW + 91,94 Mvar mezglā 5 *Olive*, slodzi 182,73 MW + 66,5 Mvar mezglā 64 *Kammer*, slodzi 181,69 MW + 57,5 Mvar mezglā 38 *Eastlima* (slodzes puse);
- atņemam slodzi 339,11 MW + 124,77 Mvar mezglā 8 *Olive*, slodzi 368,64 MW + 31,72 Mvar mezglā 65 *Muskingum* (ģenerācijas puse).

Pēc aprēķina veikšanas iegūstam ziemas režīma deltas tīkluslodžu summa būs -4,22 MW + 59,45 Mvar ziemas režīma deltas tīkla (DT) gadījumam. Lai veiktu aprēķinu vasaras režīmam ar avārijām N – 3, ekvipotenciālā shēmā modelējam šādu perturbāciju:

- atslēdzam *Olive* autotransformatoru un divas 345 kV gaisvadu līnijas no apakšstacijas *Muskingum* uz apakšstaciju *Eastlima* un uz apakšstaciju *Kammer*;
- pievienojam slodzi 218,91 MW + 100,03 Mvar mezglā 5 *Olive*, slodzi 141,54 MW – 47,99 Mvar mezglā 65 *Muskingum* (slodzes puse);
- atņemam slodzi 218,91 MW + 115,43 Mvar mezglā 8 *Olive*, 113,05 MW – 89,86 Mvar mezglā 38 *Eastlima*, 30,02 MW – 80,76 Mvar mezglā 64 *Kammer* (ģenerācijas puse).

Pēc aprēķina iegūstam vasaras režīma deltas tīklu. Visu slodžu summa būs $-1,53 \text{ MW} + 107,24 \text{ MVar}$ vasaras režīma deltas tīkla (DT) gadījumam.

Gan ziemas režīma deltas tīkla (DT) gadījums, gan vasaras režīma deltas tīkla (DT) gadījums tika mērogoti, lai izpētītu pielikto perturbāciju mērogošanas efektu. Visas injekcijas mērogošanas gaitā tiek samazinātas 10 reizi, bet iegūto rezultātu noviržu vērtības no ekvipotenciālā režīma pēc tam tiek reizinātas ar 10. Tādējādi iegūstam mērogotā deltas tīkla ziemas un vasaras gadījumus. Nelielas aprēķinu rezultātu daļas salīdzinājums sniegts 5.2. tabulā. Šajā tabulā DR0 ir pēcbojājuma un pirmsbojājuma atšķirības pilnos modeļos. EG – ekvipotenciāls tīkls. DTS – starpība starp deltas tīkla modeli un pilnu modeli $N - 3$ tīkla avārijā gadījumā, kas aprakstītas iepriekš.

5.2. tabula

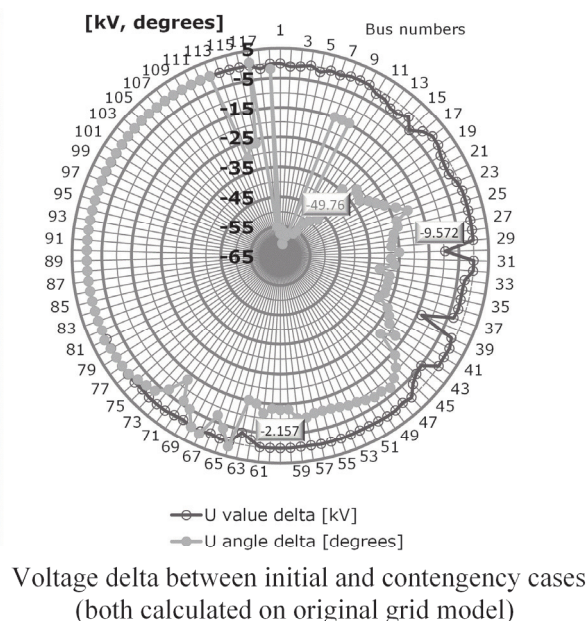
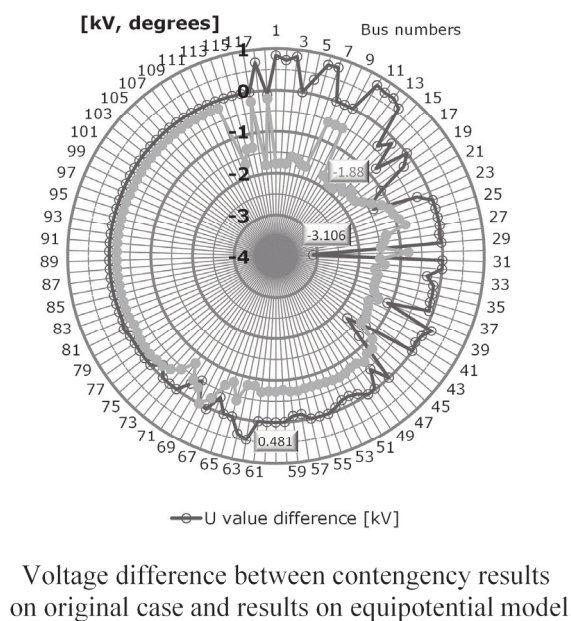
Aprēķinu rezultātu salīdzinājums $N - 3$ avārijai ziemas un vasaras režīmā

