



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Inercijos įtakos elektros energetikos sistemos režimų parametrų tyrimas

Magistro baigiamasis projektas

Jonas Stonkus

Projekto autorius

Doc. Audrius Jonaitis

Vadovas

Kaunas, 2022



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Inercijos įtakos elektros energetikos sistemos režimų parametrams tyrimas

Magistro baigiamasis projektas

Elektros energetikos inžinerija (6211EX010)

Jonas Stonkus

Projekto autorius

Doc. Audrius Jonaitis

Vadovas

Prof. Robertas Lukočius

Recenzentas

Kaunas, 2022



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Jonas Stonkus

Inercijos įtakos elektros energetikos sistemos režimų parametrams tyrimas

Akademinio sąžiningumo deklaracija

Patvirtinu, kad:

1. baigiamąjį projektą parengiau savarankiškai ir sąžiningai, nepažeisdama(s) kitų asmenų autoriaus ar kitų teisių, laikydamasi(s) Lietuvos Respublikos autorių teisių ir gretutinių teisių įstatymo nuostatų, Kauno technologijos universiteto (toliau – Universitetas) intelektinės nuosavybės valdymo ir perdavimo nuostatų bei Universiteto akademinės etikos kodekse nustatytų etikos reikalavimų;
2. baigiamajame projekte visi pateikti duomenys ir tyrimų rezultatai yra teisingi ir gauti teisėtai, nei viena šio projekto dalis nėra plagijuota nuo jokių spausdintinių ar elektroninių šaltinių, visos baigiamojo projekto tekste pateiktos citatos ir nuorodos yra nurodytos literatūros sąrašė;
3. įstatymų nenumatytų piniginių sumų už baigiamąjį projektą ar jo dalis niekam nesu mokėjęs (-usi);
4. suprantu, kad išaiškėjus nesąžiningumo ar kitų asmenų teisių pažeidimo faktui, man bus taikomos akademinės nuobaudos pagal Universitete galiojančią tvarką ir būsiu pašalinta(s) iš Universiteto, o baigiamasis projektas gali būti pateiktas Akademinės etikos ir procedūrų kontrolieriaus tarnybai nagrinėjant galimą akademinės etikos pažeidimą.

Jonas Stonkus

Patvirtinta elektroniniu būdu

Stonkus, Jonas. Inercijos įtakos elektros energetikos sistemos režimų parametrų tyrimas. Magistro baigiamasis projektas / vadovas doc. dr. Audrius Jonaitis; Kauno technologijos universitetas, Elektros ir elektronikos fakultetas.

Studijų kryptis ir sritis (studijų krypčių grupė): elektros inžinerija, inžinerijos mokslai.

Reikšminiai žodžiai: Inercija, dažnis, įtampa, sistemos stabilumas.

Kaunas, 2022. 60 p.

Santrauka

Magistriniame darbe yra atliekami inercijos įtaka elektros energijos sistemos stabilumui nustatyti naudojant PSSE programinės įrangos paketą.

Darbo tikslas yra sumodeliuoti elektros energetikos sistemą pagal atitinkamus scenarijus. Pagal šiuos scenarijus atliekami dinaminio stabilumo ir dažnio stabilumo bandymai. Visi atliekami bandymai ir gauti rezultatai yra įvertinami pagal realius elektros energijos sistemos reikalavimus ir stabilumo sąlygas.

Visų scenarijų topologijos yra atvaizduojamos grafiškai ir yra jų parametrai ar šių parametų pakeitimai yra nurodomi atitinkamuose lentelėse.

Stonkus, Jonas. The Influence of Inertia on Parameters of Electrical System. Master's Final Degree Project / supervisor assoc. prof. dr. Audrius Jonaitis; Faculty of Electrical and Electronics Engineering, Kaunas University of Technology.

Study field and area (study field group): electrical engineering, engineering science.

Keywords: Inertia, frequency, voltage, system stability.

Kaunas, 2022. 60 p.

Summary

In the master's thesis, the influence of inertia is evaluated on its effect on the stability of the electricity system using the PSSSE software package.

The purpose of the work is to model the electricity system according to the relevant scenarios. In these scenarios, dynamic stability and frequency stability tests are carried out. All tests carried out and the results obtained are evaluated in accordance with the actual requirements of the electricity system and stability conditions.

The topologies of all scenarios are represented graphically and there are parameters for them or changes to these parameters are indicated in the corresponding tables.

Turinys

Lentelių sąrašas	4
Paveikslų sąrašas	5
Santrumpų ir terminų sąrašas	8
Įvadas.....	9
1. Teorinė dalis.....	10
1.1 Elektros sistemų stabilumo problemos ir klasifikavimas	10
1.2 Elektros sistemų dažninės charakteristikos ir dažnio reguliavimas	11
1.3 Reikalavimai dažnio ir įtampos kokybei	12
1.4 Sistemos inercija, jos fizinė prasmė	13
1.4 Sinchroniniai kompensatoriai ir jų charakteristikos	15
2. Tiriamąjį objekto, matematinio modelio apžvalga.....	18
3. EES pagrindinio scenarijaus tyrimas	22
3.1 Dinaminio stabilumo tyrimas	22
3.1.1 12 mazgo dinaminio stabilumo tyrimas	22
3.1.2 26 mazgo dinaminio stabilumo tyrimas	25
3.1.3 36 mazgo dinaminio stabilumo tyrimas	29
3.2 Dažnio stabilumo tyrimas.....	32
4. EES modelio su papildoma vėjo jėgainių generaciją scenarijaus tyrimas.....	34
4.1 Dinaminio stabilumo tyrimas	35
4.1.1 12 mazgo dinaminio stabilumo tyrimas	36
4.1.2 26 mazgo dinaminio stabilumo tyrimas	39
4.1.3 36 mazgo dinaminio stabilumo tyrimas	42
4.2 Dažnio stabilumo tyrimas.....	45
5. EES su papildoma vėjo jėgainių generaciją ir SK scenarijaus tyrimas	49
5.1 Dinaminio stabilumo tyrimas	50
5.1.1 12 mazgo dinaminio stabilumo tyrimas	50
5.1.2 26 mazgo dinaminio stabilumo tyrimas	52
5.1.3 36 mazgo dinaminio stabilumo tyrimas	54
5.2 Dažnio stabilumo tyrimas.....	56
6. Tyrimo rezultatų apibendrinimas.....	59
Išvados	60
Šaltiniai.....	61

Lentelių sąrašas

1 lentelė. Simuliuojamos sistemos generatorių parametrai	18
2 lentelė. Simuliuojamos sistemos mazgų parametrai.....	18
3 lentelė. Simuliuojamos sistemos apkrovos mazgų parametrai	19
4 lentelė. Simuliuojamos sistemos linijų parametrai.....	19
5 lentelė. Simuliuojamos sistemos transformatorių parametrai	20
6 lentelė. Simuliuojamos sistemos 12 mazgo parametrai.....	22
7 lentelė. Simuliuojamos sistemos 26 mazgo parametrai.....	22
8 lentelė. Simuliuojamos sistemos 36 mazgo parametrai.....	22
9 lentelė. Dažnio stabilumo tyrimo metu atjungiamo generatoriaus parametrai.....	32
10 lentelė. Sistemos mazgų generatorių parametrai esant skirtingai vėjo jėgainių galiai	35
11 lentelė. Ribinio trumpojo jungimo laiko 12 mazge bandymų duomenys.....	38
12 lentelė. Ribinio trumpojo jungimo laiko 26 mazge bandymų duomenys.....	42
13 lentelė. Ribinio trumpojo jungimo laiko 36 mazge bandymų duomenys.....	45
14 lentelė. 38 mazgo generatoriaus parametrai	45
15 lentelė. Sinchroniniai kompensatorių parametrai	49
16 lentelė. Ribinio trumpojo jungimo laiko 12 mazge bandymų duomenys.....	52
17 lentelė. Ribinio trumpojo jungimo laiko 26 mazge bandymų duomenys.....	54
18 lentelė. Ribinio trumpojo jungimo laiko 36 mazge bandymų duomenys.....	56
19 lentelė. Dinaminio stabilumo tyrimo rezultatų duomenys	59
20 lentelė. Dažnio stabilumo tyrimo rezultatų duomenys	59

Paveikslų sąrašas

1 pav. Atsinaujinančių energijos šaltinių procentinė pilnos energijos generavimo dalis.....	10
2 pav. Dažnio atsakas į prarastą generaciją.....	11
3 pav. Dažnio gražinimo grafikas.....	12
4 pav. 110kV leistini įtampos nuokrypiai	13
5 pav. 330kV leistini įtampos nuokrypiai	13
6 pav. Dažnio kitimo priklausomybė nuo laiko esant skirtingam kinetinės energijos kiekiui generatorių besisukančioje masėje	14
7 pav. Sinchroninio kompensatoriaus IE ir IS priklausomybės grafikas.....	15
8 pav. Sinchroninio kompensatoriaus konstrukcinė schema.....	16
9 pav. Sumodeliuota 39 mazgų sistema.	21
10 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje.	23
11 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje.....	23
12 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko	23
13 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko	23
14 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje	24
15 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje.....	24
16 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko	25
17 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko	25
18 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje	26
19 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje.....	26
20 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko	26
21 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko	27
22 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje	27
23 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje.....	28
24 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko	28
25 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko	28
26 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje	29
27 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje.....	29
28 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko	29
29 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko	30
30 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje	30
31 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje.....	31
32 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko	31
33 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko	31
34 pav. Generatorių pilnutinės galios priklausomybė nuo laiko	32
35 pav. Elektros sistemos dažnio priklausomybė nuo laiko.....	32
36 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko pateikta skirtinguose sistemos mazguose.....	33
37 pav. Sumodeliuota 42 mazgų sistema..	34
38 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)	36
39 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)	36

40 pav. Sistemos dažnio priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW).....	36
41 pav. Sistemos dažnio priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW).....	37
42 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)	37
43 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)	37
44 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)	38
45 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)	38
46 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)	39
47 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)	39
48 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000 MW)	39
49 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000 MW)	40
50 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)	40
51 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)	41
52 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)	41
53 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)	41
54 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)	42
55 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)	42
56 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)	43
57 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)	43
58 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)	43
59 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)	44
60 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)	44
61 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)	44
62 pav. Generatorių pilnutinės galios priklausomybė nuo laiko	45
63 pav. Elektros sistemos dažnio priklausomybė nuo laiko.....	46
64 pav. Generatorių rotorių kampų priklausomybė nuo laiko.....	46
65 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko pateikta skirtinguose sistemos mazguose.....	46
66 pav. Generatorių pilnutinės galios priklausomybė nuo laiko	47
67 pav. Elektros sistemos dažnio priklausomybė nuo laiko.....	47
68 pav. Generatorių rotorių kampų priklausomybė nuo laiko.....	48
69 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko pateikta skirtinguose sistemos mazguose.....	48
70 pav. Simuliuota 45 mazgų sistema	49
71 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)	51
72 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)	51

73 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)	51
74 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000 MW)	52
75 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)	53
76 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)	53
77 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)	53
78 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)	54
79 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)	55
80 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)	55
81 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)	55
82 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)	56
83 pav. Generatorių pilnutinės galios priklausomybė nuo laiko	57
84 pav. Elektros sistemos dažnio priklausomybė nuo laiko	57
85 pav. Generatorių pilnutinės galios priklausomybė nuo laiko	58
86 pav. Elektros sistemos dažnio priklausomybė nuo laiko	58

Santrumpų ir terminų sąrašas

EES- Elektros energijos sistema;

TP- Transformatorinė pastotė;

OL- Oro linija;

RAA- Relinė apsauga ir automatika;

TSPĮ- Teleinformacijos surinkimo ir perdavimo įrenginys;

SK- Sinchroninis kompensatorius

Ivadas

Artėjant atsinaujinančių išteklių eros link, kai 100% visos elektros energijos yra pagaminama būtent iš šių energijos išteklių, elektros energijos sistemoje susiduriame su parametru palaikymo reikiamose ribose iššūkiais. Jie yra susiję su trumpojo jungimo galios ir inercijos trūkumu ir įtampos valdymu. Šioje magistriniame darbe apžvelgiamas sinchroninių kompensatorių pritaikymas, siekiant išspręsti šias problemas, kylančias elektros sistemoje. Paaškinamas sinchroninių kompensatorių veikimo principas, pateikiami jų pritaikymo pavyzdžiai.

Magistro baigiamojo darbo tikslas - ištirti sinchroninių kompensatorių veikimo principą ir įvertinti jų daromą įtaką sistemos parametram

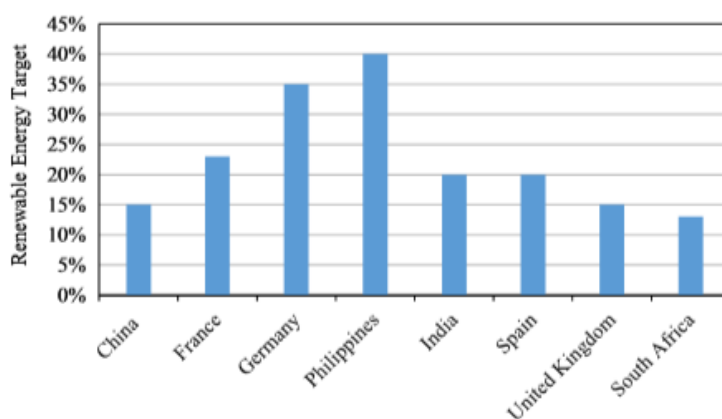
Darbo uždaviniai:

1. Naudojant PSSE programinės įrangos paketą sumodeliuoti 39, 42 ir 45 mazgų elektros energijos sistemų simuliacijas;
2. Pagal parengtus scenarijus atlikti elektros sistemos dinaminio stabilumo analizę, apskaičiuoti sistemos inercijos konstantą atitinkamais scenarijais;
3. Pagal parengtus scenarijus atlikti elektros sistemos dažnio stabilumo analizę, apskaičiuoti sistemos inercijos konstantą atitinkamais scenarijais.

1. Teorinė dalis

1.1 Elektros sistemų stabilumo problemos ir klasifikavimas

Pastaruoju metu iškastinio kuro elektrinių keliami oro teršalai, tokie kaip anglies dioksidas, azoto oksidas ir sieros dioksidas, kelia rimtų aplinkos problemų. Rūgštus lietus ir visuotinis atšilimas laikomi pagrindinėmis aplinkos taršos priežastimis. Jungtinėse Valstijose iškastinio kuro jėgainės kasmet išmeta apie 2,2 mlrd. Tonų anglies dioksido (CO₂). Šios problemos priverė vyriausybes ir kitas agentūras visame pasaulyje nustatyti tikslus, kaip padidinti atsinaujinančių energijos šaltinių naudojimą elektros energijai gaminti. Pavyzdžiui, Kinija užsibrėžė tikslą iki 2020 m. Iš atsinaujinančių energijos šaltinių pagaminti daugiau kaip 15% visos energijos naudojant 420 GW vandens, 50 GW saulės, 200 GW vėjo ir 30 GW biomasės [1].



1 pav. Atsinaujinančių energijos šaltinių procentinė pilnos energijos generavimo dalis [1,2]

Kaip parodyta 1 pav., Kelios šalys nustatė skirtingus ateities tikslus didinant elektros energijos gamybą iš atsinaujinančių šaltinių. Šie planai yra nepaprastai svarbūs siekiant išspręsti didžiulį pasaulio energijos poreikio augimą ir kartu sumažinti taršos kiekį. Tačiau didelė atsinaujinančių šaltinių skvarba gali sukelti kritinių dažnio ir įtampos stabilumo iššūkių.

Pirma, atsinaujinantys šaltiniai paprastai turi mažą inertinį atsaką arba jo nėra visai. Pvz., Kintamo greičio vėjo turbina paprastai prijungiamos galios elektroniniu keitikliu, kuris efektyviai atsiejia vėjo turbina inerciją nuo švelninančių sistemos pereinamųjų procesų.

Taip pat ir saulės elektrinės neprideda prie sistemos inercijos. Todėl pakeitus įprastus šaltinius atsinaujinančiais energijos šaltiniais, sumažės visos energijos sistemos inercija. Šį faktą patvirtina tyrimai, kad didėjantis atsinaujinančių energijos šaltinių skaičius Jungtinėje Karalystėje gali sumažinti inercijos konstantą iki 70% nuo 2013/14 iki 2033/34. Dėl šio inercijos sumažinimo energijos sistemos dažnio pokyčio greitis bus pakankamai didelis, kad galėtų suveikti ADN (automatinio dažnio nukrovimo automatika), net esant nedideliame nebalanso dydžiui.

Antra, padidėjus atsinaujinančių šaltinių bendrai įrengtajai galiai, sumažėja generavimo vienetų, užtikrinančių rezervinę galią pirminiam ir antriam rezervui, skaičius. Dėl šios priežasties dažnio nuokrypis bus padidintas, kas gali iššaukti net ir pilnos sistemos griūtį. Norėdami įveikti dažnio, įtampos

ir kitų parametų stabilumo iššūkius, kylančius dėl mažo inercijos ir rezervinės galios tiekiamos į sistemą kiekio, perdavimo sistemos operatoriai, kurie siekia implementuoti didesnę kiekį atsinaujinančių šaltinių turi naudoti naujus dažnio valdymo metodus, kad šie šaltiniai galėtų dalyvauti dažnio reguliavimo operacijose.

Pagrindinės problemos elektros energijos sistemoje, kalbant apie parametų stabilumą, gali būti klasifikuojamos į:

- Dažnio stabilumo problemas;
- Įtampos stabilumo problemas;
- Inercijos kiekio trūkumą.

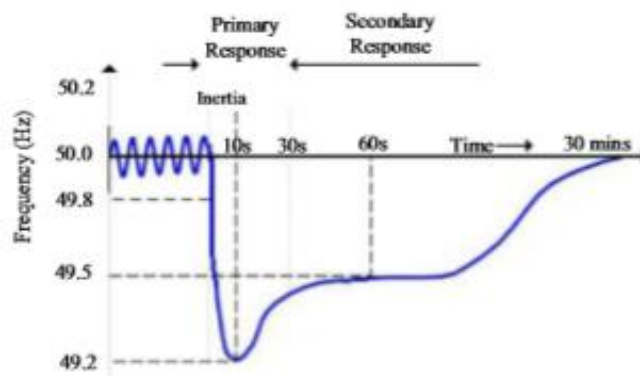
1.2 Elektros sistemų dažninės charakteristikos ir dažnio reguliavimas

Normalių operacijų metu sistemos dažnis yra artimas 50 arba 60 Hz, priklausomai nuo sistemos. Tačiau atsiradus trikdžiui, dėl kurio susidaro pusiausvyros tarp paklausos ir pasiūlos, sistemos dažnis pradeda mažėti, priklausomai nuo visos sistemos inercijos ir nesubalansuotos galios kiekio, kaip rodo svyravimo lygtis:

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2H_{sys}S_B} (P_m - P_e) \quad (1)$$

Čia: $\frac{df}{dt}$ dažnio kitimo greitis Hz/s; H_{sys} - bendra sistemos inercijos konstanta, s; S_B - generatoriaus nominali galia W; P_m - mechaninė galia W; P_e - elektrinė galia W, f_0 - sistemos dažnis Hz.

Bendras dažnio atsakas esant galių disbalansui sistemoje parodytas 2 pav.



2 pav. Dažnio atsakas į prarastą generaciją [1,2]

Prieš įjungiant valdiklį ir dėl inercijos atsako, sinchroninis generatorius išleidžia savo sukamojoje masėje sukauptą kinetinę energiją, kuri trunka ~ 10 s. Pirminis rezervas įjungiamas per 30 sekundžių, antrinis per 15 min, o tretinis per 12 valandų.

Kaip parodyta 2 pav. valdikliui reikia kelių minučių, kad sistemos dažnis būtų atstatytas iki nominalios vertės. Todėl turėtų būti numatyta rezervinė galia, padengianti energijos poreikį padidėjimą per šį laikotarpį.