Režīmu nosaukums			$N - 3$ ziemas režīmā					$N - 3$ vasaras režīmā				
Parametrs	Mērv	ET	R0	DR0	DT	DTM	DTS	R0	DR0	DT	DTM	DTS
Generācija P, Q												
Elektrostacijas kopā	MW	0,0	437,5	136,0	93,6	3,2	-42,4	2500,	21,7	25,7	1,1	4,0
Elektrostacijas kopā	Mvar	0,0	514,2	257,1	116,7	8,2	-140,	-1361	105,8	108,6	76,9	3
Generācija SPORN(69)	MW	0,0	509,2	136,0	93,6	3,2	-42,4	567,4	21,7	25,7	1,1	4,0
Generācija SPORN(69)	Mvar	0,0	-123,	-9,8	-33,6	-26,5	-23,9	329,1	1,5	7,9	12,0	6,4
Šķērsgriezumu P, Q												
345 kV – XGrid P1	MW	0,0	1003,	-74,9	255,9	221,4	330,8	328,4	17,3	248,8	239,6	231,5
345 kV – XGrid P1	Mvar	0,0	528,0	69,7	81,5	121,3	11,9	521,1	-19,8	-30,7	-19,3	-10,9
345 kV – XGrid P2	MW	0,0	105,5	179,5	165,0	124,0	-14,5	785,1	-6,3	-5,9	-18,3	0,4
345 kV – XGrid P2	Mvar	0,0	151,8	-247	-121	-137	126	88,6	-277	-166	-167	111
XGrid P2-XGrid P1	MW	0,0	121,4	-6,6	-7,6	-9,3	-0,9	-190,	9,3	5,0	4,4	-4,3
XGrid P2-XGrid P1	Mvar	0,0	-78,6	11,4	-21,2	-48,9	-32,6	25,9	23,4	2,0	-5,4	-21,5
EHV 345 kV Tīkla U												
SORENSEN(30)	kV	345,0	334,7	-9,6	-6,5	-2,2	3,1	335,3	-6,1	-3,6	-2,2	2,5
EASTLIMA(38)	kV	345,0	331,6	-13,4	-12,4	-6,6	1,1	333,5	-11,5	-8,7	-7,6	2,9
TIDD(63)	kV	345,0	334,2	-2,2	-2,6	-2,5	-0,5	335,6	-3,2	-3,2	-3,2	0,0
KAMMER(64)	kV	345,0	339,4	-4,1	-4,4	-4,2	-0,4	340,4	-5,0	-5,0	-4,9	0,0
SPORN(68)	kV	345,0	345,7	0,0	-0,1	-0,1	0,0	343,6	0,2	0,0	0,0	-0,2
KANAWHA(81)	kV	345,0	343,6	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	342,5	0,1	0,1	0,1	0,0
Nav izmaiņas: apakšstacijas OLIVE(8), BEQUINE(9), BREED(10), TANNRSCK(26), MUSKNGUM(65)												
HV 138 kV Tīkla U												
OLIVE(5)	kV	138,0	138,3	-1,6	-1,9	-1,5	-0,4	138,3	-1,3	-1,4	-1,3	-0,1
SORENSEN(17)	kV	138,0	138,3	-1,5	-0,7	0,5	0,8	138,9	-0,6	0,0	0,4	0,6
EASTLIMA(37)	kV	138,0	136,5	-3,1	-3,0	-0,6	0,1	137,3	-1,4	-0,5	-0,3	0,9
Nav izmaiņas: apakšstacijas TANNRSCK(25), TIDD(59), W.KAMMER(61), MUSKNGUM(66), SPORN(69), CABINCRK(80), KYGERCRK(116)												
EHV 345 kV Liniju P, Q												
TANNRSCK(26)>SORENSEN 30	MW	0,0	222,4	9,1	14,4	5,8	5,3	195,4	-45,5	-38,1	-41,4	7,4
MUSKNGUM(65)>EASTLIMA38	MW	0,0	184,9					-112,				
MUSKNGUM(65)>KAMMER(64)	MW	0,0	183,7					-29,9				
KAMMER(64)>TIDD(63)	MW	0,0	152,2	-62,4	-63,4	-64,8	-1,1	31,8	7,7	8,2	7,7	0,5
OLIVE(8)>SORENSEN(30)	MW	0,0	73,5	339,1	339,1	339,1	0,0	206,6	218,9	218,9	218,9	0
SORENSEN(30)>EASTLIMA(38)	MW	0,0	62,0	109,0	108,3	123,4	-0,8	254,7	-10,7	-9,5	-4,2	1,2
KANAWHA(81)>SPORN(68) 1	MW	0,0	22,4	-13,5	-14,4	-15,3	-0,9	102,4	8,2	7,7	7,5	-0,5
KANAWHA(81)>SPORN(68) 2	MW	0,0	22,4	-13,5	-14,4	-15,3	-0,9	102,4	8,2	7,7	7,5	-0,5
MUSKNGUM(65)>SPORN(68) 1	MW	0,0	7,0	39,4	48,0	63,6	8,6	336,7	-33,2	-34,4	-30,4	-1,2
MUSKNGUM(65)>SPORN(68) 2	MW	0,0	7,0	39,4	48,0	63,6	8,6	336,7	-33,2	-34,4	-30,4	-1,2

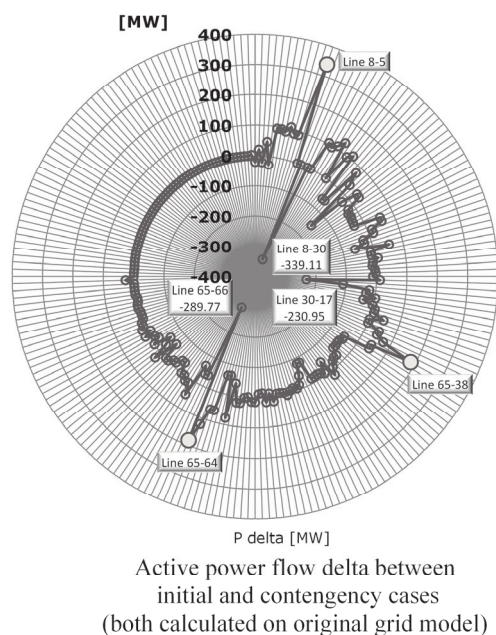
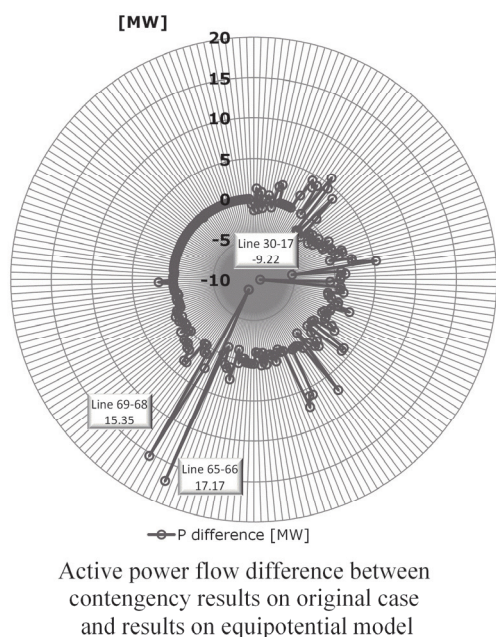
5.2. tabulas turpinājums

Režīmu nosaukums			N – 3 ziemas režīmā					N – 3 vasaras režīmā				
Parametrs	Mērv	ET	R0	DR0	DT	DTM	DTS	R0	DR0	DT	DTM	DTS
TANNRSCK(26)>SORENSEN 30	Mvar	0,0	6,2	33,7	20,5	6,8	-13,2	1,9	18,3	16,4	11,4	-1,8
MUSKNGUM(65)>EASTLIMA38	Mvar	0,0	-8,3					3,4				
MUSKNGUM(65)>KAMMER(64)	Mvar	0,0	40,1					44,6				
KAMMER(64)>TIDD(63)	Mvar	0,0	52,5	-23,4	-19,7	-19,8	3,7	55,1	-26,0	-25,9	-25,9	0,1
OLIVE(8)>SORENSEN(30)	Mvar	0,0	58,4	68,3	37,4	-13,5	-30,9	52,8	51,8	14,2	-4,7	-37,6
SORENSEN(30)>EASTLIMA(38)	Mvar	0,0	-8,0	18,7	24,9	13,7	6,3	-13,6	28,4	27,7	29,3	-0,7
KANAWHA(81)>SPORN(68) 1	Mvar	0,0	-36,5	0,6	0,7	0,8	0,1	-34,5	-1,1	-0,4	-0,4	0,7
KANAWHA(81)>SPORN(68) 2	Mvar	0,0	-36,5	0,6	0,7	0,8	0,1	-34,5	-1,1	-0,4	-0,4	0,7
MUSKNGUM(65)>SPORN(68) 1	Mvar	0,0	-7,0	-2,7	-3,0	-4,5	-0,3	1,6	-2,6	2,8	2,2	5,3
MUSKNGUM(65)>SPORN(68) 2	Mvar	0,0	-7,0	-2,7	-3,0	-4,5	-0,3	1,6	-2,6	2,8	2,2	5,3
Nav izmaiņas: linijas BREED(10)>BEQUINE(9)1, BREED(10)>BEQUINE(9)2, BEQUINE(9)>OLIVE(8) 1, BEQUINE(9)>OLIVE(8) 2												
AT 345/138 kV P, Q												
OLIVE(8)>OLIVE(5)	MW	0,0	339,1					218,9				
EASTLIMA(38)>(37)	MW	0,0	243,5	-74,0	-74,0	-58,3	0,0	138,5	102,5	103,5	108,9	1,1
SORENSEN(30)>(17)	MW	0,0	229,3	231,0	240,2	221,0	9,2	142,1	178,9	188,1	181,5	9,2
TIDD(63)>(59)	MW	0,0	151,7	-62,1	-63,5	-64,9	-1,5	31,7	7,7	8,2	7,7	0,5
SPORN(68)>(116) 1	MW	0,0	92,1	0,0	0,0	0,0	0,0	49,8	0,0	0,0	0,0	0,0
SPORN(68)>(116) 2	MW	0,0	92,1	0,0	0,0	0,0	0,0	49,8	0,0	0,0	0,0	0,0
TANNRSCK(26)>(25)	MW	0,0	91,6	-9,1	-14,4	-5,8	-5,3	118,6	45,5	38,1	41,4	-7,4
KAMMER(64)>(61)	MW	0,0	30,5	-120	-119	-118	1	-61,8	22,3	21,8	22,3	-1
MUSKNGUM(65)>(66)	MW	0,0	8,4	289,8	272,6	241,4	-17,2	-141,	-75,2	-72,7	-80,8	2,4
KANAWHA(81)>(80)	MW	0,0	-44,8	27,0	28,8	30,6	1,8	-205,	-16,4	-15,4	-15,0	0,9
SPORN(68)>(69)	MW	0,0	-125,	51,8	67,1	96,6	15,4	771,6	-49,0	-53,5	-45,7	-4,5
OLIVE(8)>OLIVE(5)	Mvar	0,0	124,8					115,4				
EASTLIMA(38)>(37)	Mvar	0,0	86,6	-57,5	-39,5	-44,6	18,0	78,8	-62,4	-62,6	-60,7	-0,2
SORENSEN(30)>(17)	Mvar	0,0	162,9	-16,4	-26,2	-26,3	-9,8	150,9	-22,4	-22,8	-25,2	-0,4
TIDD(63)>(59)	Mvar	0,0	67,5	-20,2	-20,6	-19,9	-0,4	74,7	-26,0	-26,1	-25,9	0,0
SPORN(68)>(116) 1	Mvar	0,0	-49,7	-1,5	-3,1	-3,5	-1,6	-120,	7,9	1,6	1,6	-6,3
SPORN(68)>(116) 2	Mvar	0,0	-49,7	-1,5	-3,1	-3,5	-1,6	-120,	7,9	1,6	1,6	-6,3
TANNRSCK(26)>(25)	Mvar	0,0	21,6	-0,3	0,0	0,0	0,3	22,6	2,2	0,3	0,0	-2,0
KAMMER(64)>(61)	Mvar	0,0	14,0	-43,1	-46,8	-46,7	-3,7	25,7	-54,8	-54,8	-54,9	-0,1
MUSKNGUM(65)>(66)	Mvar	0,0	72,2	14,6	12,0	0,9	-2,6	75,5	4,4	0,9	0,1	-3,6
KANAWHA(81)>(80)	Mvar	0,0	72,9	-1,3	-1,4	-1,6	-0,1	69,1	2,2	0,8	0,7	-1,5
SPORN(68)>(69)	Mvar	0,0	156,6	-2,1	0,0	-0,7	2,1	237,8	-10,9	0,9	0,4	11,7

Visu mezglu spriegumu grafisks salīdzinājums ziemas režīmam parādīts 5.4. attēlā. Atšķirība starp pilno shēmu un ekvipotenciālo tīkla shēmu N – 3 tīkla avāriju gadījumā nav tik liela, salīdzinot ar energosistēmas atteižu izraisītajām novirzēm. Tas redzams arī, ja analizējam aktīvās jaudas plūsmas atšķirības. Visu zaru aktīvās jaudas plūsmas grafisks salīdzinājums ziemas režīmam parādīts 5.5. attēlā.



5.4. attēls. Spriegumu starpība starp oriģinālu un ekvipotenciālu modeļi
N – 3 avārijai ziemas režīmā.



5.5. attēls. Aktīvas jaudas plūsmas starpība starp oriģinālu un ekvipotenciālu modeļi
N – 3 avārijai ziemas režīmā.

Rezultātu analīze rāda, ka apvienotās energosistēmas sākotnējais režīms ietekmē aktīvās jaudas plūsmas pa elektropārvades līnijām izmaiņas galvenokārt ar to, kā ir noslogoti atslēdzamie elementi pirms avārijas. Tādējādi, izmantojot ekvipotenciālu shēmu, orientējoši zinot pētāmo tīkla elementu noslodzi, kā arī zinot sistēmveidojošā tīkla konfigurāciju, iespējams kvalitatīvi novērtēt, kā tīkla elementu atslēgšana vai ģeneratoru iedarbināšana apvienotās energosistēmas ārējā daļā var ietekmēt aktīvās jaudas plūsmas iekšējā vadāmajā daļā. Lai novērtētu šķērsgrīzumā plūstošās aktīvās jaudas plūsmas iespējamās izmaiņas, nepieciešams ņemt vērā avārijas gadījumā atslēgto līniju sākotnējo noslodzi šajā šķērsgrīzumā. Par piemēru var kalpot šķērsgrīzums 345 kV – XGrid_P1, kurā avārijas situācijā atslēdzas 345/138 kV autotransformators apakšstacijā *Olive*.