Tiekiant papildomą generaciją sistemos dažnis turėtų stabilizuotis ir turėtų pasiekti leidžiamas vertes. Jeigu dažnis ir toliau krenta, yra mažinamas elektros energijos suvartojimas, automatinė dažnio nukrovimo automatika nukrauna vartojus, kas irgi teoriškai turi padėti išsilaikyti sistemai. Problemai nedingus ir augant, galutinis sprendimas yra padalinti elektrines ir apsaugoti generacijos šaltinius, išlaikomos savos reikmės ir tinklas yra grąžinamas po „black-out“ režimo, grąžinant generaciją ir suvartojimą žingsnis po žingsnio.

1.3 Reikalavimai dažnio ir įtampos kokybei

Žemiau pateikiami dabartiniai ir pagal ES komisijos 2017 m. rugpjūčio 2 d. reglamentą 2017/1485 išskirti elektros energijos sistemos parametrai apribojimais [4].

IPS/UPS sinchroninėje zonoje dažnis turi būti palaikomas:

1. Normalus dažnio lygis $50 \pm 0,05$ Hz;
2. Normalus leistinas dažnio lygis $50 \pm 0,2$ Hz;
3. Ribinis leistinas dažnio lygis $50 \pm 0,4$ Hz;

Pagal 2017 m. rugpjūčio 2 d. ES komisijos reglamento 2017/1485 III priedą numatomi tokie leidžiami dažnio nuokrypiai:

	Žemyninė Europa	Didžioji Britanija	Airija ir Šiaurės Airija	Šiaurės Europa
Standartinio dažnio diapazonas	± 50 mHz	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
Didžiausias momentinis dažnio nuokrypis	800 mHz	800 mHz	1 000 mHz	1 000 mHz
Didžiausias nusistovėjusio dažnio nuokrypis	200 mHz	500 mHz	500 mHz	500 mHz
Dažnio susigrąžinimo laikas	nenaudojamas	1 minutė	1 minutė	nenaudojamas
Dažnio atkūrimo diapazonas	nenaudojamas	± 500 mHz	± 500 mHz	nenaudojamas
Dažnio atkūrimo laikas	15 minučių	15 minučių	15 minučių	15 minučių
Dažnio atkūrimo diapazonas	nenaudojamas	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
Pavojaus būsenos suaktyvinimo laikas	5 minutės	10 minučių	10 minučių	5 minutės

3 pav. Dažnio grąžinimo grafikas [4]

Įtampa - šio tipo parametrai nuokrypiai atsiranda esant reaktyvinės galios pertekliui (įtampos lygis kyla) arba esant jos trūkumui (įtampos lygis krenta), netinkamas transformatorių apvijų grupės parinkimas ar pavaros gedimas (esant automatiniam režimui) taip pat gali sąlygoti šio parametro nestabilumą.

Dabartinis įtampos dydis ir jo leistini nuokrypiai Lietuvos elektros energijos sistemoje yra tokie:

1. 110kV elektros tinklo linijose 99-123kV;
2. 330kV elektros tinklo linijose 297-362kV;

Pagal 2017 m. rugpjūčio 2 d. ES komisijos reglamento 2017/1485 II priedą numatomi tokie leidžiami įtampos nuokrypiai:

Sinchroninė zona	Įtampos intervalas (santykiniais vienetais)
Žemyninės Europos	0,90–1,118
Šiaurės Europos	0,90–1,05
Didžiosios Britanijos	0,90–1,10
Airijos ir Šiaurės Airijos	0,90–1,118
Baltijos	0,90–1,118

4 pav. 110kV leistini įtampos nuokrypiai [4]

Sinchroninė zona	Įtampos intervalas (santykiniais vienetais)
Žemyninės Europos	0,90–1,05
Šiaurės Europos	0,90–1,05
Didžiosios Britanijos	0,90–1,05
Airijos ir Šiaurės Airijos	0,90–1,05
Baltijos	0,90–1,097

5 pav. 330kV leistini įtampos nuokrypiai [4]

1.4 Sistemos inercija, jos fizinė prasmė

Sistemos inercija - tai fizikinis dydis, kuris nusako elektros energijos sistemos savybę priešintis dažnio pokyčiam, kurią suteikia atskirų turbinų generatorių besisukančių masių kinetinė energija [5].

Individualios turbino inercijos konstantą galime paskaičiuoti pagal žemiau esančią formulę:

$$H = \frac{1J\omega_n^2}{2 S_n} \quad (2)$$

Čia: H -inercijos konstanta, s ; J - generatoriaus ir turbino inercijos momentas, $kg * m^2$; ω_n – rotoriaus kampinis greitis, rad/s; S_n – instaliuota generatoriaus galia, VA.

Inercijos konstanta yra matuojama sekundėmis ir gali būti interpretuojama kaip laikas, reikalingas energijai, sukauptai generatorių besisukančioje masėje, užmaitinti apkrovą lygia generatoriaus instaliuotai galiai [6].

Individualių turbinų inercijos konstantas gali būti naudojamas apskaičiuoti bendrą elektros energijos sistemos inerciją:

$$H_{sys} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{ni} H_i}{S_{n,sys}} \quad (3)$$

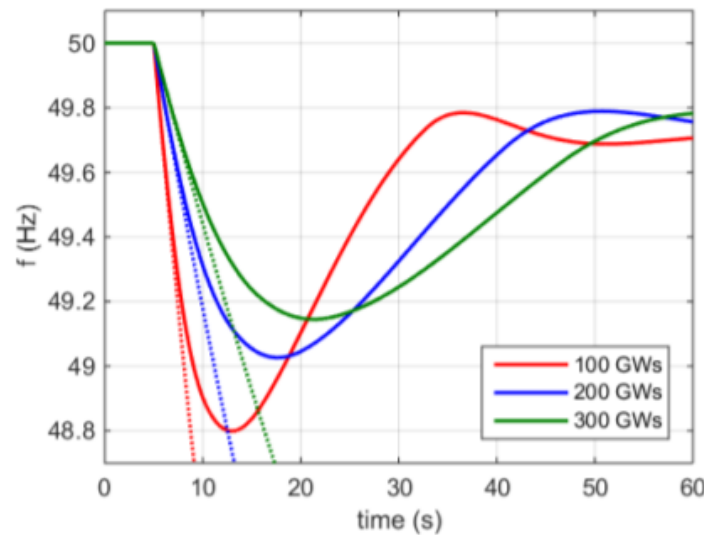
Čia: H_{sys} -sistemos inercijos konstanta, s ; $S_{n,sys} = \sum_{i=1}^n S_{ni}$, S_{ni} - instaliuota generatoriaus galia, VA; H – inercijos konstanta, s.

Siekiant supaprastinti skaičiavimus, dažnai pasirenkama išreikšti ne inercijos konstantą, o skaičiuoti kinetinę energiją, sukauptą besisukančioje generatoriaus masėje, kurią galime apskaičiuoti pagal žemiau pateiktą formulę:

$$E_{k,sys} = S_{n,sys} H_{sys} = \sum_{i=1}^n S_{ni} H_i \quad (4)$$

Čia: $E_{k,sys}$ - kinetinė energija sukaupta generatoriaus besisukančioje masėje, MWs.

3pav. pavaizduota kokią įtaką dažnio kitimui daro skirtingas kiekis kinetinės energijos, dingus generacijai elektros energijos sistemoje. Punktyrinės linijos vaizduoja dažnio kitimo eigą, kai sistemoje nėra pirminio rezervo, ištisinės linijos, kai yra pirminis rezervas.



6 pav. Dažnio kitimo priklausomybė nuo laiko esant skirtingam kinetinės energijos kiekiui generatorių besisukančioje masėje [5]

Pateiktoje charakteristikoje galime matyti, kad dingus energijos generacijai, sistemoje matomas staigus dažnio mažėjimas. Didesnės kinetinės energijos (inercijos) kiekis sąlygoja mažesnę ir lėtesnę dažnio nuokrypį.

Pagrindiniai sprendimai siekiant padidinti sistemos inerciją yra [7,8]:

1. Inercijos emuliacija;
2. Papildomų generatorių įrengimas;
3. HVDC jungčių integracija;
4. Sinchroninių kompensatorių integracija į elektros tinklą.

Kaip ir anksčiau buvo minėta, atsinaujinantys energijos šaltiniai - vėjo elektrinės, saulės elektrinės daro itin mažą įtaką sistemos inercijos didinimui, kas padaro elektros energijos sistemą jautresnę trikdžiam. To priežastis - tai, jog šios elektrinės nedirba sinchroniškai su pagrindine elektros energijos sistema ir yra prijungtos per lygtuvus.

Šiai problemai išspręsti vienas iš siūlomų metodų yra inercijos emuliacija. Šiuo metodu prie atsinaujinančio elektros energijos šaltinio yra prijungiamas elektroninis valdiklis. Šis valdiklis matuoja dažnio pokyčio greitį elektros energijos sistemoje ir kaip įprastame sinchroniniame generatoriuje

natūraliai leidžia duoti inercinį atsaką atsiradus trikdžiui, išlaisvindamas vėjo jėgainės sparnuotėje sukauptą energiją [9].

Inercijos emuliacija yra alternatyvus sprendimas sistemos parametrų stabilumui pasiekti, tačiau labiau paplitusi strategija, norint išlaikyti sistemos parametrų balansą, yra sinchroninių kompensatorių integracija ir eksploatacija.

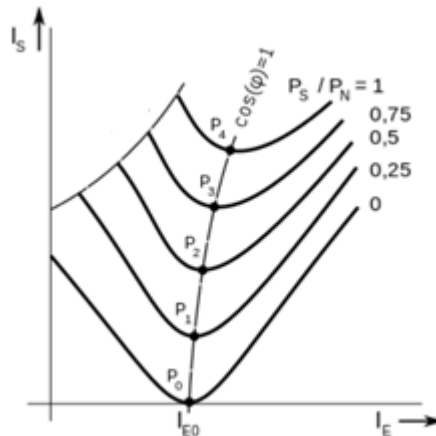
1.4 Sinchroniniai kompensatoriai ir jų charakteristikos

Sinchroniniai kompensatoriai - tai elektriniai įrenginiai, konvertuojantys elektros energiją į mechaninę energiją. Ši elektros mašina neturi apkrovos, o konvertuota energija normaliu darbo režimu yra prarandama per trintį ir per konversijos nuostolius.

Sinchroniniai kompensatoriai atlieka šias funkcijas [10]:

1. Reaktyviosios galios suvartojimas/tiekimas į tinklą, kas padeda valdyti sistemos mazgų įtampas;
2. Papildomos inercijos integravimas elektros energijos sistemoje, kas užtikrina dažnio stabilumą esant trikdžiam;
3. Trumpojo jungimo srovių padidinimas.

Sinchroniniai kompensatoriai savo veikimu primena sinchroninius generatorius, tačiau jie neturi apkrovos 7 pav [11].



7 pav. Sinchroninio kompensatoriaus I_E ir I_S priklausomybės grafikas [12]

Kai sinchroninio kompensatoriaus žadinimo srovė I_E yra lygi vertei I_{E0} statoriaus srovė yra I_S teoriškai lygi 0, generatoriaus įtampa V_G ir statoriaus įtampa V_S yra lygios. Tokiu režimu įrenginys nedaro įtakos sistemos įtampai.

Didinant kompensatoriaus žadinimo srovę I_E aukščiau vertės I_{E0} , statoriaus srovė I_S auga, nes generatoriaus įtampa V_G tampa didesnė nei statoriaus įtampa V_S , susidaro įtampų skirtumas ΔV_1 . Statoriaus srovė I_S yra reaktyvi ir sinchroninis kompensatorius dirba kondensatoriaus režimu, įtampa elektros energijos tinkle auga.

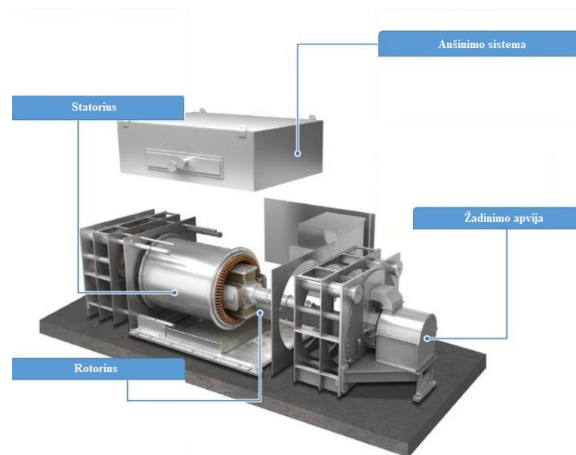
Mažinant kompensatoriaus žadinimo srovę I_E žemiau vertės I_{E0} , statoriaus srovė I_S auga, nes statoriaus įtampa V_S tampa didesnė nei generatoriaus įtampa V_G , susidaro įtampų skirtumas ΔV_2 . Statoriaus srovė

I_s yra reaktyvi ir sinchroninis kompensatorius dirba induktyviniu režimu, įtampa elektros energijos tinkle mažėja.

Sinchroniniai kompensatoriai pagal savo konstrukciją yra skirstomi į [13]:

1. Ryškia polių sinchroninius kompensatorius;
2. Neryškia polių sinchroninius kompensatorius.

Sinchroninių kompensatorių konstrukcinė schema atvaizduota žemiau esančiame 8 pav.



8 pav. Sinchroninio kompensatoriaus konstrukcinė schema [14]

Verta pabrėžti, jog sinchroninių kompensatorių režimu gali dirbti ir hidroakumuliacinių elektrinių agregatai. Sinchroninio kompensatoriaus režimu metu turbina sukasi ore, generuojama reaktyvioji galia yra nustatoma dispečerio. Šiuo režimu prarandama energija, dėl turbinos trinties su oru ir dėl oro nupūtimo sistemos, kuri palaiko pastovų 80 barų slėgį, jog vandens lygis nepasiektų turbinos [15].

Sinchroninių kompensatorių tipinė instaliuota galia siekia nuo 20 iki 200 MVA_r. Sinchroninių kompensatorių tipinė inercija (kinetinė energija) siekia nuo 100-460 MWs.

Praktinis sinchroninių kompensatorių pritaikymas yra matomas įvairių šalių elektros energijos tinkluose:

1. Bjæverskov, Fraugde ir Herslev transformatorinės pastotės, Danija 2013 m. Dėl plačios vėjo integracijos šalyje minėtose pastotėse buvo integruoti sinchroniniais kompensatoriai, Bjæverskov įrenginio instaliuota reaktyvioji galia siekia 250 MVA_r Fraugde ir Herslev transformatorinėse pastotėse instaliuota įrenginių reaktyvioji galia siekia +150/-75 MVA_r [16, 17];
2. Granite transformatorinė pastotė, JAV. Šiaurės vakarų Vermonto elektros sistemos patikimumo projektui reikalingi tyrimai parodė, kad reikalingas papildomas reaktyviosios galios valdymas sistemoje. Šiam projektui įgyvendinti minėtoje pastotėje buvo integruoti 4 vnt. Sinchroninių kompensatorių, kurių instaliuota galia siekė +25/-12.5 MVA_r ir 4 vnt. Šuntinių reaktorių, kurių instaliuota galia siekė 25 MVA_r [18, 19];
3. Blackwater transformatorinė pastotė, JAV. Dėl 362 kV perdavimo linijos tarp Meksikos ir Teksaso, ir šiame linijų ruože integruotų vėjo elektrinių kiekio, susiduriama su įtampos valdymo ir trumpo jungimo srovių problemomis. Integruojami sinchroniniai kompensatoriai Blackwater

transformatorinėje pastotėje, kurie užtikrina 959 MVA trumpojo jungimo galią ir užtikrina selektyvų RAA apsaugų veikimą ir tinkamą HVDC jungties eksploataciją [20];

4. Condrongianos transformatorinė pastotė, Italija 2014 m. Dėl saugesnės ir patikimesnės Sardinijos HVDC jungties eksploatacijos ir didelės atsinaujinančių išteklių skvarbos šalyje, minėtoje pastotėje integruoti sinchroniniai kompensatoriai. Pastotėje integruoti 2 vienetai sinchroninių kompensatorių, kurių galia siekia 250 MVA_r [21, 22];
5. Jeju salos transformatorinė pastotė, Korėja. Dėl įtampų valdymo, selektyvaus RAA apsaugų poveikio ir stabilios HVDC jungties valdymo, minėtoje pastotėje integruojami 2 vnt. Sinchroniniai kompensatoriai, kurių įrengtoji galia siekia +50/-25 MVA_r [23, 24].

2. Tiriamąjį objekto, matematinio modelio apžvalga

Tiriamasis darbas atliekamas pasitelkiant Siemens PSSE programinės įrangos paketo 33 versiją. Naudojant šią programą simuliuojamas standartinis 39 mazgų sistemos modelis. Modelį sudaro 10 generatorių, 18 apkrovos mazgų.

Simuliacijos pagalba atliekami šie scenarijai:

1. EES pagrindinis scenarijus
2. Generacijos pakeitimas į vėjo jėgaines
3. Sinchroninių kompensatorių prijungimas esant didesnei atsinaujinančių šaltinių generacijai

Kiekvienam iš šių scenarijų yra atliekami šie tyrimai:

- Dinaminio stabilumo tyrimas- nustatoma ribinė trumpo jungimo trukmė skirtinguose sistemos mazguose.
- Dažnio stabilumo tyrimas- Atjungiamas didžiausias generatorius. Nustatomas poveikis dažnio stabilumui

Šiame darbe pristatomas EES pagrindinio scenarijaus dinaminio stabilumo tyrimas. Kiti baigiamojo darbo numatomi darbai bus atliekami kito pusmečio eigoje.

Visų sistemos elementų parametrai apsteikiami žemiau esančiose lentelėse.