Spriegumiem apakšstacijās un reaktīvās jaudas plūsmām tīklā ir lokāls raksturs, tāpēc atslēgšanos ietekmes uz spriegumiem tīklā aprēķins būs tuvināts, turklāt tas tiks veikts, zināmā mērā nepietiekami novērtējot avāriju smagumu. Perturbāciju mērogošana ievieš aprēķinā papildu kļūdu. Tādēļ to ieteicams izmantot tikai tad, kad režīms pie uzdotajām perturbācijām nekonverģē. Šāds paņēmieni ievērojami paaugstina metodes uzticamību. Mūsu piemērā var redzēt, ka perturbācijas mērogošana mērogā 1 : 10 dod gandrīz tādu pašu risinājumu, kādu būtu devis paredzamo aktīvās jaudas plūsmas aprēķins pēc *LODF*, kas ir samērā labs rezultāts.

Aprēķins ekvipotenciālā shēmā nevar būt precīzāks kā aprēķins pilnā shēmā ar plūsmu sadalījumu, kas ideāli tuvs apvienotās energosistēmas reālajam režīmam. Tajā pašā laikā šāds aprēķins ir radikāli vienkāršāks, kā arī uzticamāks no risinājuma iegūšanas viedokļa.

Metodi var salīdzināt ar rentgenogrāfisku izmeklējumu, jo parādās visas svarīgās detaļas, savukārt režīma sīkākas īpatnības nav redzamas. Metode var nodrošināt samērā objektīvu negadījuma nopietnības pakāpes novērtējumu. Tomēr, lai varētu izdarīt galīgus secinājumus negadījuma nopietnības pakāpes novērtēšanā, nepieciešami papildu pētījumi.

SECINĀJUMI

1. Pasaules sabiedrībai risinot uzdevumu par ekonomiski efektīvas, drošas un atjaunojamās energoapgādes sasniegšanu, tiek iegūta sarežģītāka, savstarpēji saistītāka un elastīgāka energosistēma nekā pastāvošā.
2. Atsevišķu energosistēmu, elektrostaciju un elektrostaciju un elektrisko tīklu režīma vadībai mūsdienu apvienoto energosistēmu ietvaros izveidotas gan decentralizētas, gan arī hierarhiskas struktūras, kas spēj organizēt lielas sistēmas vadību, kas balstās uz sistēmas stāvokļa prognozēšanu un elektrisko režīmu aprēķiniem.
3. Modelēšanas nolūkos tiek izmantoti sarežģīti programmatūras kompleksi, kas nodrošina stabilitātes, drošuma, efektivitātes, enerģijas zudumu, tehnisko ierobežojumu izpildes novērtēšanu.
4. Gadījumā, kad tiek aplūkota liela sistēma, modelēšanas uzdevums iegūst ārkārtīgi sarežģītu formu, jo tas ir nelineārs, stohastisks, daudzmērīgu uzdevums un būtu jārisina, ņemot vērā milzīgu skaitu lēmuma mainīgo, ierobežojumu un nenoteiktību, kā arī risināšanā būtu jāņem vērā procesi, kas notiks tālākā nākotnē.
5. Lielas energosistēmas matemātiskajam aprakstam ir milzīgs skaits (miljonos) diferenciālvienādojumu un algebrisko vienādojumu. Pateicoties mūsdienu matemātikas un datortehnikas sasniegumiem, modelēšanu bez būtiskiem ierobežojumiem var veikt pat vislielākajām sistēmām, kas būtu saistīti ar vienādojumu skaitu un skaitļošanas laika patēriņu.
6. Palielinoties sistēmas izmēriem, modelēšanā vislielākās grūtības rada:
 - ieejas informācijas vākšana un ievade;
 - modelēšanas rezultātu attēlošana.
7. Latvijas energosistēmas vadība notiek uz programatūras kompleksa *MUSTANG* izmantošanas pamata. Programma sintezēta un attīstīta 30 gadu laika periodā, tā ir konkurētspējīga, salīdzinot ar labākajām ārzemju programmatūrām.
8. Centieni vienkāršot ieejas informācijas vākšanu un ievadi padara iespējamu vienkāršotu energosistēmas modeļu izmantošanu, kas savukārt rada nepieciešamību meklēt kompromisu starp sarežģītību un precizitāti. Kompromisa risinājumu var pieņemt, salīdzinot sarežģītā un vienkāršotā modeļa lietošanas rezultātus.
9. Izvirzītā hipotēze par dekompozīcijas un ekvivalentēšanas metodikas izmantošanu avāriju $N - i$ ārējā tīklā ietekmes analīzei uz pētāmo apvienotās energosistēmas daļu ievērojami vienkāršo aprēķinus un it īpaši to sagatavošanu. Metodiku var uzskatīt par to metožu attīstīšanu, kas balstās uz sadalījuma koeficientu *PTDF* un *LODF* aprēķināšanu. Tās izmantošana ļauj paaugstināt avārijas situāciju reāllaika novērtēšanas uzticamību.

10. Stacionāros režīmu jaudas plūsmas aprēķinus šādu virzienu operatīvajai plānošanai:
 - a) ikstundas aktīvās jaudas plūsmas pa elektrisko gredzentīklu *BRELL* aprēķins nākamajai diennaktij;
 - b) ikstundas aprēķins par papildu elektroenerģijas piegādes iespējamību nākamajai diennaktij pēc *Nord Pool Spot* tirgus nostrādes;
 - c) ikstundas elektroenerģijas zudumu AST tīklā aprēķina norādītajam dienu skaitam uz priekšu (pirmais etaps) – iespējams ievērojami paātrināt, izmantojot izstrādāto metodiku, kas balstās uz kopēju programmu bloku esamības izmantošanu dažādiem mērķiem paredzētu aprēķinu veikšanā;
11. „mapju koka” un izstrādātās metodikas ar daļēji definētiem kontrolējamo parametru rezultātiem izmantošana ievērojami paaugstina inženiera darba efektivitāti un padara viņa veiktos aprēķinus uzskatāmākus, programmai *MUSTANG* mijiedarbojoties ar citām programmām, piemēram, *Microsoft Excel*, komandu interpretatora režīmā;
12. promocijas darba rezultātu izmantošana *DTS* sistēmas veidošanā AST dispečeram radīja iespēju veikt treniņus patērētāju elektroapgādes atjaunošanā pēc energosistēmas pilnīga barošanas padeves pārtraukuma;
13. ekvipotenciālas shēmas izveides metodiku iespējams algoritmiski realizēt vairumā stacionāros režīmu aprēķinu programmu. Avāriju $N - i$ aprēķins ekvipotenciālai shēmai var būt praktiski interesants tiem pārvades sistēmu operatoriem *ENTSO-E* ietvaros, kuri nav nodrošināti ar detalizētu operatīvo informāciju par kaimiņu energosistēmu darbības režīmu.

IZMANTOTĀ LITERATŪRA

- [1] Balodis, M., Ekmanis, J., Gavars, V., Kunickis, M., Zeltiņš, N., Žīgurs Ā. The Latvian Electricity Supply Trilemma: Security, Social equity, and the Environment.// WEC Central and Eastern Europe Regional Energy Forum – FOREN 2014 “Tomorrow’s Energy: From Vision to Reality”, 24 June, 2014. Bucharest, Romania.
- [3] El-Hawary, M., E. Electrical Energy Systems // CRC Press 2000, LLC, p. 365.
- [4] Powell, L. Power System Load Flow Analysis // McGraw-Hill 2005 by the McGraw-Hill Companies, Inc., p. 183.
- [5] Fanchi, J.R., Energy in the 21st Century // World Scientific Publishing Co., Pte.Ltd., Singapore, 2005.
- [6] Beaty, H., W. Standard Handbook for Electrical Engineers // McGraw-Hill 2006 by the McGraw-Hill Companies, Inc., p.1828.
- [7] Andersson, G. Modelling and Analysis of Electric Power Systems // EEH – Power Systems Laboratory, ETH Zurich, September 2008.
- [8] Rosloniec, S., Fundamental Numerical Methods for Electrical Engineering // Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2008.
- [10] Burgan, M., Energy Today: Water Power // scc. Voegelé, D., Chelsea House Publishers NY, 2010
- [11] Duncan Glover, J., Sarma, M.S., Overbye, T.J. Power System Analysis and Design // Cengage Learning, Fifth edition, 2012.
- [13] Khaitan, S., K., ed., Gupta, A. ed. High Performance Computing in Power and Energy Systems // Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2013, p.378.
- [14] 2013 Long-Term Reliability Assessment // NERC, Atlanta, GA, 2013.
- [16] Bakken, D. ed. Smart Grids. Clouds, Communications, Open Source, and Automation // CRC Press 2014 by Taylor & Francis Group, LLC, p. 446.
- [17] Penin, A. Analysis of Electrical Circuits with Variable Load Regime Parameters // Springer International Publishing Switzerland 2015, p. 343.
- [18] Finley, D., J., Horak, J. Load Shedding for Utility and Industrial Power System Reliability // Basler Electric <http://www.basler.com>, Highland Illinois USA. p. 41.
- [19] PowerWorld; Unified Power System Models through Integrated Topology Processing (ITP) // PowerWorld Corp. <http://www.powerworld.com>, Champaign Ill. USA. p. 13.
- [20] Ivanov, V., Rimarev, V., Gerhards, J., Mahnitko, A. Calculations Of Steady And Transient States In The Complex Power Systems According To The Program “Mustang”// Control of Power & Heating Systems, 5th International Conf. CP&HS 02, Zlin, Czech Republic, May 21–22, 2002, p. 116.

- [21] Sauhats, A., Chuvychin, V., Gurov, N., Strelkovs, V., Svalova, I., Svalovs, A., Linkevics, O., Rivkins, J. The Latvian Experience and Problems of the Grid Integration of Renewable Energy Sources in the Power System // IEEE Russia Power Tech, 27–30 June 2005, p. 7.
- [22] Sauhats, A., Chuvychin, V., Antonovs, E., Zicmane, I., Strelkovs, V., Interconnection of power systems with different under-frequency load shedding schemes // IEEEIC 2011: Rome, Italy, 8–11 May 2011, pp. 1–4.
- [23] Strelkovs, V., Chuvychin, V., Sauhats, A., Lubarskyi, D., Rubtsov, A., Scheufeld, O., Shewarega, F., Vennegeerts, H., Panciatici, P., Utans, A., Leite, L., Kucaevs, J., Erlich, I. Modeling requirements for the ETN // PEGASE Pan European Grid Advanced Simulation and state Estimation, 2011, p. 286.
- [24] Rubcovs, S., Smart Under-Frequency Load Shedding System // III Smart Communications & Technology Forum, June 5, 2013, W., Poland, pp. 88–103.
- [25] Ward, J.B. Equivalent Circuits for Power-Flow Studies // AIEE Transactions Vol. 68 1949, pp. 373–381.
- [26] Ward, J., B., Hale, H., W. Digital Computer Solution of Power-Flow Problems // Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems, Vol. 75, No. 3, June 1956, pp. 398–404.
- [28] Van Ness, J., E., Griffin, J., H. Elimination Methods for Load-Flow Studies // Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems, Vol. 80, No. 3, June 1961, pp. 299–302.
- [29] MacArthur, C., A. Transmission Limitations Computed by Superposition // Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems, Vol. 80, No. 3, Year 1961, pp. 827–831.
- [31] Peschon, J., Piercy, D., S., Tinney, W., F., Tveit, O., J. Sensitivity in Power Systems // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-87, No. 8, August 1968, pp. 1687–1696.
- [34] Tinney, W., F. Compensation Methods for Network Solutions by Optimally Ordered Triangular Factorization // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-91, No. 1, January 1972, pp. 123–127.
- [36] Peterson, N., M., Tinney, W., F., Bree, D., W. Iterative Linear AC Power Flow Solution for Fast Approximate Outage Studies // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-91, No. 5, September 1972, pp. 2048–2056.
- [37] Stott, B., Review of Load Flow Calculation Methods // Proceedings of the IEEE, Vol. 62, No. 7, January 1974, pp. 916–929.
- [39] Stott, B., Hobson, E. Power System Security Control Calculations Using Linear Programming // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PAS-97, No. 5, September 1978, pp. 1713–1731.
- [41] Deckmann, S., Pizzolante, A., Monticelli, A., Stott, B., Alsac, O. Numerical Testing of Power System Load Flow Equivalents // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PAS-99, No. 6, November 1980, pp. 2292–2300.
- [42] Deckmann, S., Pizzolante, A., Monticelli, A., Stott, B., Alsac, O. Studies on Power System Load Flow Equivalencing // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PAS-99, No. 6, November 1980, pp. 2301–2310.
- [43] Sauer, P., W. On The Formulation of Power Distribution Factors for Linear Load Flow Methods // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 2, February 1981, pp. 764–770.
- [46] Alsac, O., Stott, B., Tinney, W., F. Sparsity-Oriented Compensation Methods for Modified Network Solutions // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 5, May 1983, pp. 1050–1060.
- [49] Bacher, R., Tinney, W., F. Faster Local Power Flow Solutions: The Zero Mismatch Approach // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 4, October 1989, pp. 1345–1354.
- [50] Monticelli, A., Wu, F., F. Network Observability: Theory // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 5, May 1985, pp. 1042–1048.
- [51] Sauer, P., W., Pai, M., A. Steady-state Stability and Load Flow // 27th IEEE Conference on Decision and Control, 7–9 December 1988, pp. 2110–2113.
- [53] Monticelli, A., Garcia, A. Modeling Zero Impedance Branches in Power System State Estimation // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 4, November 1991, pp. 1561–1570.
- [54] Miller, G., Storey, A., Vadari, S., V., Brewer, K. Experiences Using the Dispatcher Training Simulator as a Training Tool // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 3, August 1993, pp. 1126–1132.