1 lentelė. Simuliuojamos sistemos generatorių parametrai

Mazgo numeris	Aktyviosios galios generacija P_G , MW	Reaktyviosios galios generacija Q_G , MVAr	Pilnutinė galia, S_N , MVA
30	250	262.9366	1114
31	532.1658	12.0369	712
32	650	207.7877	785
33	632	157.9442	698
34	508	43.8887	535
35	650	210.6578	750
36	560	263.6949	628
37	540	66.4797	617
38	830	106.4481	916
39	1110.411	239.8912	2140

2 lentelė. Simuliuojamos sistemos mazgų parametrai

Mazgo numeris	Nominali įtampa U_N , kV	Mazgo tipas	Įtampa, s.v
1	345	1	-
2	345	1	-
3	345	1	-
4	345	1	-
5	345	1	-
6	345	1	-
7	345	1	-
8	345	1	-
9	345	1	-
10	345	1	-
11	345	1	-
12	345	1	-

13	345	1	-
14	345	1	-
15	345	1	-
16	345	1	-
17	345	1	-
18	345	1	-
19	345	1	-
20	345	1	-
21	345	1	-
22	345	1	-
23	345	1	-
24	345	1	-
25	345	1	-
26	345	1	-
27	345	1	-
28	345	1	-
29	345	1	-
30	22	2	1.0499
31	22	2	0.982
32	22	2	0.9841
33	22	2	0.9972
34	22	2	1
35	22	2	1.0494
36	22	2	1.04
37	22	2	1.0275
38	22	2	1.0265
39	345	3	1.03

3 lentelė. Simuliuojamos sistemos apkrovos mazgų parametrai

Mazgo numeris	Aktyviosios galios apkrova P_{ap} , MW	Reaktyviosios galios apkrova Q_{ap} , MVar
3	322	2.4
4	500	184
7	233.8	84
8	522	176
12	120	40
15	320	153
16	329	32.3
18	158	30
20	628	103
21	274	115
23	247.5	84.6
24	308.6	-92
25	224	47.2
26	139	17
27	281	75.5
28	206	27.6
29	283.5	26.9
31	9.2	4.6
39	1104	250

4 lentelė. Simuliuojamos sistemos linijų parametrai

Mazgų numeriai	Aktyvioji varža R, s.v	Reaktyvioji varža X, s.v	Įmagnetinimo srovė B, s.v	Pralaidumas, MVA
1-2	0.0035	0.0411	0.6987	900
1-39	0.001	0.025	0.75	1500
2-3	0.0013	0.0151	0.2572	750
2-25	0.007	0.0086	0.146	750
3-4	0.0013	0.0213	0.2214	750

3-18	0.0011	0.0133	0.2138	750
4-5	0.0008	0.0128	0.1342	900
4-14	0.0008	0.0129	0.1382	750
5-6	0.0002	0.0026	0.0434	1800
5-8	0.0008	0.0112	0.1476	1350
6-7	0.0006	0.0092	0.113	1350
6-11	0.0007	0.0082	0.1389	720
7-8	0.0004	0.0046	0.078	1350
8-9	0.0023	0.0363	0.3804	1350
9-39	0.001	0.025	1.2	1350
10-11	0.0004	0.0043	0.0729	900
10-13	0.0004	0.0043	0.0729	900
13-14	0.0009	0.0101	0.1723	900
14-15	0.0018	0.0217	0.366	900
15-16	0.0009	0.0094	0.171	900
16-17	0.0007	0.0089	0.1342	900
16-19	0.0016	0.0195	0.304	900
16-21	0.0008	0.0135	0.2548	900
16-24	0.0003	0.0059	0.068	900
17-18	0.0007	0.0082	0.1319	900
17-27	0.0013	0.0173	0.3216	900
21-22	0.0008	0.014	0.2565	1350
22-23	0.0006	0.0096	0.1846	900
23-24	0.0022	0.035	0.361	900
25-26	0.0032	0.0323	0.513	900
26-27	0.0014	0.0147	0.2396	900
26-28	0.0043	0.0474	0.7802	900
26-29	0.0057	0.0625	1.029	900
28-29	0.0014	0.0151	0.249	900

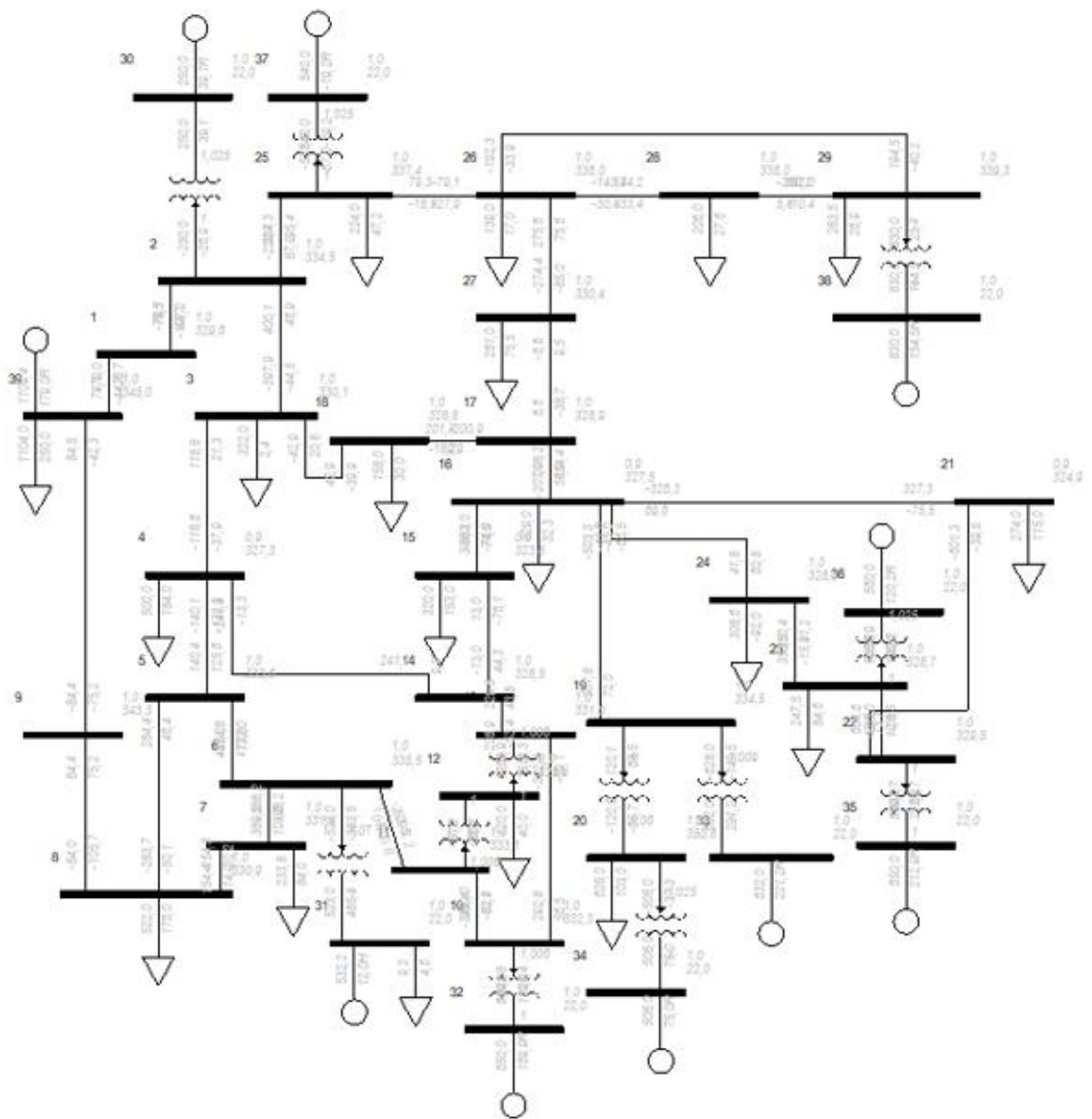
5 lentelė. Simuliuojamos sistemos transformatorių parametrai

Mazgų numeriai	Aktyvioji varža R, s.v	Reaktyvioji varža X, s.v	Įmagnetinimo srovė B, s.v	Pralaidumas, MVA
1-2	0.0035	0.0411	0.6987	900
1-39	0.001	0.025	0.75	1500
2-3	0.0013	0.0151	0.2572	750
2-25	0.007	0.0086	0.146	750
3-4	0.0013	0.0213	0.2214	750
3-18	0.0011	0.0133	0.2138	750
4-5	0.0008	0.0128	0.1342	900
4-14	0.0008	0.0129	0.1382	750
5-6	0.0002	0.0026	0.0434	1800
5-8	0.0008	0.0112	0.1476	1350
6-7	0.0006	0.0092	0.113	1350
6-11	0.0007	0.0082	0.1389	720
7-8	0.0004	0.0046	0.078	1350
8-9	0.0023	0.0363	0.3804	1350
9-39	0.001	0.025	1.2	1350

Pagal nustatytus parametrus apskaičiuojama sistemos inercijos konstantos vertė:

$$H_{sys} = \frac{24016}{8895} = 2.7 \text{ s} \quad (5)$$

Sumodeliuota sistema pateikiama žemiau esančiame paveikslėlyje. Taip pat pavaizduotas įtampos, aktyviosios ir reaktyviosios galios srautų ir apkrovos pasiskirstymas.



9 pav. Sumodeliuota 39 mazgų sistema.

3. EES pagrindinio scenarijaus tyrimas

EES pagrindinio scenarijaus atveju yra atliekami šie tyrimai:

- Dinaminio stabilumo tyrimas- nustatoma ribinė trumpo jungimo trukmė skirtinguose sistemos mazguose.
- Dažnio stabilumo tyrimas- Atjungiamas didžiausias generatorius. Nustatomas poveikis dažnio stabilumui.

3.1 Dinaminio stabilumo tyrimas

EES pagrindinio modelio dinaminio stabilumo tyrimui atlikti simuliuojamas 3 fazių trumpas jungimas skirtinguose sistemos mazguose. Pasirinkti mazgai ir šių mazgų įrenginių parametrai pateikiami žemiau esančiose lentelėse. Trumpieji jungimai šiuose mazguose bus atliekami ir kitais scenarijais, bus sulyginamas atitinkamų parametrų pasikeitimas esant skirtingoms sistemos topologijos konfigūracijomis

6 lentelė. Simuliuojamos sistemos 12 mazgo parametrai

Mazgo numeris	Aktyviosios galios apkrova P_{ap} , MW	Reaktyviosios galios apkrova Q_{ap} , MVar	Nominali įtampa U_N , kV	Mazgo tipas	Įtampa, s.v
12	120	40	345	1	-

7 lentelė. Simuliuojamos sistemos 26 mazgo parametrai

Mazgo numeris	Aktyviosios galios apkrova P_{ap} , MW	Reaktyviosios galios apkrova Q_{ap} , MVar	Nominali įtampa U_N , kV	Mazgo tipas	Įtampa, s.v
26	139	17	345	1	-

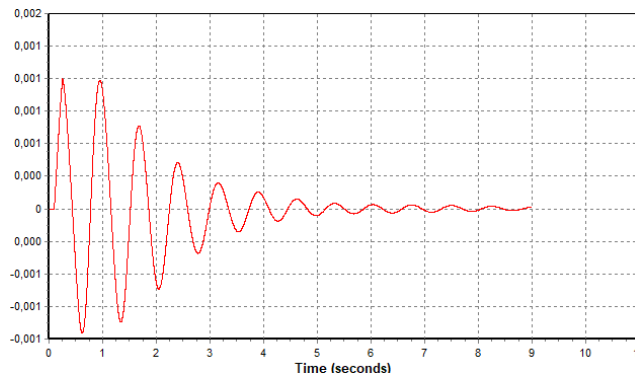
8 lentelė. Simuliuojamos sistemos 36 mazgo parametrai

Mazgo numeris	Aktyviosios galios generacija P_G , MW	Reaktyviosios galios generacija Q_G , MVar	Pilnutinė galia, S_N , MVA	Mazgo tipas	Įtampa, s.v	Nominali įtampa U_N , kV
36	560	263.6949	628	2	1.04	20

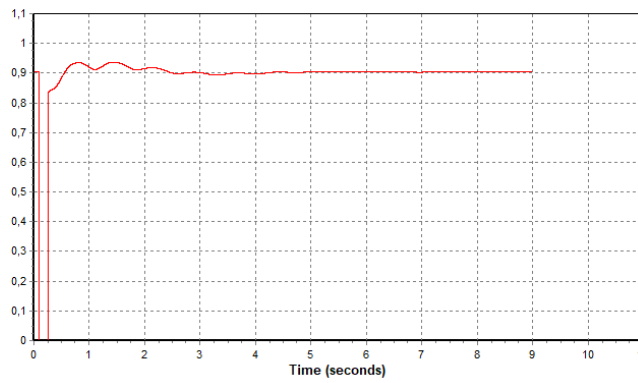
Kiekviename iš šių mazgų simuliuojamas trumpasis jungimas su kintančia trukmę siekiant nustatyti ribinę trumpojo jungimo trukmę šiam mazgui. Pradinis nustatomas trumpojo jungimo laikas 0.15 sekundė ir bus didinamas po 0.1 sekundės tol kol bus pasiekta ribinė vertė. Žemiau pateikiami bandymų grafikai, aprašymai ir rezultatai.

3.1.1 12 mazgo dinaminio stabilumo tyrimas

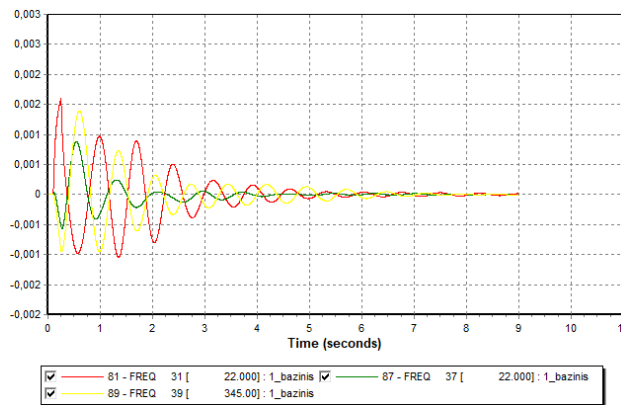
12 mazge trumpas jungimas vyksta 0.15 sekundės nuo 0.1 sekundės iki 0.25 sekundės, bendras simuliacijos laikas- 9 sekundės. Simuliacijos eigoje tiriama dažnio ir įtampos nuokrypiai, generatorių kampo pokytis esant trumpajam jungimui. Žemiau pateikiami grafikai nurodantys šių parametrų pasikeitimus simuliacijos eigoje.



10 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje



11 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje



12 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko



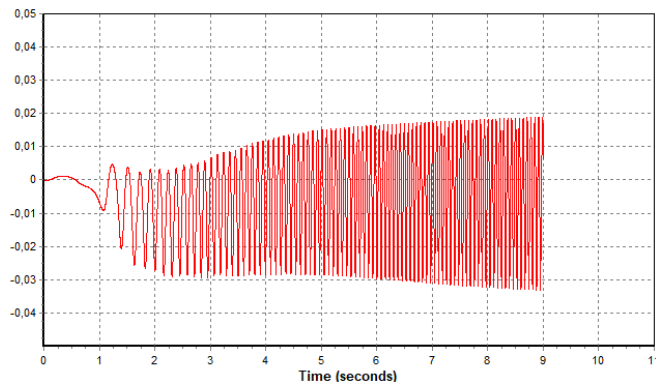
13 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko

Pagal gautus sistemos mazgų duomenų grafikus galime matyti, kaip sistemos parametrai atsistato po trumpojo jungimo. 11 pav. matomas staigus įtampos kritimas 12 mazge trumpojo jungimo momentu ir santykiniais vienetais pasiekia 0 vertę, o jį nutraukus staigiais sugrįžta į pradinę vertę.

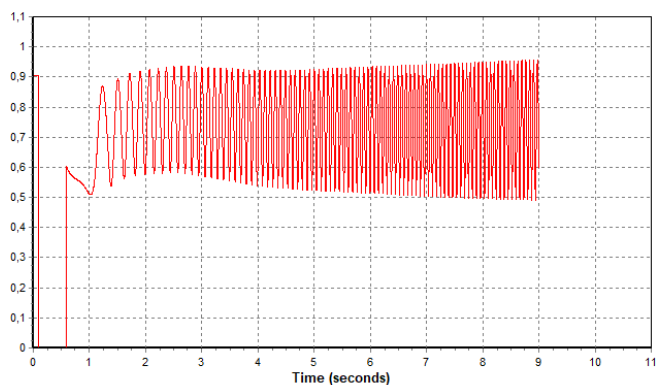
Taip pat nurodytame dažnio priklausomybių nuo laiko grafikuose 10 pav., 12 pav. matome, kad trumpojo jungimo metu matome staigų dažnio svyravimą iki 9 sekundės. Maksimalus dažnio nuokrypis šių svyravimų metu yra lygus 0.001 s.v ir šį dydį konvertuojant į Hz gauname maksimalią dažnio nuokrypio vertę, kuri yra lygi 0,05 Hz.

Rotoriaus kampo nuo laiko priklausomybės grafike 13 pav. galime matyti, kad trumpas jungimas iššaukia skirtingus rotoriaus kampo pokyčius kiekvienam generatoriui. Pastebima tendencija, kad nuo trumpojo jungimo rotoriaus kampas išauga 31 generatoriuje esančiame arčiau trumpojo jungimo vietos ir krenta 37 ir 39 generatoriuose rotoriaus kampo vertė krenta. Iki 4 simuliacijos sekundės šio vertės svyruoja ir galiausiai nusistovi ties pradine verte. Galima teigti, jog ši trumpojo jungimo trukmė nėra pakankama, kad sukeltų sistemos griūtį.

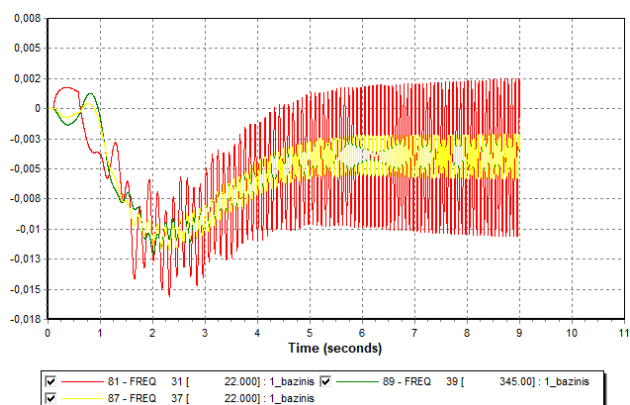
Nustatyta ribinė trumpojo jungimo vertė 12 mazge yra 0.48 sekundės nuo 0.1 sekundės iki 0.58 sekundės, bendras simuliacijos laikas- 9 sekundės. Simuliacijos eigoje tiriami dažnio ir įtampos nuokrypiai, generatorių kampo pokytis esant trumpajam jungimui. Žemiau pateikiami grafikai nurodantys šių parametrų pasikeitimus simuliacijos eigoje.



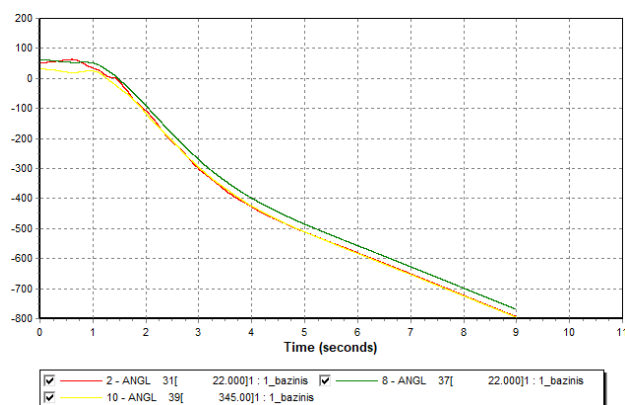
14 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje



15 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje



16 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko



17 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko

Pagal gautus sistemos mazgų duomenų grafikus galime matyti, kaip sistemos parametrai tampa nestabilūs po trumpojo jungimo. 14 pav. matomas lėtas dažnio kritimas pirmąją simuliacijos sekundę, po kurio seka dažnio švytavimai kurie išbalansuoja sistemą ir seka iki pat simuliacijos pabaigos. Šis parametų kitimas išlieka panašus ir kituose sistemos mazguose 16 pav.

Panaši tendencija pastebima ir 15 pav. Įtampos kritimas 12 mazge trumpojo jungimo momentu santykiniais vienetais pasiekia 0 vertę, o ją nutraukus staigiais pradeda kilti. Po šio kilimo pastebimi staigus įtampos svyravimai

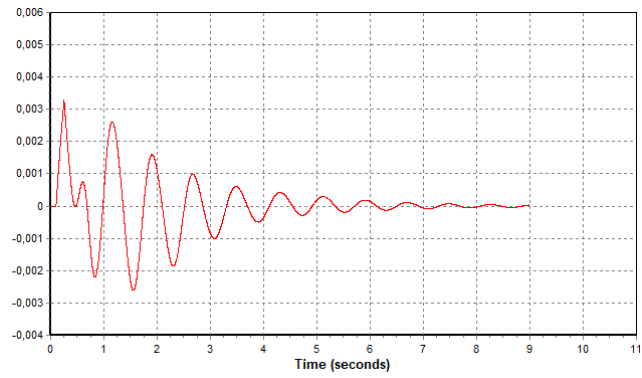
Rotoriaus kampo nuo laiko priklausomybės grafike 17 pav. galime matyti, kad trumpas jungimas iššaukia rotoriaus kampo žemėjimą. Pirmąją simuliacijos sekundę skirtingų generatorių rotorių kampai išlieka stabilūs, tačiau nutraukus trumpąjį jungimą pastebimas staigus jų kritimas, kuris tęsiasi iki simuliacijos pabaigos.

Pagal gautus parametų grafikus galima teigti, jog 0.48 trumpojo jungimo laikas iššaukia nevaldomą parametų kitimą, kurio realybėje elektros energijos sistema negalėtų atlaikyti. Toliau atliekami skaičiavimai 26 sistemos mazge.

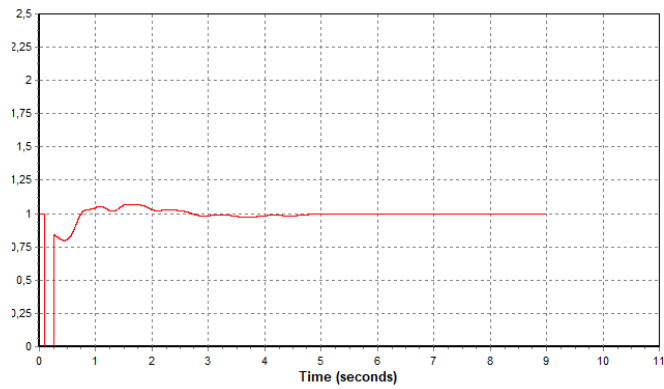
3.1.2 26 mazgo dinaminio stabilumo tyrimas

26 mazge trumpas jungimas vyksta 0.15 sekundės nuo 0.1 sekundės iki 0.25 sekundės, bendras simuliacijos laikas- 9 sekundės. Simuliacijos eigoje tiriami dažnio ir įtampos nuokrypiai, generatorių

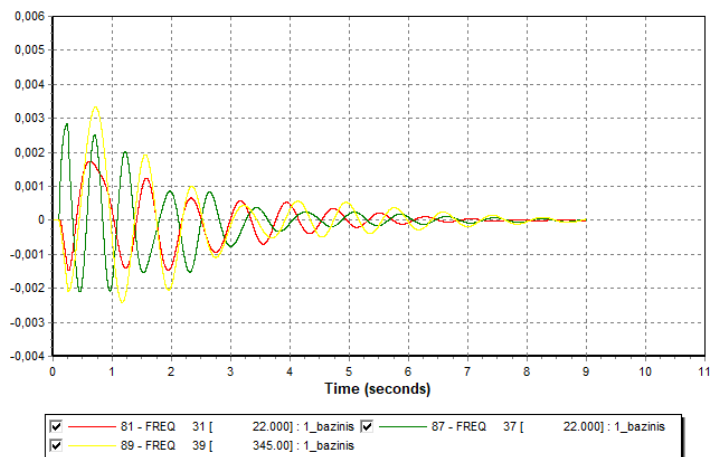
kampo pokytis esant trumpajam jungimui. Žemiau pateikiami grafikai nurodantys šių parametru pasikeitimus simuliacijos eigoje.



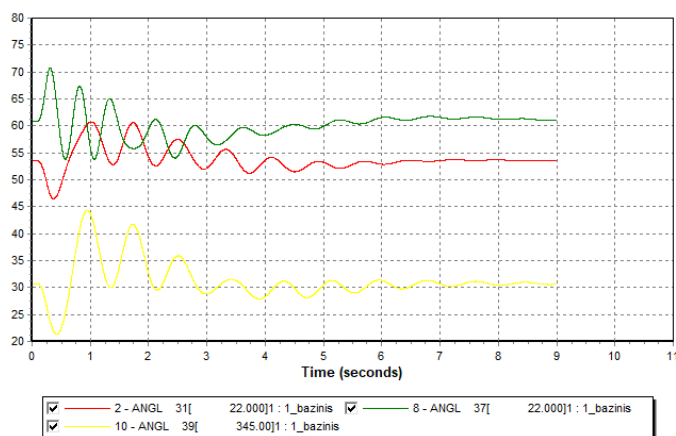
18 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje



19 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje



20 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko



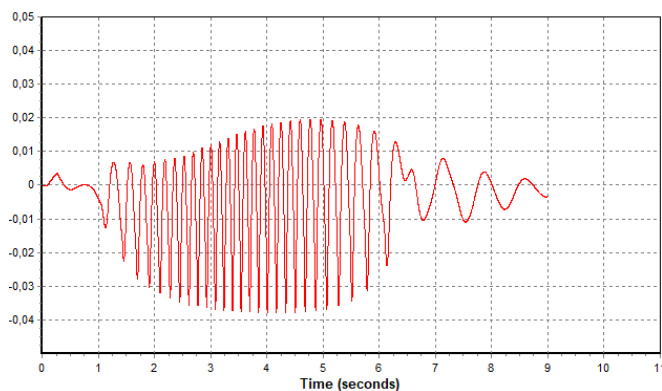
21 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko

Pagal gautus sistemos mazgų duomenų grafikus galime matyti, kaip sistemos parametrai atsistato po trumpojo jungimo. 19 pav. matomas staigus įtampos kritimas 26 mazge trumpojo jungimo momentu ir santykiniais vienetais pasiekia 0 vertę, o jį nutraukus staigiais sugrįžta į pradinę vertę.

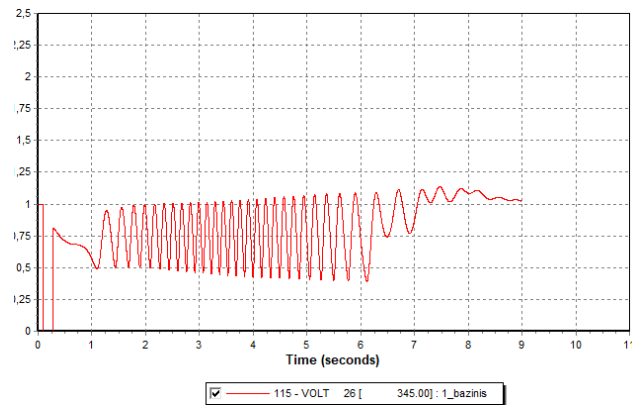
Taip pat nurodytame dažnio priklausomybių nuo laiko grafikuose 18 pav. ir 20 pav. matome, kad trumpojo jungimo metu matome staigų dažnio svyravimą iki 9 sekundės. Maksimalus dažnio nuokrypis šių svyravimų metu yra lygus 0.003 s.v ir šį dydį konvertuojant į Hz gauname maksimalią dažnio nuokrypio vertę, kuri yra lygi 0,15 Hz.

Rotoriaus kampo nuo laiko priklausomybės grafike 21 pav. galime matyti, kad trumpas jungimas iššaukia skirtingus rotoriaus kampo pokyčius kiekvienam generatoriui. Matomi 31, 37 ir 9 generatorių rotorijų kampų svyravimai, kurie prasideda nuo trumpojo jungimo pradžios ir nusistovi 6 simuliacijos sekundę. Galima teigti, jog ši trumpojo jungimo trukmė nėra pakankama, kad sukeltu sistemos griūtį.

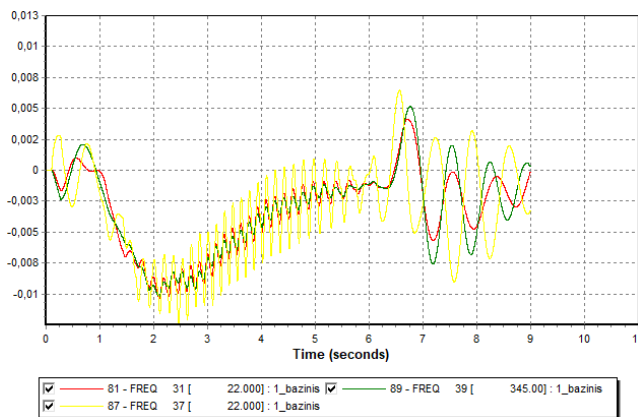
Nustatyta ribinė trumpojo jungimo vertė 26 mazge yra 0.17 sekundės nuo 0.1 sekundės iki 0.27 sekundės, bendras simuliacijos laikas- 9 sekundės. Simuliacijos eigoje tiriami dažnio ir įtampos nuokrypiai, generatorių kampo pokytis esant trumpajam jungimui. Žemiau pateikiami grafikai nurodantys šių parametų pasikeitimus simuliacijos eigoje.



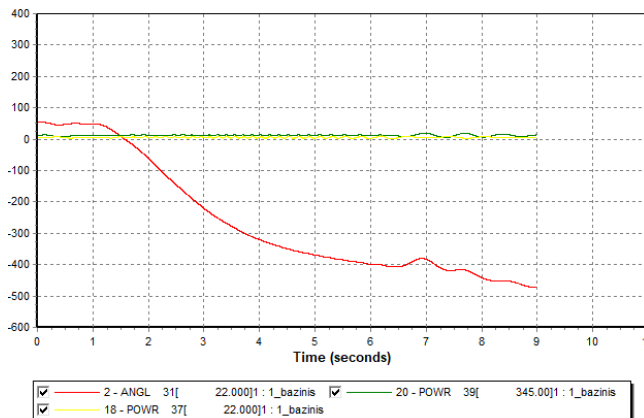
22 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpojo jungimo vietoje



23 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje



24 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko



25 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko

Pagal gautus sistemos mazgų duomenų grafikus galime matyti, kaip sistemos parametrai tampa nestabilūs po trumpojo jungimo. 22 pav. matomas lėtas dažnio kritimas pirmąją simuliacijos sekundę, po kurio seka dažnio švytavimai kurie išbalansuoja sistemą ir seka iki pat simuliacijos pabaigos. Šis parametru kitimas išlieka panašus ir kituose sistemos mazguose 24 pav.

Panaši tendencija pastebima ir 23 pav. Įtampos kritimas 12 mazge trumpojo jungimo momentu santykiniais vienetais pasiekia 0 vertę, o ją nutraukus staigiai pradeda kilti. Po šio kilimo pastebimi staigus įtampos svyravimai, kurie seka iki simuliacijos pabaigos.

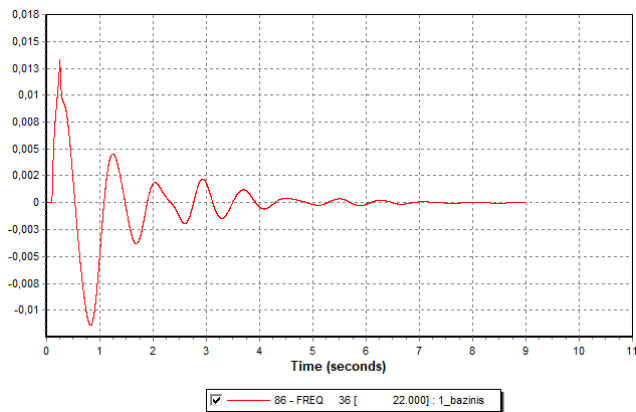
Rotoriaus kampo nuo laiko priklausomybės grafike 25 pav. galime matyti, kad trumpas jungimas iššaukia rotoriaus kampo žemėjimą 31 mazgo generatoriuje. Tačiau 37 ir 39 generatoriaus rotoriaus

kampai išlieka stabilūs, tai gali būti paaškinama, jog matematinis modelis dėl nestabilios sistemos būsenos nėra pajėgus apskaičiuoti jų kitimo grafiko ir šių rezultatų galima nepaisyti.

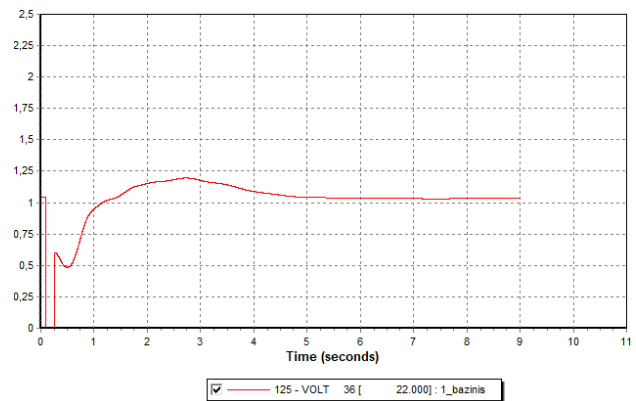
Pagal gautus parametrų grafikus galima teigti, jog 0.17 trumpojo jungimo laikas iššaukia nevaldomą parametrų kitimą, kurio realybėje elektros energijos sistema negalėtų atlaikyti. Toliau atliekami skaičiavimai 36 sistemos mazge.

3.1.3 36 mazgo dinaminio stabilumo tyrimas

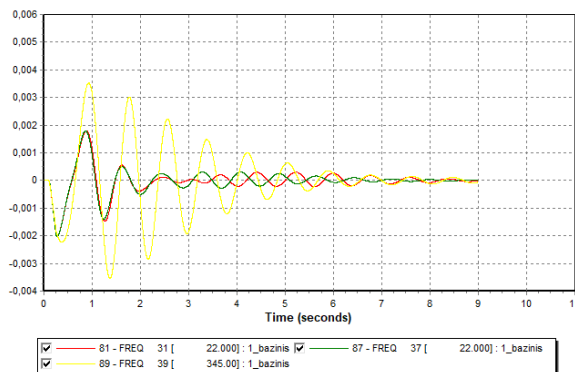
36 mazge trumpas jungimas vyksta 0.15 sekundės nuo 0.1 sekundės iki 0.25 sekundės, bendras simuliacijos laikas- 9 sekundės. Simuliacijos eigoje tiriami dažnio ir įtampos nuokrypiai, generatorių kampo pokytis esant trumpajam jungimui. Žemiau pateikiami grafikai nurodantys šių parametrų pasikeitimus simuliacijos eigoje.



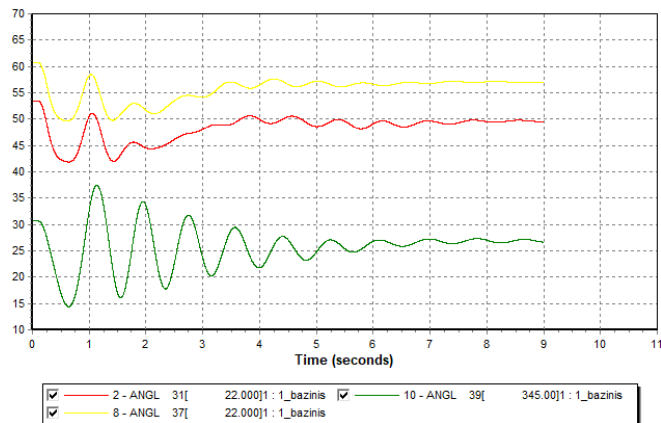
26 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje



27 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje



28 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko



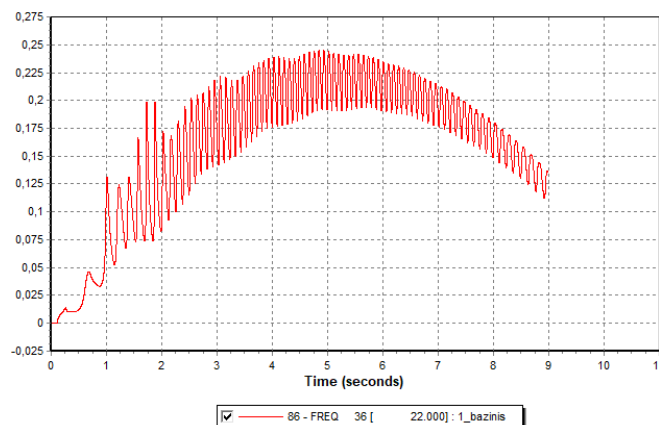
29 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko

Pagal gautus sistemos mazgų duomenų grafikus galime matyti, kaip sistemos parametrai atsistato po trumpojo jungimo. 27 pav. matomas staigus įtampos kritimas 36 mazge trumpojo jungimo momentu ir santykiniais vienetais pasiekia 0 vertę, o jį nutraukus staigiais sugrįžta į pradinę vertę.

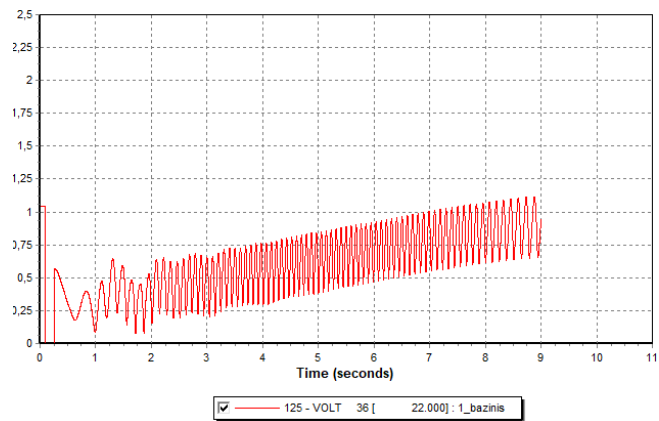
Taip pat nurodytame dažnio priklausomybių nuo laiko grafikuose 26 pav., 28 pav. matome, kad trumpojo jungimo metu matome staigų dažnio svyravimą iki 9 sekundės. Maksimalus dažnio nuokrypis šių svyravimų metu yra lygus 0.0138 s.v ir šį dydį konvertuojant į Hz gauname maksimalią dažnio nuokrypio vertę, kuri yra lygi 0,69 Hz.

Rotoriaus kampo nuo laiko priklausomybės grafike 29 pav. galime matyti, kad trumpas jungimas iššaukia skirtingus rotoriaus kampo pokyčius kiekvienam generatoriui. Matomi 31, 37 ir 9 generatorių rotorų kampų svyravimai, kurie prasideda nuo trumpojo jungimo pradžios ir nusistovi 6 simuliacijos sekundę. Galima teigti, jog ši trumpojo jungimo trukmė nėra pakankama, kad sukeltų sistemos griūtį.

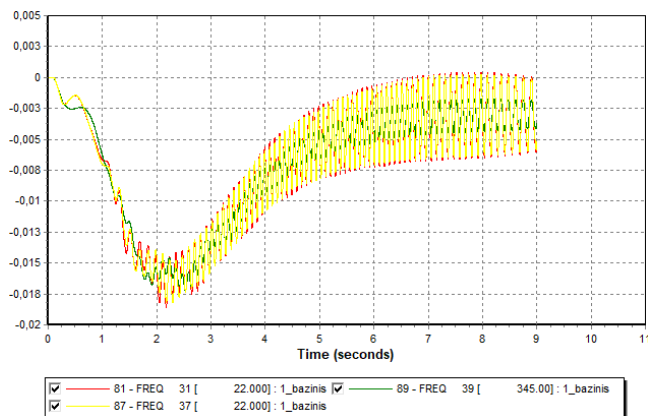
Nustatyta ribinė trumpojo jungimo vertė 36 mazge yra 0.16 sekundės nuo 0.1 sekundės iki 0.26 sekundės, bendras simuliacijos laikas- 9 sekundės. Simuliacijos eigoje tiriami dažnio ir įtampos nuokrypiai, generatorių kampo pokytis esant trumpajam jungimui. Žemiau pateikiami grafikai nurodantys šių parametų pasikeitimus simuliacijos eigoje.



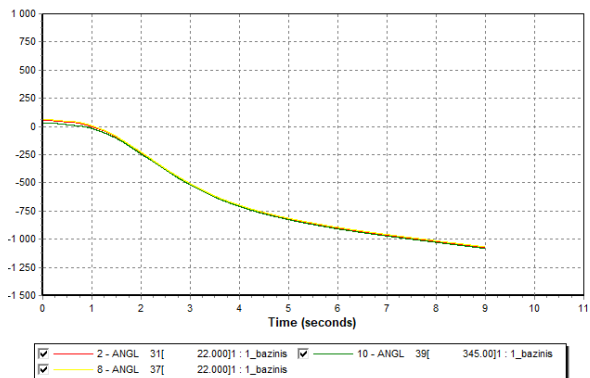
30 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje



31 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje



32 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko



33 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko

Pagal gautus sistemos mazgų duomenų grafikus galime matyti, kaip sistemos parametrai tampa nestabilūs po trumpojo jungimo. 30 pav. matomas lėtas dažnio kritimas pirmąją simuliacijos sekundę, po kurio seka dažnio švytavimai kurie išbalansuoja sistemą ir seka iki pat simuliacijos pabaigos. Šis parametų kitimas išlieka panašus ir kituose sistemos mazguose 32 pav.

Panaši tendencija pastebima ir 31 pav. Įtampos kritimas 36 mazge trumpojo jungimo momentu santykiniais vienetais pasiekia 0 vertę, o ją nutraukus staigiai pradeda kilti. Po šio kilimo pastebimi staigūs įtampos svyravimai.

Rotoriaus kampo nuo laiko priklausomybės grafike 33 pav. galime matyti, kad trumpas jungimas iššaukia rotoriaus kampo žemėjimą. Pirmąją simuliacijos sekundę skirtingų generatorių rotorių kampai

išlieka stabilūs, tačiau nutraukus trumpąjį jungimą pastebimas staigus jų kritimas, kuris tęsiasi iki simuliacijos pabaigos.