- [55] Djukanovic, M., V., Popovic, D., P., Sobajic, D., J., Pao, Y., H. Prediction of power system frequency response after generator outages using neural nets // IEE Proceedings-C, Vol. 140, No. 5, September 1993, pp. 389–398.
- [57] Irisarri, G., D., Ejebe, G., C., Waight, J., G., Tinney, W., F. Efficient Solution For Equilibrium Points in Transient Energy Function Analysis // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 2, May 1994, pp. 693–699.
- [60] Overbye, T.J., Sauer, P.W., Marzinzik, C.M., Gross, G. A User-Friendly Simulation Program for Teaching Power System Operator // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 4, November 1995.
- [62] Nagao, T., Tanaka, K., Takenaka, K. Development of Static and Simulation Programs for Voltage Stability Studies of Bulk Power System // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, February 1997, pp. 273–281.
- [66] Sauer, P., W., Reinhard, K., E., Overbye, T., J. Extended Factors for Linear Contingency Analysis // 34th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, 6 January 2001, p. 7.
- [67] Sauer, P., W. Post-Contingency Equilibrium Analysis of Power Systems // 35th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, 7–10 January 2002, p. 4.
- [68] Singh, H., K., Srivastava, S., C., A Sensitivity based Network Reduction Technique for Power Transfer Assessment in Deregulated Electricity Environment // IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 6–10 October 2002, Vol. 3, pp. 1976–1981.
- [70] Overbye, T., J., Cheng, X., Sun, Y. A Comparison of the AC and DC Power Flow Models for LMP Calculations // 37th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, 5–8 January 2004, p. 9.
- [73] Chassin, D., P., Huang, Z., Donnelly, M., K., Hassler, C., Ramirez, E., Ray, C. Estimation of WECC System Inertia Using Observed Frequency Transients // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 2, May 2005, pp. 1190–1192.
- [75] Vempati, N., Silva, C., Alsac, O., Stott, B. Topology Estimation // IEEE Power Engineering Society General Meeting, 12–16 June 2005, p. 5.
- [76] Ayuyev, B., I., Yerokhin, P., M., Shubin, N., G., Neujmin, V., G., Alexandrov, A., A. Unit Commitment with Network Constraints // IEEE Russia Power Tech, 27–30 June 2005, p. 5.
- [80] Cheng, X., Overbye, T., J. PTDF-Based Power System Equivalents // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 4, November 2005, pp. 1868–1876.
- [81] Min, L., Abur, A. Total Transfer Capability Computation for Multi-Area Power Systems // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 3, August 2006, pp. 1141–1147.
- [82] Liao, H., Niebur, D. Symbolic/Numeric Steady-State Contingency Analysis of Electric Power Systems // IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, Year 2006, pp. 372–373.
- [83] Maggio, D., J., Overbye, T., J., Liu, M. Transmission Corridor Analysis using PTDFs // 38th North American Power Symposium, 17–19 September 2006, pp. 277–282.
- [84] Meng, Z., J., Xue, Y., Lo, K., L. A New Approximate Load Flow Calculation Method for Contingency Selection // IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, Year 2006, pp. 1601–1605.
- [85] Kazemi, A., Andami, H. Multi-area Power System Loss Allocation Using Z-bus Method // First International Power and Energy Conference PECon, 28–29 November 2006, pp. 286–291.
- [86] Rudkevich, A., Egilmez, K., Liu, M., Murti, P., Visudhiphan, P., Tabors, R., Overbye, T., J. Identification and Congestion Analysis of Transmission Corridors of the Eastern Interconnection // 40th Annual Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS), 3–6 January 2007, p. 10.
- [87] Ruiz, P., A., Sauer, P., W. Voltage and Reactive Power Estimation for Contingency Analysis Using Sensitivities // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 2, May 2007, pp. 639–647.
- [88] Chatterjee, D., Ghosh, A. Using Trajectory Sensitivity for Stability Assessment of a Ward-PV Equivalent Power System // IEEE PES Gen. Meeting, 24–28 June 2007, p. 7.
- [90] Ruiz, P., A., Sauer, P., W. Post-Contingency Voltage and Reactive Power Estimation and Large Error Detection // 39th North American Power Symposium, 30 September–2 October 2007, pp. 266–272.
- [91] Pimsan, N., Audomvongseree, K. Area-based total transfer capability evaluation // 5th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Tech., 14–17 May 2008, Vol. 2, pp. 897–900.
- [92] Hedman, K., W., O'Neill, R., P., Fisher, E., B., Oren, S., S. Optimal Transmission Switching – Sensitivity Analysis and Extensions // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 3, August 2008, pp. 1469–1479.