Pagal gautus parametrų grafikus galima teigti, jog 0.1 trumpojo jungimo laikas iššaukia nevaldomą parametrų kitimą, kurio realybėje elektros energijos sistema negalėtų atlaikyti. Toliau atliekami skaičiavimai 36 sistemos mazge.

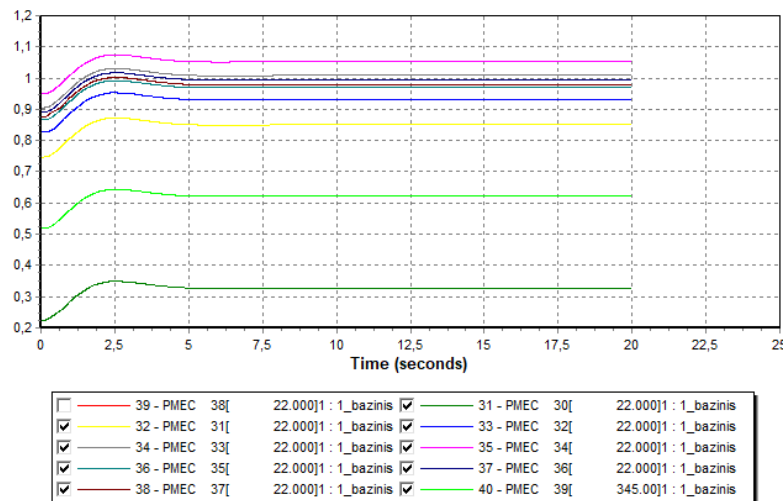
3.2 Dažnio stabilumo tyrimas

EES pagrindinio modelio dinaminio stabilumo tyrimui atlikti simuliuojamas didžiausios galios generatorių atjungimas. Pasirinktas mazgas ir šio mazgo įrenginių parametrai pateikiami žemiau esančiose lentelėje.

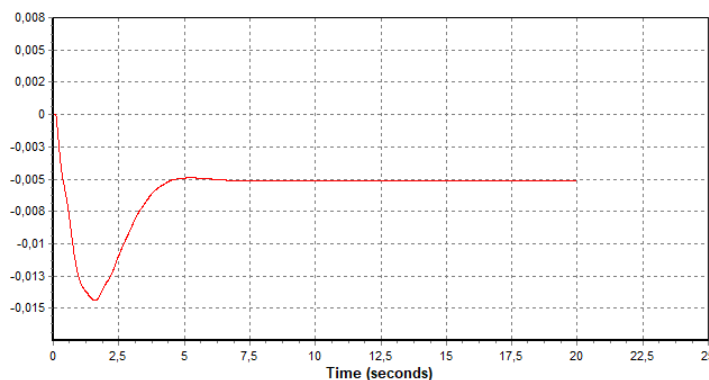
9 lentelė. Dažnio stabilumo tyrimo metu atjungiamo generatoriaus parametrai

Mazgo numeris	Aktyviosios galios generacija P_G , MW	Reaktyviosios galios generacija Q_G , MVar	Pilnutinė galia, S_N , MVA
38	830	106.4481	916

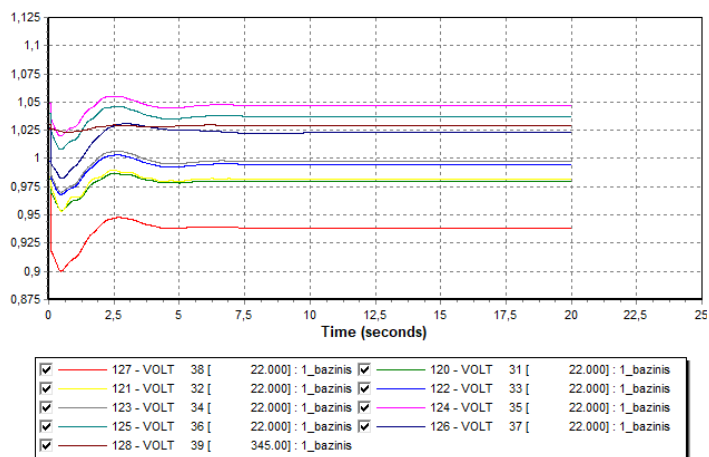
38 generatoriaus atjungimas simuliuojamas 0.1 sekundė nuo simuliacijos pradžios. Atsijungimo metu šis generatorius generavo 830 MW aktyviosios galios P_G ir 106 MVar reaktyviosios galios Q_G . Pagal žemiau pateiktus paveikslėlius gautus naudojat PSSE programinės įrangos paketą galime matyti jų kaitą įvykus šiam atsijungimui. Parametrai pateikiami santykiniais vienetais.



34 pav. Generatorių pilnutinės galios priklausomybė nuo laiko



35 pav. Elektros sistemos dažnio priklausomybė nuo laiko



36 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko pateikta skirtinguose sistemos mazguose.

Pagal gautus sistemos mazgų duomenų grafikus galime matyti, kaip sistemos parametrai atsistato po didžiausio sistemos generatoriaus atsijungimo. Pagal 34 pav. galime matyti, jog po 38 mazgo generatoriaus atsijungimo visi sistemos generatoriai didina generaciją, siekiant kompensuoti prarastą aktyviają ir reaktyviają galią. Didžiausia generacija pasiekama 2.5 sekundės nuo simuliacijos pradžios, ir nusistovi 5 simuliacijos sekundę.

35 pav. matomas dažnio priklausomybės nuo laiko grafikas. Dažnio vertė visuose sistemos mazguose yra vienoda, taigi yra atvaizduojama vienu grafiku. 0.1 sekundės nuo simuliacijos pradžios atsijungus 38 generatoriui matomas staigus dažnio kritimas. Dažnio nuokrypio amplitudinė vertė pasiekama praėjus 1.8 sekundei nuo simuliacijos pradžios ir yra lygi -0.014 s.v, kuriuos konvertavę į Hz gauname 0.7 Hz. Taigi mažiausia pasiekta dažnio vertė nuo generatoriaus atsijungimo yra 0.3 Hz.

36 pav. matomas įtampos priklausomybės nuo laiko grafikas. 0.1 sekundės nuo simuliacijos pradžios atsijungus 38 generatoriui matomas staigus įtampos kritimas. Įtampos nuokrypio amplitudinė vertė pasiekama praėjus 0.4 sekundei nuo simuliacijos pradžios. Kylant generacijai didėja ir įtampos lygmuo ir maksimali įtampos vertė pasiekama 2.5 sekundės nuo simuliacijos pradžios, o pats įtampos lygis pasiekia stabilią vertę apie 1 simuliacijos sekundę.

4. EES modelio su papildoma vėjo jėginių generacija scenarijaus tyrimas

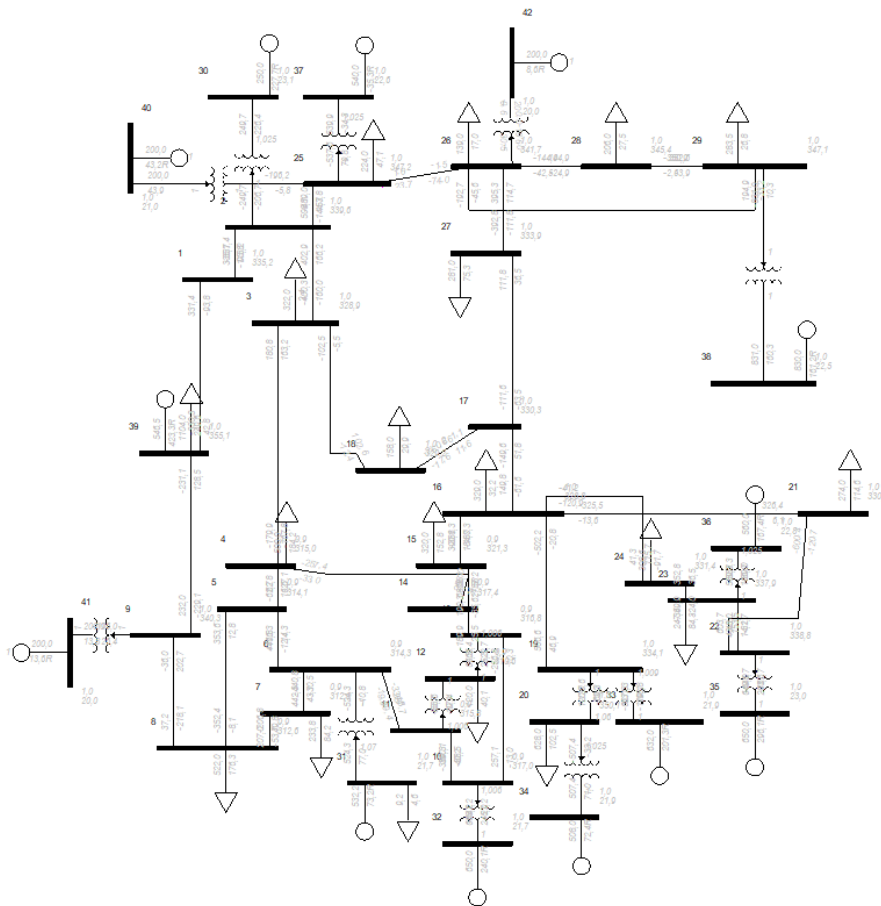
EES pagrindinio scenarijaus su papildoma vėjo generacija atveju yra atliekami šie tyrimai tyrimai:

- Dinaminio stabilumo tyrimas- nustatoma ribinė trumpo jungimo trukmė skirtinguose sistemos mazguose.
- Dažnio stabilumo tyrimas- Atjungiamas didžiausias generatorius. Nustatomas poveikis dažnio stabilumui

EES su papildoma vėjo jėginių generacija scenarijuje integruojama pakeičiama 39 mazgų simuliacija. Yra prijungiami papildomi 40, 41 ir 42 mazgai. Simuliacijos eigoje vėjo jėginių generacijos dydis bu kintantis ir bus didinamas nuo 1000 MW (15.96 % bendros generacijos sistemoje) iki 2000 MW (31.92% bendros generacijos sistemoje). Tai atliekama siekiant nustatyti sistemos stabilumą esant didesnei vėjo jėginių generacijai ir mažesnei sistemos inercijai.

Kaip ir standartinio EES modelio dinaminio tyrimo metu trumpieji jungimai yra atliekami 12, 26 ir 36 mazguose. Šių mazgų parametrai šio tyrimo metu išlieka vienodi ir yra pateikiami 6, 7 ir 8 lentelėse. Dažnio stabilumo metu yra atjungiamas 38 generatorius, jo parametrai išlieka vienodi.

Nauja sistemos topologija pavaizduota žemiau esančiame 37 paveikslėlyje.



37 pav. Sumodeliuota 42 mazgų sistema.

4.1 Dinaminio stabilumo tyrimas

EES modelio su papildoma vėjo generacija pagrindinio modelio dinaminio stabilumo tyrimui atlikti simuliuojamas 3 fazių trumpas jungimas skirtinguose sistemos mazguose Kaip ir buvo minėta anksčiau dinaminio stabilumo tyrimas atliekamas simuliuojant trumpuosius jungimus 12, 26 ir 36 mazguose, taip pat kaip ir standartinio EES modelio dinaminio stabilumo tyrime. Šių mazgų parametrai nekinta ir yra aprašyti 6, 7 ir 8 lentelėse.

Trumpieji jungimai atliekami esant skirtingai vėjo jėgainių generacijai ir šiluminių elektrinių generacijai. Didinant vėjo elektrinių generacija atitinkamai mažės ir šiluminių elektrinių generuojamas elektros energijos kiekis. Pradinė vėjo elektrinių generacijos vertė yra lygi 1000 MW ir atitinkamai bus didinama iki 2000 MW paskirstant generaciją tarp 40, 41 ir 42 mazgų vėjo elektrinių. Likusių sistemos elektrinių generacija yra procentaliai sumažinta pagal vėjo elektrinių generaciją.

10 lentelė. Sistemos mazgų generatorių parametrai esant skirtingai vėjo jėgainių galiai

Mazgo numeris	Aktyviosios galios generacija P_G , MW	Reaktyviosios galios generacija Q_G , MVar	Pilnutinė galia, S_N , MVA
Vėjo elektrinių generacija lygi 0 MW			
30	250	262.9366	1114
31	532	12.0369	712
32	650	207.7877	785
33	632	157.9442	698
34	508	43.8887	535
35	650	210.6578	750
36	560	263.6949	628
37	540	66.4797	617
38	830	106.4481	916
39	1110	239.8912	2140
Vėjo elektrinių generacija lygi 1000 MW			
30	210	239.5352	926,1796
31	447	10,96562	591,9568
32	545	189,2946	652,649
33	531	143,8872	580,3172
34	427	39,98261	444,799
35	545	191,9093	623,55
36	470	240,2261	522,1192
37	453	60,56301	512,9738
38	696	96,97422	761,5624
39	972	218,5409	1779,196
Vėjo elektrinių generacija lygi 2000 MW			
30	170	216,13389	738,3592
31	362	9,8943318	471,9136
32	440	170,80149	520,298
33	430	129,83013	462,6344
34	346	36,076511	354,598
35	440	173,16071	497,1
36	380	216,75721	416,2384
37	366	54,646313	408,9476
38	562	87,500338	607,1248
39	834	197,19057	1418,392

Tuo pačiu apskaičiuojamos skirtingų konfigūracijų sistemų inercijų konstantų vertės:

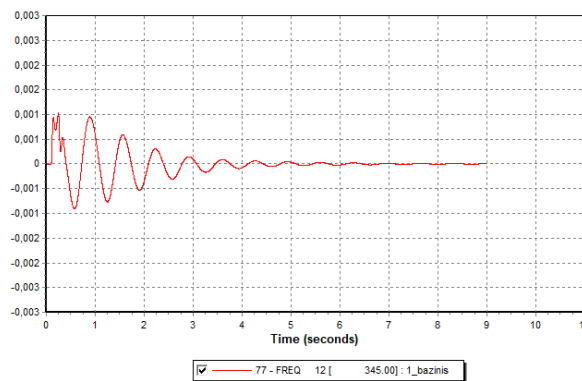
$$H_{sys\ 1000MW} = \frac{19967}{8895} = 2.24\ s \quad (6)$$

$$H_{sys\ 2000MW} = \frac{15918}{8895} = 1.79\ s \quad (7)$$

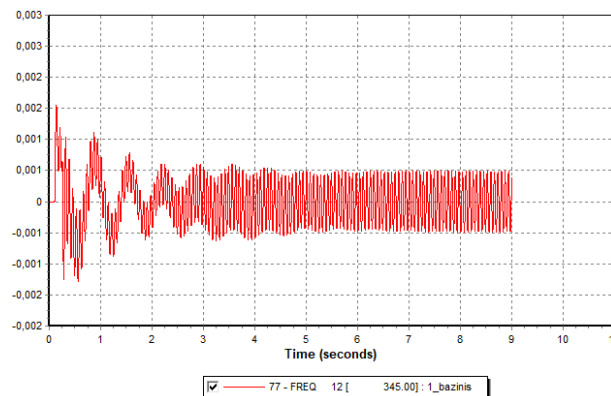
Kaip ir buvo minėta anksčiau papildoma vėjo jėgainių integracija lemia mažesnę sistemos inercijos vertę ir tuo pačiu mažesnę jos stabilumą.

4.1.1 12 mazgo dinaminio stabilumo tyrimas

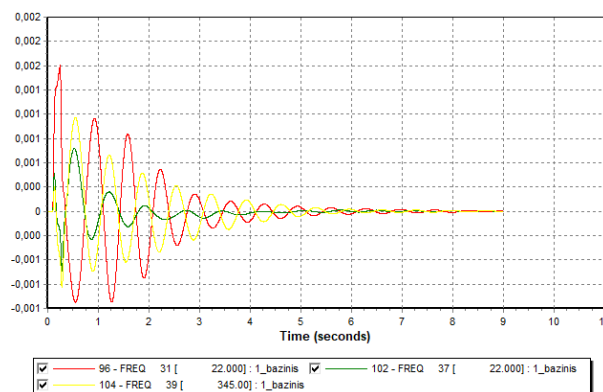
12 mazge trumpas jungimas vyksta 0.15 sekundės nuo 0.1 sekundės iki 0.25 sekundės, bendras simuliacijos laikas- 9 sekundės. Trumpasis jungimas simuliuojamas du kartus esant skirtingai vėjo jėgainių ir šiluminių elektrinių generacijai. Pirminio bandymo metu vėjo generacija sistemoje siekia 1000 MW, antruoju bandymu siekia 2000 MW.



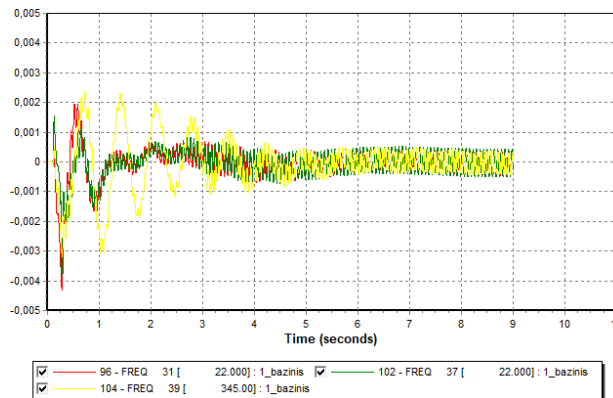
38 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)



39 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)

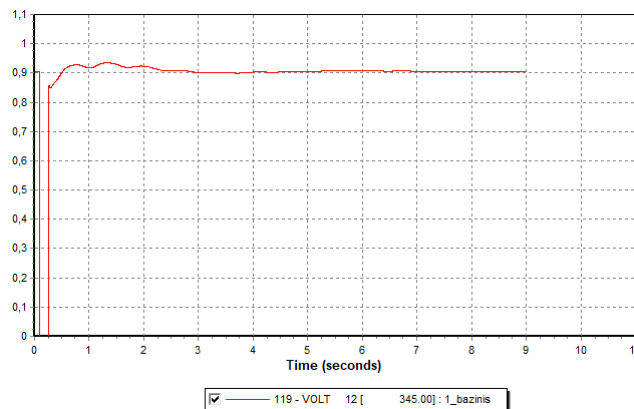


40 pav. Sistemos dažnio priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)

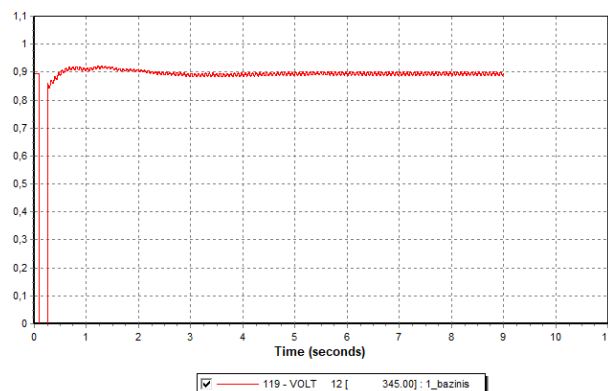


41 pav. Sistemos dažnio priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)

Pagal gautus sistemos mazgų duomenų grafikus 38 pav., 40 pav. galime matyti, kaip sistemos dažnis atsistato po trumpojo jungimo esant skirtingai sistemų vėjo jėginių generacijai. 38 pav. simuliuojama sistema su 1000 MW vėjo jėginių generacijos, didžiausias fiksuojamas dažnio nuokrypis yra 0.001 s.v., kas gali būti konvertuojama į 0.05 Hz nuokrypį. Šis nuokrypis yra didesnis. 39 pav. pavaizduotoje sistemoje, kurioje vėjo jėginių generacija siekia 2000 MW, ir yra lygus 0.075 Hz. Po šio nuokrypi sistemos parametrai pilnai nebeatsistato ir nuo 3 simuliacijos sekundės yra pastebimi dažnio svyravimai kurie maksimaliai siekia 0.025 Hz. Šis dažnio svyravimas patenka į normalaus dažnio riba, taigi galima teigti, jog sistemos dažnis yra stabilus 12 mazge. Pagal 40 ir 41 pav. galima matyti, kad dažnio kitimo tendencija išlieka vienoda ir kituose sistemos mazguose.

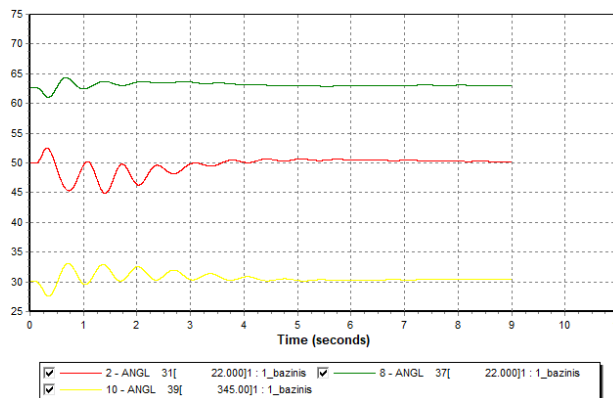


42 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)

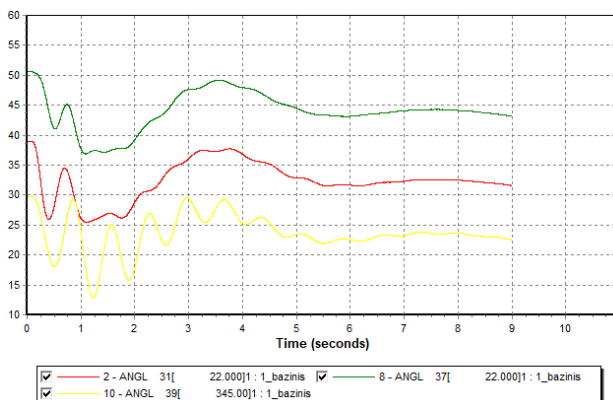


43 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)

42 pav., 43 pav. galima matyti panašią tendencija kaip ir dažnio kitimo grafikuose. Įtampos kitimo tendencija po trumpojo jungimo išlieka vienoda kaip ir anksčiau atliktuose trumpojo jungimo bandymuose. Verta paminėti, kad sistemoje su papildoma vėjo generacija pastebimi įtampos svyravimai.



44 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)



45 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)

Rotoriaus kampo nuo laiko priklausomybės grafikuose 44 pav., 45 pav. galime matyti, kad trumpas jungimas iššaukia skirtingus rotoriaus kampo pokyčius kiekvienam generatoriui. Matomi 31, 37 ir 39 generatorių rotorinių kampų svyravimai, kurie prasideda nuo trumpojo jungimo pradžios ir nusistovi 4 simuliacijos sekundę esant 1000 MW vėjo jėgainių galiai ir 6 sekundę esant 2000 MW vėjo jėgainių galiai. Generatorių rotoriaus kampo pokyčiai yra tiesiogiai susiję su dažnio nuokrypiu, taigi didesnis rotoriaus kampo pokytis antruoju atveju yra paaiškinamas didesnio dažnio nuokrypiu.

Galima teigti, jog ši trumpojo jungimo trukmė nėra pakankama, kad sukeltu sistemos griūtį, esant skirtingai vėjo jėgainių galiai, tačiau esant didesnei vėjo generacijai jau yra pastebimi dažnio svyravimai. Nustatytos ribinės trumpojo jungimo vertės yra pateikiamos žemiau esančioje lentelėje.

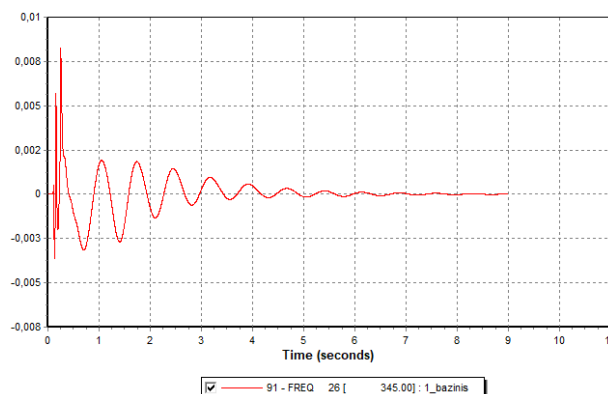
11 lentelė. Ribinio trumpojo jungimo laiko 12 mazge bandymų duomenys

	Vėjo jėgainių galia lygi 0 MW	Vėjo jėgainių galia lygi 1000 MW	Vėjo jėgainių galia lygi 2000 MW
Ribinis trumpojo jungimo laikas, s	0.48	0.45	0.4

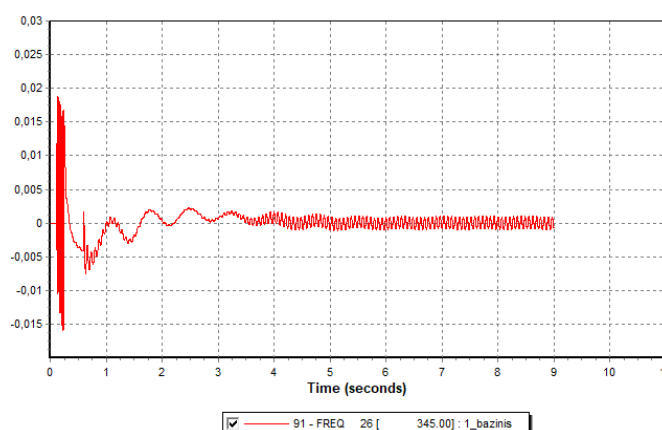
Pagal gautus rezultatus galima teigti, kad sistema turinti didesnę vėjo jėgainių generaciją ir tuo pačiu mažesnę inerciją yra mažiau stabili.

4.1.2 26 mazgo dinaminio stabilumo tyrimas

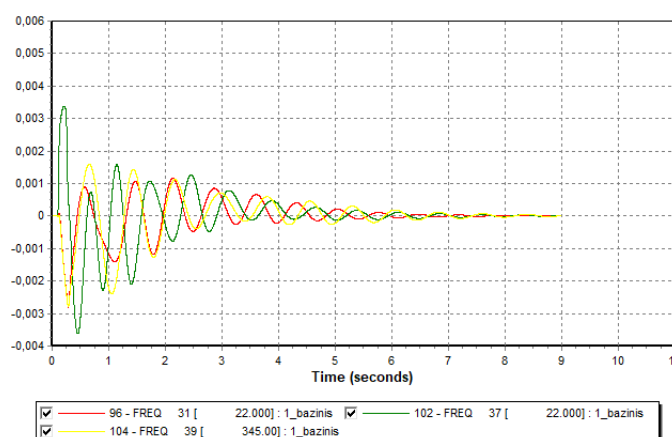
26 mazge trumpas jungimas vyksta 0.15 sekundės nuo 0.1 sekundės iki 0.25 sekundės, bendras simuliacijos laikas- 9 sekundės. Trumpasis jungimas simuliuojamas du kartus esant skirtingai vėjo jėgainių ir šiluminių elektrinių generacijai. Pirminio bandymo metu vėjo generacija sistemoje siekia 1000 MW, antruoju bandymu siekia 2000 MW.



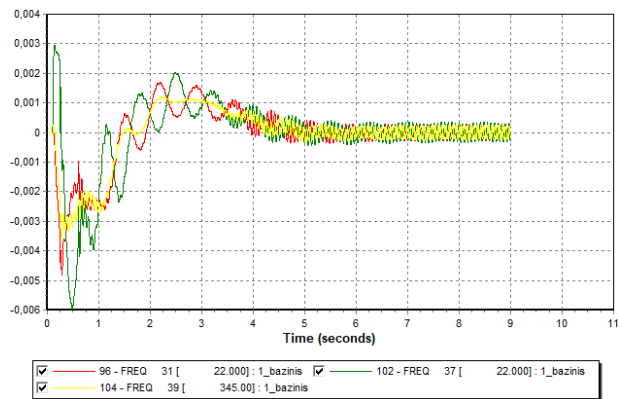
46 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)



47 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)



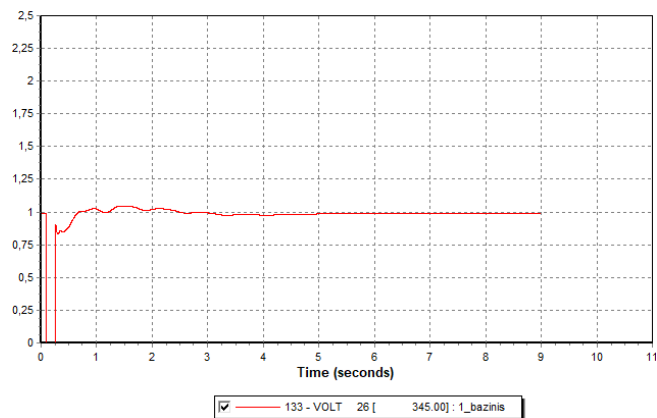
48 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000 MW)



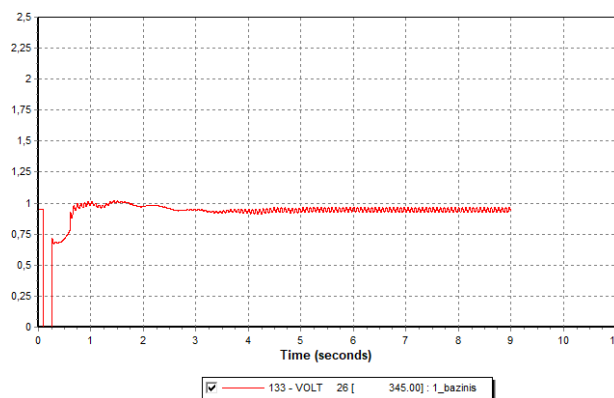
49 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000 MW)

Pagal gautus sistemos mazgų duomenų grafikus 46 pav., 47 pav. galime matyti, kaip sistemos dažnis atsistato po trumpojo jungimo esant skirtingai sistemų vėjo jėgainių generacijai. 46 pav. simuliuojama sistema su 1000 MW vėjo jėgainių generacijos, didžiausias fiksuojamas dažnio nuokrypis yra 0.008 s.v., kas gali būti konvertuojama į 0.4 Hz nuokrypį. Dažnio nuokrypis šiame mazge yra daug didesnis, dėl didelės 40 ir 41 mazgo generatorių galios, kurie yra arti trumpojo jungimo vietos.

Dažnio nuokrypis yra didesnis. 47 pav. pavaizduotoje sistemoje, kurioje vėjo jėgainių generacija siekia 2000 MW, ir yra lygus 0.018 s.v arba 0.9 Hz. Dažnio pokytis šiame mazge yra didesnis dėl padidėjusios vėjo jėgainių galios 40 ir 41 mazgų generatoriuose. Po šio nuokrypi sistemos parametrai pilnai neatsistato ir nuo 3 simuliacijos sekundės yra pastebimi dažnio svyravimai kurie maksimaliai siekia 0.05 Hz. Šis dažnio svyravimas patenka į normalaus dažnio riba, taigi galima teigti, jog sistemos dažnis yra stabilus 12 mazge. Pagal 48 ir 49 pav. galima matyti, kad dažnio kitimo tendencija išlieka vienoda ir kituose sistemos mazguose.

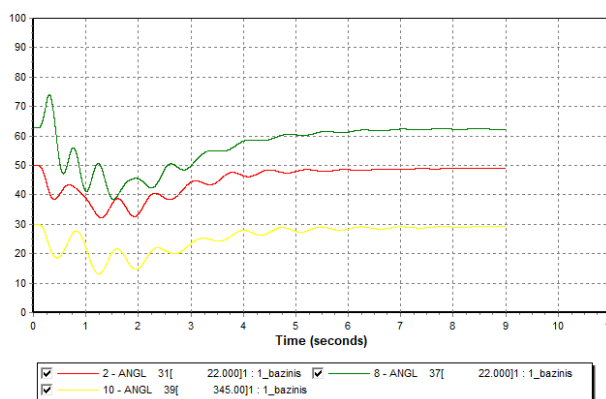


50 pav. Įtampas priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)

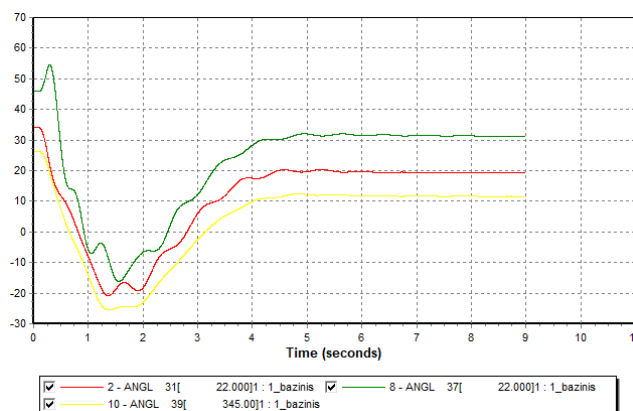


51 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)

50 pav., 51 pav. galima matyti panašią tendencija kaip ir dažnio kitimo grafikuose. Įtampos kitimo tendencija po trumpojo jungimo išlieka vienoda kaip ir anksčiau atliktuose trumpojo jungimo bandymuose. Verta paminėti, kad esant didesnei vėjo generacijai pastebimas didesnis pirminis įtampos sumažėjimas pasibaigus trumpajam jungimui.



52 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)



53 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)

Rotoriaus kampo nuo laiko priklausomybės grafikuose 52 pav., 53 pav. galime matyti, kad trumpas jungimas iššaukia skirtingus rotoriaus kampo pokyčius kiekvienam generatoriui. Matomi 31, 37 ir 39 generatorių rotorinių kampų svyravimai, kurie prasideda nuo trumpojo jungimo pradžios ir nusistovi 5 simuliacijos sekundę abiem atvejais.

Galima teigti, jog ši trumpojo jungimo trukmė nėra pakankama, kad sukeltu sistemos griūtį, esant skirtingai vėjo jėgainių galiai, tačiau esant didesnei vėjo generacijai jau yra pastebimi dažnio svyravimai. Nustatytos ribinės trumpojo jungimo vertės yra pateikiamos žemiau esančioje lentelėje.

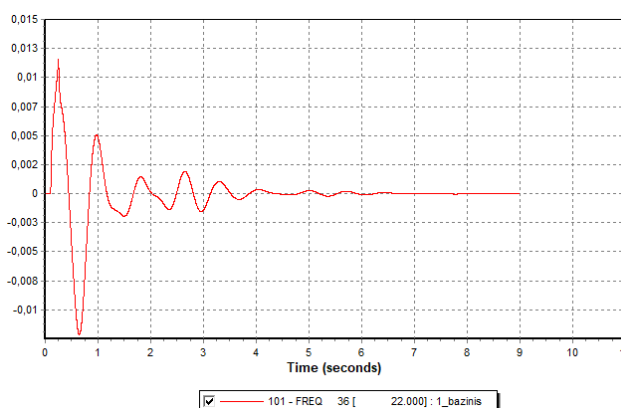
12 lentelė. Ribinio trumpojo jungimo laiko 26 mazge bandymų duomenys

	Vėjo jėgainių galia lygi 0 MW	Vėjo jėgainių galia lygi 1000 MW	Vėjo jėgainių galia lygi 2000 MW
Ribinis trumpojo jungimo laikas, s	0.17	0.19	0.19

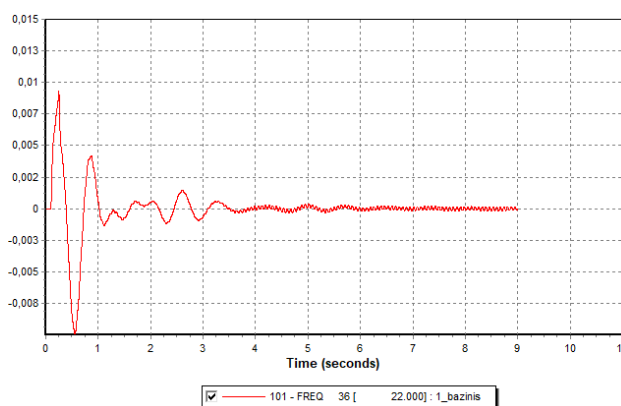
Pagal gautus rezultatus galima teigti, kad sistema turinti didesnę vėjo jėgainių generaciją ir tuo pačių mažesnę inerciją yra mažiau stabili.

4.1.3 36 mazgo dinaminio stabilumo tyrimas

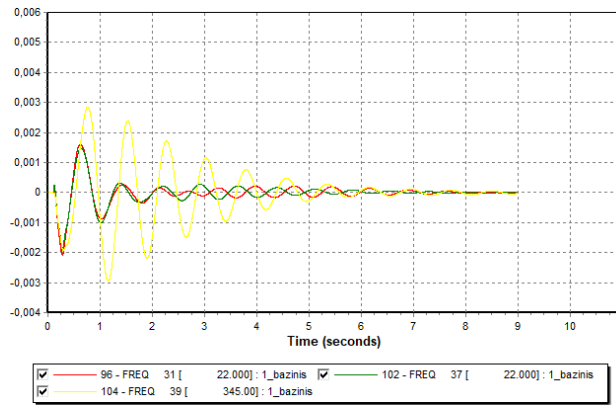
36 mazge trumpas jungimas vyksta 0.15 sekundės nuo 0.1 sekundės iki 0.25 sekundės, bendras simuliacijos laikas- 9 sekundės. Trumpasis jungimas simuliuojamas du kartus esant skirtingai vėjo jėgainių ir šiluminių elektrinių generacijai. Pirminio bandymo metu vėjo generacija sistemoje siekia 1000 MW, antruoju bandymu siekia 2000 MW.



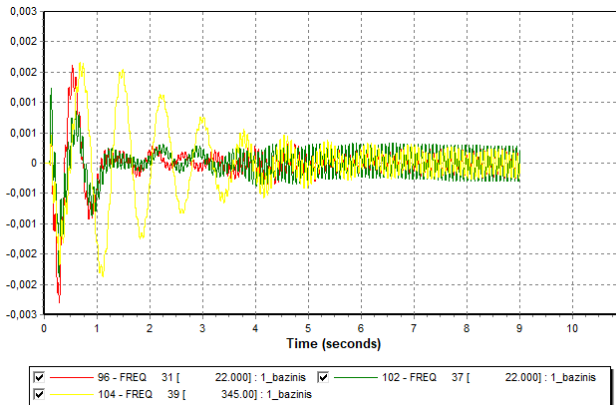
54 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)



55 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)



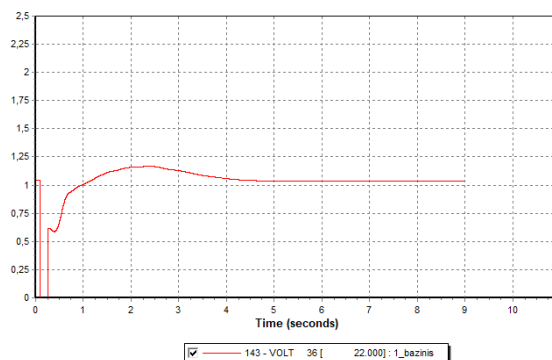
56 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)



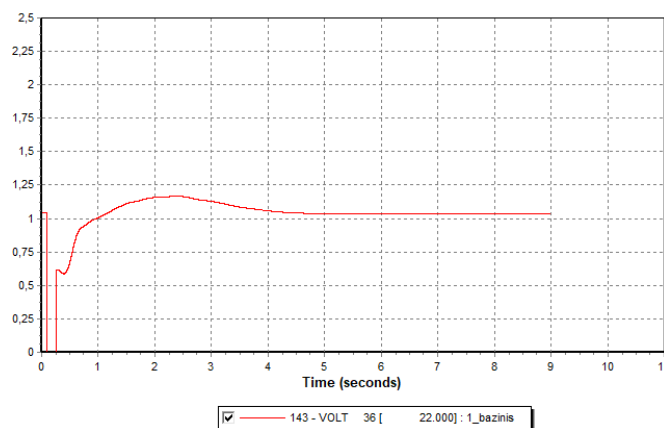
57 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)

Pagal gautus sistemos mazgų duomenų grafikus 54 pav., 55 pav. galime matyti, kaip sistemos dažnis atsistato po trumpojo jungimo esant skirtingai sistemų vėjo jėginių generacijai. 54 pav. simuliuojama sistema su 1000 MW vėjo jėginių generacijos, didžiausias fiksuojamas dažnio nuokrypis yra 0.0115 s.v, kas gali būti konvertuojama į 0.575 Hz nuokrypį. Tačiau priešingai nei kitais atvejais esant didesnei vėjo generacijai šiame mazge dažnio nuokrypis yra mažesnis ir yra lygus 0.0091 s.v , kas gali būti konvertuojama į 0.455 Hz nuokrypį. To priežastis- didesnis atstumas tarp 36 mazgo ir 40, 41 ir 42 mazgo generatorių. Po šių svyravimų dažnis nusistovi pradinėje vertėje abiem atvejais.