- [93] Fan, S., Li, X., Zuo, L., Li, Y. A New Asynchronous Parallel Load Flow Calculation Algorithm // IEEE Conference on Robotics, Automation and Mechatronics, 21–24 September 2008, pp. 1027–1031.
- [94] Khambanonda, K., Audomvongseree, K. Area-based Maximum and Security Concern TRM Evaluation by Probabilistic Approach // 6th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, 6–9 May 2009, Vol. 1, pp. 226–229.
- [95] Fabozzi, D., Glavic, M., Wehenkel, L., Van Cutsem, T. Security Assessment by Multiple Transmission System Operators Exchanging Sensitivity and Tie-Line Power Flow Information // IEEE Bucharest PowerTech, 28 June–2 July 2009, p. 8.
- [96] Greitzer, F., L., Robinson, M., Podmore, R., Ey, P. Naturalistic Decision Making for Power System Operators // the 9th International Conference on Naturalistic Decision Making, London, UK, June 2009, pp. 37–44.
- [97] Stott, B., Jardim, J., Alsac, O. DC Power Flow Revisited // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 3, August 2009, pp. 1290–1300.
- [98] Pahwa, S., Hodges, A., Scoglio, C., Wood, S. Topological Analysis of the Power Grid and Mitigation Strategies Against Cascading Failures // IEEE International Systems Conference, 5–8 April 2010, pp. 272–276.
- [99] Chatterjee, D., Webb, J., Gao, Q., Vaiman, M., Y., Vaiman, M., M., Povolotskiy, M. N-1-1 AC Contingency Analysis as a Part of NERC Compliance Studies at Midwest ISO // IEEE PES Transmission & Distribution, 19–22 April 2010, pp. 1–7.
- [100] Jin, S., Huang, Z., Chen, Y., Chavarría-Miranda, D., Feo, J., Wong, P., C. A Novel Application of Parallel Betweenness Centrality to Power Grid Contingency Analysis // IEEE International Symposium on Parallel & Distributed Processing (IPDSP), 19–23 April 2010, p. 7.
- [106] Hwang, P.-I., Ahn, S.-J., Hur, S.-I., Yoon, Y.-T., Moon, S.-I. Adaptive Step Size Method for the Power System Model of Dispatcher Training Simulator // IEEE PES General Meeting, 25–29 July 2010, p. 7.
- [107] Wall, P., González-Longatt, F., Terzija, V. Demonstration of an Inertia Constant Estimation Method Through Simulation // 45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010, 31 August–3 September 2010, p. 6.
- [108] Shin, B., C., G., Gibson, P., F., Wangen, B., R., Perez, L., A. Wide-Area DTS Implementation in the Western Electricity Coordinating Council // IEEE PES General Meeting, 24–29 July 2011, p. 8.
- [109] Sharma, S., Huang, S.-H., Sharma, N. System Inertial Frequency Response Estimation and Impact of Renewable Resources in ERCOT Interconnection // IEEE PES General Meeting, 24–29 July 2011, p. 6.
- [110] Davis, C., M., Overbye, T., J., Multiple Element Contingency Screening // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 26, No. 3, August 2011, pp. 1294–1301.
- [111] Mayo, L., A. Simulation Without Replication: How Some Digital Computer Simulations Serve as Scientific Experiments // the University of Notre Dame, Doctor Dissertation, Indiana, November 2011, p. 326.
- [112] Nesterenko, M. Multi-Control Center Dispatcher Training // 2011 EMS Users Conference Philadelphia, PA, 18–21 September, 2011.
- [113] CRSA, RTE, TE, TU/e; Haut, B., Savchenko, V., Magoules, F. Algorithmic requirements for simulation of large network extreme scenarios // PEGASE Pan European Grid Advanced Simulation and state Estimation, 2011, p. 225.
- [114] Chen, M. Contingency Re-definition and Its Application to Power System Security Analysis // IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, Year 2011, p. 4.
- [116] Wu, X., Zhang, J., Chen, Q. Probability Analysis Model and Risk Assessment of N-k Contingency Based on Condition-Based Maintenance // 4th International Conf. on Electric Utility Deregulation and Power Tech. (DRPT), Year 2011, pp. 968–973.
- [118] Oh, HS. Aggregation of Buses for a Network Reduction // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 27, No. 2, May 2012, pp. 705–712.
- [119] Villella, F., Leclerc, S., Erlich, I., Rapoport, S. PEGASE Pan-European Test-beds for Testing of Algorithms on Very Large Scale Power Systems // 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin, 2012, p. 9.
- [120] Haut, B., Bouchez, F. X., Van Cutsem, T., Chieh, A. DTS ENGINE; Simplified simulation prototype (Associated report) // PEGASE Pan European Grid Advanced Simulation and state Estimation, 2012, p. 27.
- [121] Mishra, V., J., Khardavis, M., D. Contingency Analysis of Power System // IEEE Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science, 1–2 March 2012, pp. 1–4.