Pagal 56 ir 57 pav. galime spręsti, kad didesnės vėjo generacijos atveju sistema visgi yra mažiau stabili, pastebimi didesnis dažnio svyravimai likusiuose sistemos mazguose. Galima teigti, kad sistema išlieka stabili, kadangi dažnis išlieka normaliose ribose.

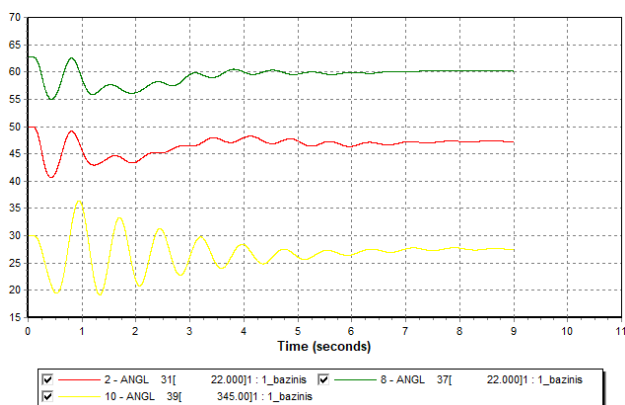


58 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)

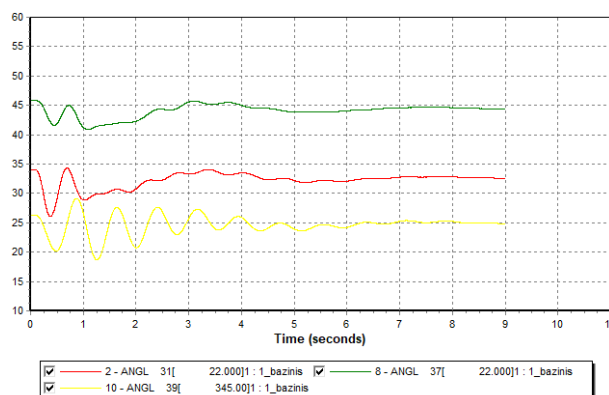


59 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)

58 pav., 59 pav. pavaizduoti įtampos kitimo grafikai. Įtampos kitimo tendencija po trumpojo jungimo išlieka vienoda kaip ir ankščiau atliktuose trumpojo jungimo bandymuose. Verta paminėti, kad 1000 MW ir 2000 MW vėjo jėginių generacijos atveju įtampa 36 mazge išlieka vienoda, to priežastis didelis atstumas tarp 36 ir 40, 41 ir 42 generatorių mazgų



60 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)



61 pav. Rotoriaus kampo priklausomybė nuo laiko (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)

Rotoriaus kampo nuo laiko priklausomybės grafikuose 60 pav., 61 pav. galime matyti, kad trumpas jungimas iššaukia skirtingus rotoriaus kampo pokyčius kiekvienam generatoriui. Matomi 31, 37 ir 39 generatorių rotorinių kampų svyravimai, kurie prasideda nuo trumpojo jungimo pradžios ir nusistovi 5 simuliacijos sekundę abiem atvejais. Galima pastebėti, jog šiuo atveju generatorių rotorinių kampų pokytis yra mažesnis

Galima teigti, jog ši trumpojo jungimo trukmė nėra pakankama, kad sukeltu sistemos griūtį, esant skirtingai vėjo jėgainių galiai. Nustatytos ribinės trumpojo jungimo vertės yra pateikiamos žemiau esančioje lentelėje.

13 lentelė. Ribinio trumpojo jungimo laiko 36 mazge bandymų duomenys

	Vėjo jėgainių galia lygi 0 MW	Vėjo jėgainių galia lygi 1000 MW	Vėjo jėgainių galia lygi 2000 MW
Ribinis trumpojo jungimo laikas, s	0.17	0.17	0.2

Pagal gautus rezultatus galima teigti, kad sistema turinti didesnę vėjo jėgainių generaciją ir tuo pačių mažesnę inerciją yra mažiau stabili.

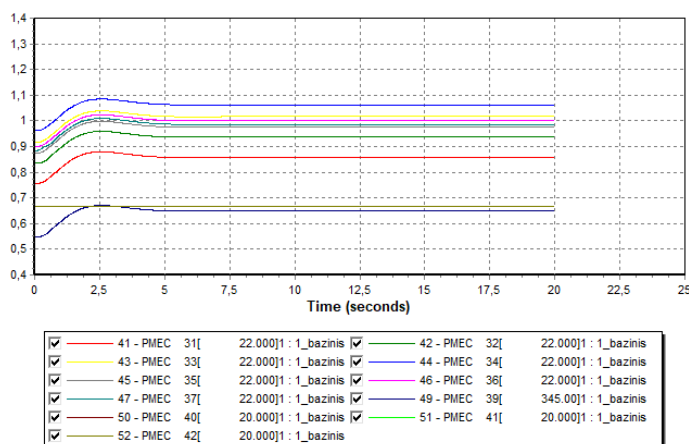
4.2 Dažnio stabilumo tyrimas

EES pagrindinio modelio dinaminio stabilumo tyrimui atlikti simuliuojamas didžiausios galios generatorių atjungimas. Atjungimas vykdomas esant skirtingai vėjo jėgainių integracijai sistemoje. Kaip ir ankstesniuose skyriuose pagal vėjo energijos kieki keičiami šiluminių elektrinių generatorių parametrai. Pasirinktas mazgas ir šio mazgo įrenginių parametrai pateikiami žemiau esančiose lentelėje.

14 lentelė. 38 mazgo generatoriaus parametrai

Mazgo numeris	Aktyviosios galios generacija P_G , MW	Reaktyviosios galios generacija Q_G , MVar	Pilnutinė galia, S_N , MVA
Vėjo elektrinių generacija lygi 1000 MW			
38	696	96,97422	761,5624
Vėjo elektrinių generacija lygi 2000 MW			
38	562	87,500338	607,1248

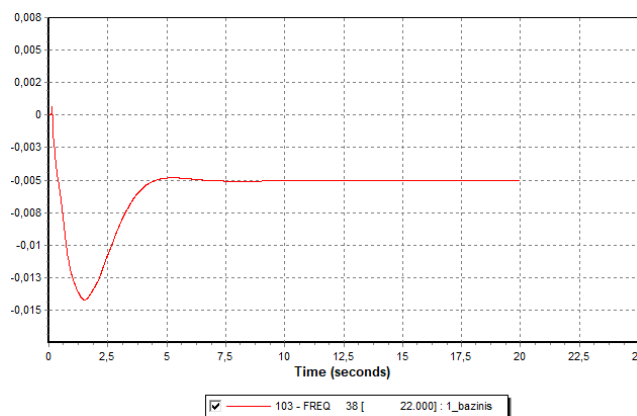
38 generatoriaus atjungimas simuliuojamas 0.1 sekundė nuo simuliacijos pradžios. Pirmo atvejo atsijungimo metu šis generatorius generavo 696 MW aktyviosios galios P_G ir 96 MVar reaktyviosios galios Q_G . Pagal žemiau pateiktus paveikslėlius gautus naudojant PSSE programinės įrangos paketą galime matyti jų kaitą įvykus šiam atsijungimui. Parametrai pateikiami santykiniais vienetais.



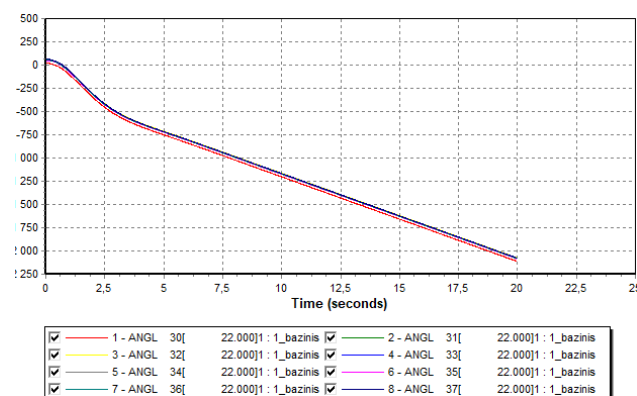
62 pav. Generatorių pilnutinės galios priklausomybė nuo laiko

Pagal gautus sistemos mazgų duomenų grafikus galime matyti, kaip sistemos parametrai atsistato po didžiausio sistemos generatoriaus atsijungimo. Pagal 62 pav. galime matyti, jog po 38 mazgo generatoriaus atsijungimo visi sistemos generatoriai didina generaciją, siekiant kompensuoti prarastą

aktyviają ir reaktyviają galią. Didžiausia generacija pasiekama 2.5 sekundės nuo simuliacijos pradžios, ir nusistovi 5 simuliacijos sekunde.

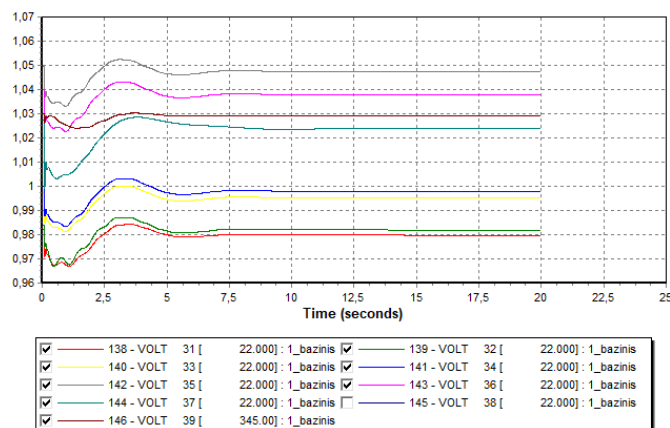


63 pav. Elektros sistemos dažnio priklausomybė nuo laiko



64 pav. Generatorių rotorių kampų priklausomybė nuo laiko

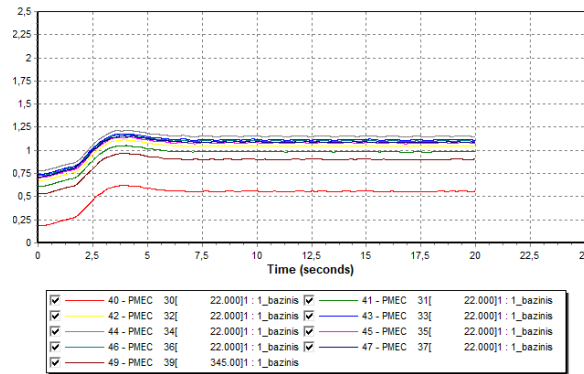
Pagal 63 pav. galime matyti, jog po 38 mazgo generatoriaus atsijungimo didžiausias dažnio nuokrypis įvyksta 1.7 simuliacijos sekundę ir yra lygus 0.0143 s.v, kas gali būti konvertuojama į 0.715 Hz. Galutinis nusistovėjęs dažnis sistemoje yra lygus 0.25 Hz. Yra peržengiama ribinio leistino dažnio riba, tačiau šis dažnio sumažėjimas nesukeltų sistemos griūties. Dažnio sumažėjimas taip pat sukelia generatorių rotorių kampo mažėjimą 64 pav.



65 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko pateikta skirtinguose sistemos mazguose

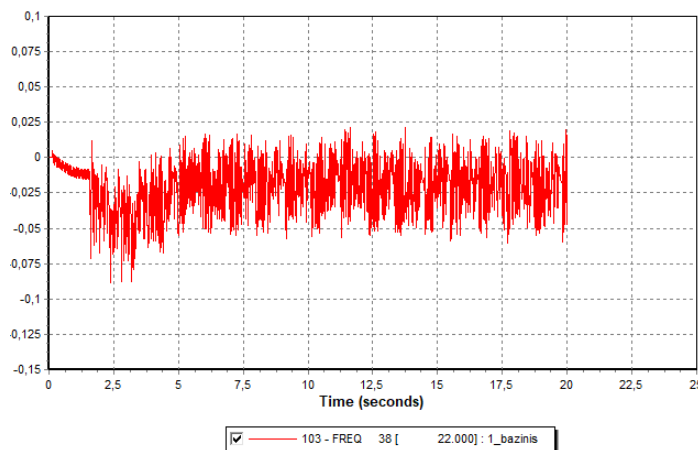
65 pav. kaip ir ankstesniame dažnio stabilumo tyrime matomas staigus įtampos kritimas trumpojo jungimo laikotarpiu ir grįžimą į pradinę vertę į simuliacijos sekundę.

Antro atvejo atsijungimo metu šis generatorius generavo 562 MW aktyviosios galios P_G ir 87 MVar reaktyviosios galios Q_G . Pagal žemiau pateiktus paveikslėlius gautus naudojant PSSE programinės įrangos paketą galime matyti jų kaitą įvykus šiam atsijungimui. Parametrai pateikiami santykiniais vienetais.

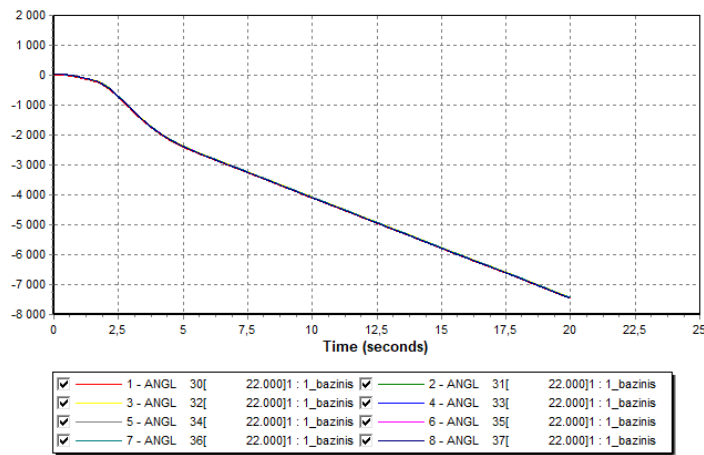


66 pav. Generatorių pilnutinės galios priklausomybė nuo laiko

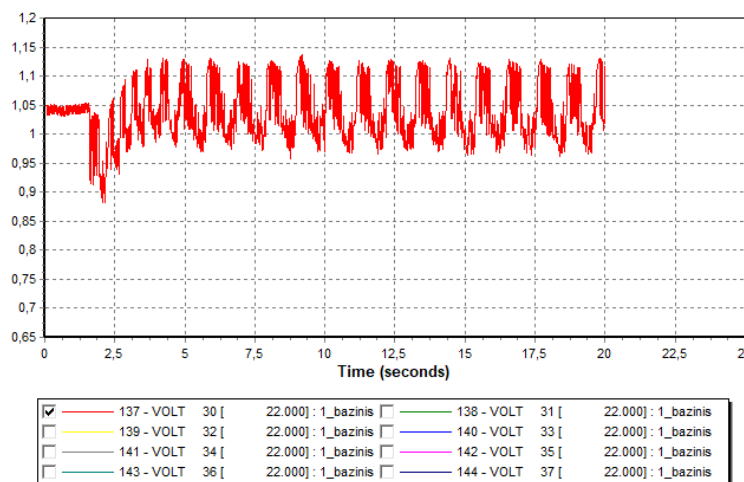
Pagal gautus sistemos mazgų duomenų grafikus galime matyti, kaip sistemos parametrai atsistato po didžiausio sistemos generatoriaus atsijungimo. Pagal 66 pav. galime matyti, jog po 38 mazgo generatoriaus atsijungimo visi sistemos generatoriai didina generaciją, siekiant kompensuoti prarastą aktyviąją ir reaktyviąją galią. Didžiausia generacija pasiekama 3.75 sekundės nuo simuliacijos pradžios, ir nusistovi 7.5 simuliacijos sekundę



67 pav. Elektros sistemos dažnio priklausomybė nuo laiko



68 pav. Generatorių rotorių kampų priklausomybė nuo laiko



69 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko pateikta skirtinguose sistemos mazguose

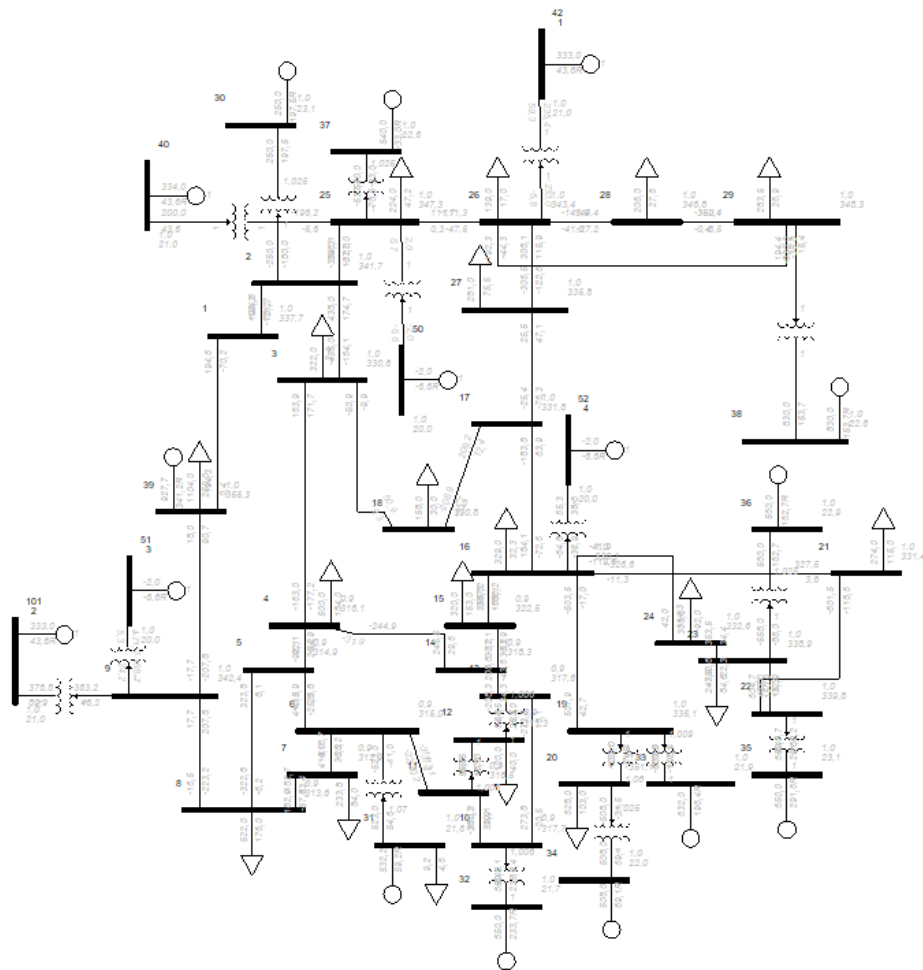
Pagal gautus sistemos mazgų duomenų grafikus galime matyti, kaip sistemos parametrai atsistato po didžiausio sistemos generatoriaus atsijungimo. Pagal 67 pav. galime matyti, jog po 38 mazgo generatoriaus atsijungimo 38 mazgo dažnio priklausomybę nuo laiko pateikta santykiniais vienetais. Atjungus šį generatorių matome staigų dažnio kritimą, po kurio seka nevaldomi dažnio svyravimai. Didžiausia dažnio svyravimo vertė siekia 0,0863 s.v arba 4.315 Hz. Šis dažnio nuokrypis daugiau nei 4 Hz indikuoja sistemos 68 pav. Matomas staigus generatorių rotorių kampo mažėjimas. 69 pav. pastebimi sistemos įtampos svyravimai, kurie maksimali vertė siekia 1.12 s.v ir 0.97 s.v. Pagal gautus grafikus galima teigti, jog Sistema nebūtų pajėgi stabilizuotis.