- [122] Poon, K., K., Y., Emami, R., Bose, A., Abur, A. External Data Exchange Issues for State Estimation in Power Systems // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 27. No. 2, May 2012, pp. 849–856.
- [123] IncSys, PowerData; PowerSimulator Version 6 User Guide // Electric Power Research Institute (EPRI), Incremental Systems Corporation, PowerData Corporation, 17 July 2012, p. 75.
- [124] Huang, J., A., Loud, L., Lambert, B., Guillon, S. Experiences and Challenges in Contingency Analysis at Hydro-Quebec // IEEE Power and Energy Society General Meeting, 22–26 July, 2012, p. 9.
- [125] Halappanavar, M., Chen, Y., Adolf, R., Haglin, D., Huang, D., Rice, M. Towards Efficient N-x Contingency Selection Using Group Betweenness Centrality // SC Companion: High Performance Computing, Networking Storage and Analysis, Year 2012, pp. 273–282.
- [126] Dorfner, F., Bullo, F. Kron Reduction of Graphs With Applications to Electrical Networks // IEEE Transactions on Circuits and Systems, Vol. 60, No. 1, January 2013, pp. 150–163.
- [127] Chiang, H.-D., Lei, W. Toward Real-Time Detection of Critical Contingency of Large Power Systems // IEEE Power and Energy Society General Meeting, Year 2013, p. 5.
- [128] Jang, W., Mohapatra, S., Overbye, T., J., Zhu, H. Line Limit Preserving Power System Equivalent // IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI), 22–23 February 2013, pp. 206–212.
- [129] Sekhar, P., Mohanty, S. Power system contingency ranking using Newton Raphson load flow method // Annual IEEE India Conference (INDICON), Year 2013, p.4.
- [130] Sri Sandhya, J., Bapi Raju, V. General Purpose Efficient Power Flow Model Representation of Network from Generation Bus to Load Bus // Annual IEEE India Conference (INDICON), Year 2013, p. 6.
- [131] Zhang, Y., Larsson, M., Turunen, J., Haarla, L. Network Reduction for Power Flow
- [133] Filho, M., B., D., C., de Souza, J., C., S., Tafur, J., E., V. Quantifying Observability in State Estimation // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 28, No. 3, August 2013, pp. 2897–2906.
- [134] Zhang, X., Grijalva, S. Multi-Area ATC Evaluation Based on Kron Reduction // IEEE International Conf. on Smart Energy Grid Engin. (SEGE), 28–30 August 2013, p. 6.
- [136] Zhang, H., Huang, N., Liu, H. Network Performance Reliability Evaluation Based on Network Reduction // Reliability and Maintainability Symposium, 27-30 January 2014, p. 6.
- [137] Yan, Y., He, H., Sun, Y. External Data Exchange Issues for State Estimation in Power Systems // IEEE Transactions on Information Forensics and Security, Vol. 9. No. 3, March 2014, pp. 451–463.
- [139] Maslo, K., Eickmann, J. Simplification of Breaker Oriented Network Model into Extended Bus Oriented Model // ENERGYCON, May 13–16, 2014, Dubrovnik, Croatia, pp. 616–620.
- [140] Wall, P., Terzija, V. Simultaneous Estimation of the Time of Disturbance and Inertia in Power Systems // IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 29. No. 4, August 2014, pp. 2018–2031.
- [141] Li, H., Lu, Z., Qiao, Y., Sun, Z. The Fast Reliability Evaluation Method in Transmission Grid Expansion Project Based on Power Flow Tracing and Ward Equivalent Method // International Conference on Power System Technology (POWERCON), Chengdu, 20–22 October 2014, pp. 897–901.
- [142] Cui, T., Yang, R., Hug, G., Franchetti, F. Accelerated AC Contingency Calculation on Commodity Multi-core SIMD CPUs // IEEE Power and Energy Society General Meeting, Year 2014, p. 5.
- [143] Dong, F., Xu, X., Zhang, X. Parallel Contingency Analysis Solution based on OpenMP // North American Power Symposium (NAPS), Year 2014, p. 4.
- [144] Eidson, B., L., Geiger II, D., L., Halpin, M. Equivalent Power System Impedance Estimation Using Voltage and Current Measurements // Clemson University Power Systems Conference, 11–14 March 2014, p. 6.
- [147] Muttalib, A., Z., M., S., Taylor, G., Bradley, M. Novel Approach to Updating Network Equivalents for Different Cardinal Points // 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2–5 September 2014, p. 6.
- [148] Huang, H., Li, X. Sensitivity Analysis of Load-Damping, Generator Inertia And Governor Speed Characteristics in Hydraulic Power System Frequency Regulation // Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2014, Curtin University, Perth, Australia, 28 September–1 October 2014, p. 6.

- [150] Doquet, M. Zonal Reduction of Large Power Systems: Assessment of an Optimal Grid Model Accounting for Loop Flows // IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 30. No. 1, January 2015, pp. 503–512.
- [158] Аюев, Б. И., Давыдов, В. В., Ерохин, П. М., Неуймин, В. Г., Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах // под ред. Бартоломея, П. И., М., «Флинта», «Наука», 2008. – 256 с.
- [160] Анисимова, Н. Д., Веников, В. А., Ежков, В. В., Жуков, Л. А., Литкенс, И. В., Фёдоров, Д. А., Цовьянов, А. Н. Методика расчётов устойчивости автоматизированных электрических систем (анализ переходных процессов в электрических системах) // «Высшая школа» М., 1966.
- [161] Стернинсон, Л. Д., Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах // М., «Энергия» 1975. – 216 с.
- [162] Гуревич, Ю. Е., Либова, Л. Е., Окин, А. А., Расчёты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах // М., ЭАИ, 1990, – 390 с.
- [163] Рабинович, Р. С., Автоматическая частотная разгрузка энергосистем // 2-е изд., М., «Энергоатомиздат», 1980. – 352 с.
- [164] Электротехнический справочник В 3 т. Т.3 В 2 кн. Кн.1 Производство и распределение электрической энергии // под ред. Орлова, И. Н., 7-е изд., М., «Энергоатомиздат», 1988. – 880 с.
- [166] Баринов, В. А., Мамиконянц, Л. Г., Строев, В. А. Развитие математических моделей и методов для решения задач управления режимами работы и развития энергосистем // Электричество. №7, 2005.
- [171] Александров, В. Ф., Езерский, В. Г., Захаров, О. Г., Малышев, В. С. Частотная Разгрузка в Энергосистемах // ч. 2. Аварийные режимы и уставки. М. НТФ Энергопресс, 2007. – 76 с. «Энергетик» Вып. 9 (105).
- [172] Рабинович, М. А., Моржин, Ю. И., Потапенко, С. П. Комплекс программ технологической обработки и отображения оперативной информации // ОАО «НТЦ электроэнергетики» М., 2009.
- [173] Баркан, Я. Д. Эксплуатация электрических систем // ВШ, М., 1990. – 304 с.
- [174] Димо, П. Модели РЕИ и параметры режима. Объединённые энергосистемы // пер. с рум. «Энергоатомиздат», М., 1987. – 392 с.
- [175] Вайнштейн, Р. А., Лозинский, К. С. Приём расчёта токов короткого замыкания и неполнофазных режимов с учётом электромеханических переходных процессов // 2я. Международная научно-техническая конференция «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», М., 7–10 сентября, 2009, с. 171–173
- [178] Березин, И. С., Жидков, Н. П., Методы вычислений // т. 2 ред. Будака, Б. М., Горбунов, А. Д., М., Государственное Издательство Физико-Математической Литературы, 1959.
- [179] Демидович, Б. П., Марон, И. А. Основы вычислительной математики // Физматгиз, М., 1963. – 660 с.
- [180] Щедрин, Н. Н. Упрощение электрических систем при моделировании // «Энергия», М.-Л., 1966. – 159 с.
- [182] Иванов, В. П. Мустанг. Описание алгоритмов и моделей. // Документация программы. Рига 2004. – 40 с.
- [183] Иванов, В. П. Рабочие формулы и алгоритмы для Мустанга. // Документация программы. Рига 2004. – 42 с.
- [184] Самарский, А. А., Михайлов, А. П., Математическое моделирование: идеи, методы, примеры // Наука. Физматлит, М., 1997. – 320 с.
- [190] GO15. Reliable and Sustainable Power Grids. / Internet – <http://www.go15.org/>.
- [192] University of Washington Power Systems Test Case Archive / Internet – <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>.
- [193] Illinois Center for a Smarter Electric Grid (ICSEG) / Internet – <http://publish.illinois.edu/smartergrid/power-cases/>.
- [195] IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis // IEEE Std. 399-1997 “Brown Book”, the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1998, p. 483.