5. EES su papildoma vėjo jėginių generacija ir SK scenarijaus tyrimas

EES pagrindinio scenarijaus su papildoma vėjo generacija atveju yra atliekami šie tyrimai:

- Dinaminio stabilumo tyrimas- nustatoma ribinė trumpo jungimo trukmė skirtinguose sistemos mazguose.
- Dažnio stabilumo tyrimas- Atjungiamas didžiausias generatorius. Nustatomas poveikis dažnio stabilumui

EES su papildoma vėjo jėginių generacija scenarijuje integruojama pakeičiama 39 mazgų simuliacija. Yra prijungiami papildomi 40, 41 ir 42 mazgai. Simuliacijos eigoje vėjo jėginių generacijos dydis bu kintantis ir bus didinamas nuo 1000 MW (15.96 % bendros generacijos sistemoje) iki 2000 MW (31.92% bendros generacijos sistemoje). Tai atliekama siekiant nustatyti sistemos stabilumą esant didesnei vėjo jėginių generacijai. Taip pat prijungiami sinchroniniai kompensatoriai 9, 16 ir 25 mazguose. Žemiau pateikiama nauja sistemos topologija 70 pav.



70 pav. Simuliuota 45 mazgų sistema

Šie įrenginiai yra prijungiami simuliacijoje siekiant nustatyti sinchroninių kompensatorių įtaką sistemos stabilumui užtikrinti. Abu tyrimai atliekami esant skirtingiems sinchroninių kompensatorių parametram. Šių įrenginių parametrai yra pateikiami žemiau esančioje lentelėje.

15 lentelė. Sinchroniniai kompensatorių parametrai

Mazgo numeris	Aktyviosios galios generacija P_G , MW	Reaktyviosios galios generacija Q_G , MVar	Pilnutinė galia, S_N , MVA	Inercijos konstanta H , s
50	-5	25	200	10
51	-5	25	200	10
52	-5	25	200	10

Tuo pačiu apskaičiuojamos skirtingų konfigūracijų sistemų inercijų konstantų vertės:

$$H_{sys\ 1000SK} = \frac{25967}{9495} = 2.73\ s \quad (8)$$

$$H_{sys\ 2000SK} = \frac{21918}{9495} = 2.31\ s \quad (9)$$

Kaip ir standartinio EES modelio dinaminio tyrimo metu trumpieji jungimai yra atliekami 12, 26 ir 36 mazguose. Šių mazgų parametrai šio tyrimo metu išlieka vienodi ir yra pateikiami 6, 7 ir 8 lentelėse. Dažnio stabilumo metu yra atjungiamas 38 generatorius, jo parametrai išlieka vienodi.

5.1 Dinaminio stabilumo tyrimas

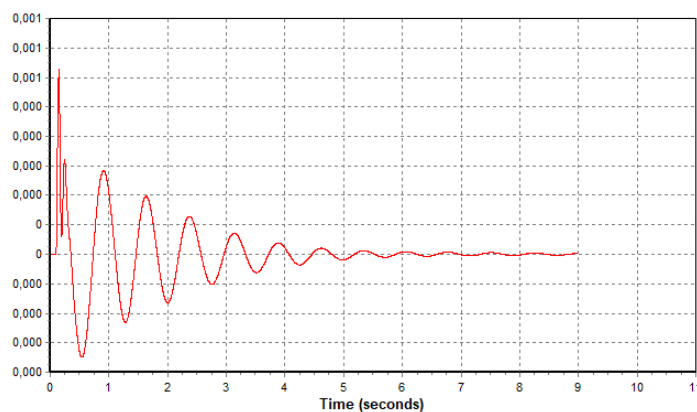
EES modelio su papildoma vėjo generacija pagrindinio modelio dinaminio stabilumo tyrimui atlikti simuliuojamas 3 fazių trumpas jungimas skirtinguose sistemos mazguose. Kaip ir buvo minėta anksčiau dinaminio stabilumo tyrimas atliekamas simuliuojant trumpuosius jungimus 12, 26 ir 36 mazguose, taip pat kaip ir standartinio EES modelio dinaminio stabilumo tyrime. Šių mazgų parametrai nekinta ir yra aprašyti 6, 7 ir 8 lentelėse. Kaip ir VE kintančios generacijos dinaminio stabilumo tyrime kinta šiluminių elektrinių generatorių parametrai atitinkamai pagal vėjo jėgainių generaciją. Šie parametrai yra parašomi aukščiau esančioje 8 lentelėje.

5.1.1 12 mazgo dinaminio stabilumo tyrimas

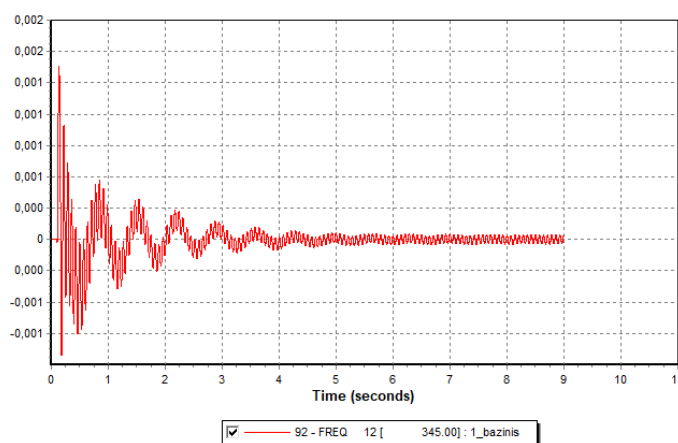
12 mazge trumpas jungimas vyksta 0.15 sekundės nuo 0.1 sekundės iki 0.25 sekundės, bendras simuliacijos laikas- 9 sekundės. Trumpasis jungimas simuliuojamas du kartus esant skirtingai vėjo jėgainių ir šiluminių elektrinių generacijai. Pirminio bandymo metu vėjo generacija sistemoje siekia 1000 MW, antruoju bandymu siekia 2000 MW.

Pagal gautus sistemos mazgų duomenų grafikus 71 pav., 72 pav. galime matyti, kaip sistemos dažnis atsistato po trumpojo jungimo esant skirtingai sistemų vėjo jėgainių generacijai. 71 pav. simuliuojama sistema su 1000 MW vėjo jėgainių generacijos, didžiausias fiksuojamas dažnio nuokrypis yra 0.000628 s.v, kas gali būti konvertuojama į 0.0314 Hz nuokrypį. Po pirmųjų svyravimų sistemos dažnis nusistovi 5 simuliacijos sekundę.

Dažnio nuokrypis yra didesnis. 72 pav. pavaizduotoje sistemoje, kurioje vėjo jėgainių generacija siekia 2000 MW, ir yra lygus 0.00138 s.v arba konvertavus 0.069 Hz. Po pirmųjų dažnio svyravimų sistemos dažnis nusistovi 4 simuliacijos sekundę ir svyruoja 0.0004 s.v arba 0.02 Hz. Šie svyravimai patenka į normalaus dažnio ribas taigi, galima teigti, kad sistema išlieka stabili.

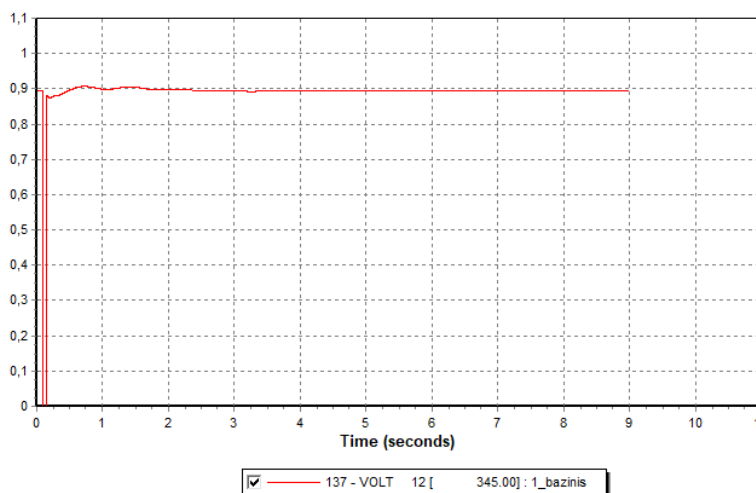


71 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)

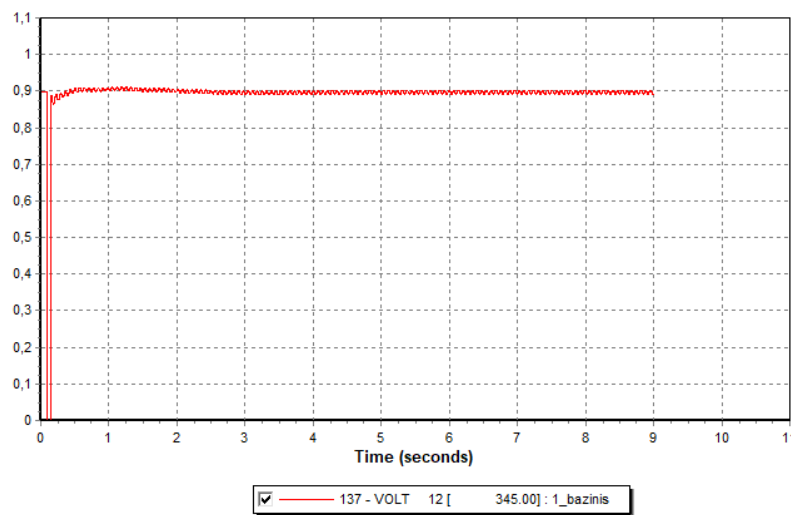


72 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)

Kaip ir kituose dinaminio stabilumo tyrimuose 73 pav. ir 74 pav. matomas staigus įtampos kritimas iki 0 s.v. vertės trumpojo jungimo metu. Nutraukus trumpąjį jungimą įtampa staigiai kyla trumpojo jungimo vietos mazge ir 73 pav. nusistovi 1 simuliacijos sekundę. Verta paminėti, kad 74 pav., esant 2000 MW vėjo elektrinių galiai pastebimi įtampos svyravimai nutraukus trumpąjį jungimą 12 mazge. Įtampa svyruoja 0.02 s.v., parametrai išlieka leidžiamose 1.1-0.9 nominalios įtampos ribose, taiga galima teigti, jog įtampos parametrai išlieka stabilūs.



73 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)



74 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000 MW)

Kaip ir kituose žemiau pateikiama 14 lentelė, kurioje nurodomos ribiniai trumpojo jungimo laikai 12 mazge esant skirtingai vėjo elektrinių galiai.

16 lentelė. Ribinio trumpojo jungimo laiko 12 mazge bandymų duomenys

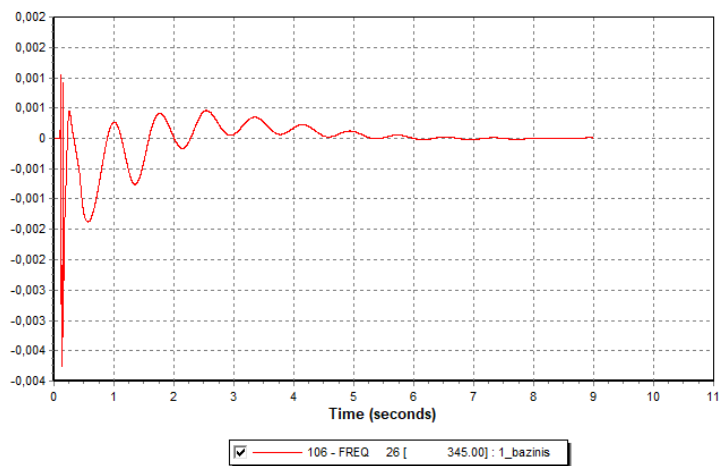
	Vėjo jėginių galia lygi 0 MW	Vėjo jėginių galia lygi 1000 MW su SK	Vėjo jėginių galia lygi 2000 MW su SK
Ribinis trumpojo jungimo laikas, s	0.48	0.5	0.42

5.1.2 26 mazgo dinaminio stabilumo tyrimas

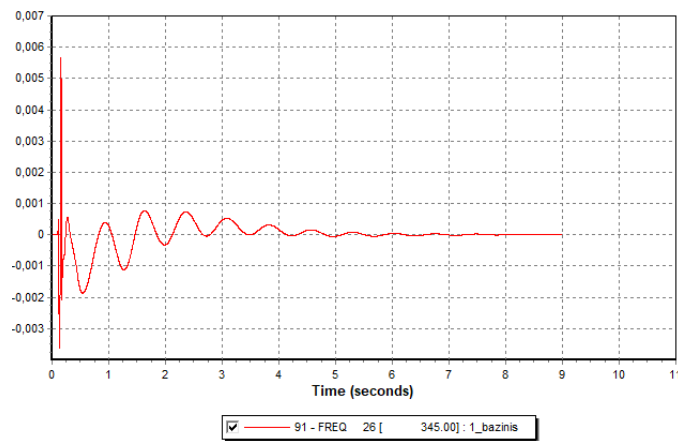
26 mazge trumpas jungimas vyksta 0.15 sekundės nuo 0.1 sekundės iki 0.25 sekundės, bendras simuliacijos laikas- 9 sekundės. Trumpasis jungimas simuliuojamas du kartus esant skirtingai vėjo jėginių ir šiluminių elektrinių generacijai. Pirminio bandymo metu vėjo generacija sistemoje siekia 1000 MW, antruoju bandymu siekia 2000 MW.

Pagal gautus sistemos mazgų duomenų grafikus 75 pav., 76 pav. galime matyti, kaip sistemos dažnis atsistato po trumpojo jungimo esant skirtingai sistemų vėjo jėginių generacijai. 71 pav. simuliuojama sistema su 1000 MW vėjo jėginių generacijos, didžiausias fiksuojamas dažnio nuokrypis yra 0.003765 s.v, kas gali būti konvertuojama į 0.188 Hz nuokrypį. Po pirmųjų svyravimų sistemos dažnis nusistovi 5 simuliacijos sekundę.

Dažnio nuokrypis yra didesnis. 72 pav. pavaizduotoje sistemoje, kurioje vėjo jėginių generacija siekia 2000 MW , ir yra lygus 0.0058 s.v arba konvertavus 0.29 Hz. Po pirmųjų dažnio svyravimų sistemos dažnis nusistovi 4 simuliacijos sekundę

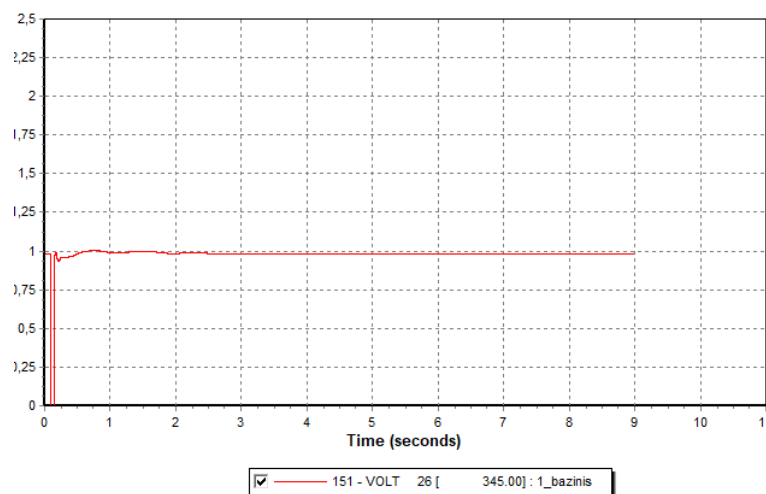


75 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)

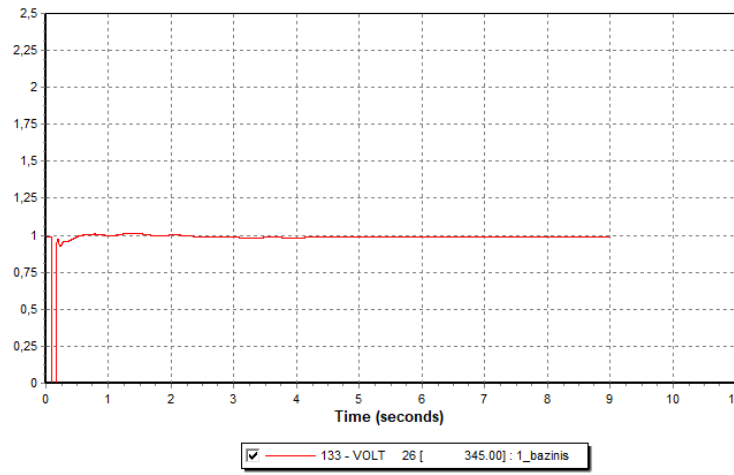


76 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)

77 pav. ir 78 pav. matomas staigus įtampos kritimas iki 0 s.v. vertės trumpojo jungimo metu. Nutraukus trumpąjį jungimą įtampa staigiai kyla trumpojo jungimo vietos mazge nusistovi 1 simuliacijos sekundę abiejuose scenarijuose. Įtampos parametrai išlieka stabilūs.



77 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)



78 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW

Kaip ir kituose žemiau pateikiama 15 lentelė, kurioje nurodomos ribiniai trumpojo jungimo laikai 26 mazge esant skirtingai vėjo elektrinių galiiai.

17 lentelė. Ribinio trumpojo jungimo laiko 26 mazge bandymų duomenys

	Vėjo jėginių galia lygi 0 MW	Vėjo jėginių galia lygi 1000 MW su SK	Vėjo jėginių galia lygi 2000 MW su SK
Ribinis trumpojo jungimo laikas, s	0.17	0.2	0.16

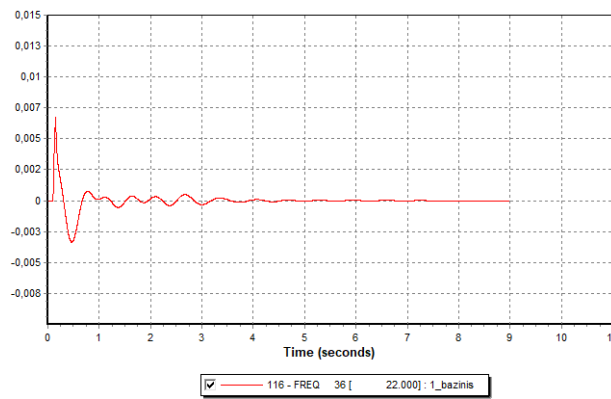
5.1.3 36 mazgo dinaminio stabilumo tyrimas

36 mazge trumpas jungimas vyksta 0.15 sekundės nuo 0.1 sekundės iki 0.25 sekundės, bendras simuliacijos laikas- 9 sekundės. Trumpasis jungimas simuliuojamas du kartus esant skirtingai vėjo jėginių ir šiluminių elektrinių generacijai. Pirminio bandymo metu vėjo generacija sistemoje siekia 1000 MW, antruoju bandymu siekia 2000 MW.

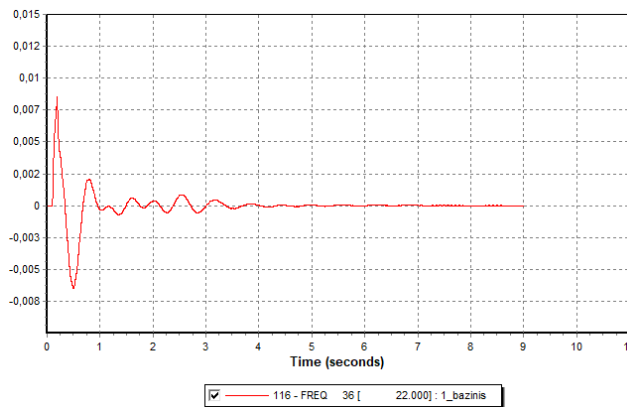
Pagal gautus sistemos mazgų duomenų grafikus 79 pav., 80 pav. galime matyti, kaip sistemos dažnis atsistato po trumpojo jungimo esant skirtingai sistemų vėjo jėginių generacijai.

79 pav. simuliuojama sistema su 1000 MW vėjo jėginių generacijos, didžiausias fiksuojamas dažnio nuokrypis yra 0.0067 s.v, kas gali būti konvertuojama į 0.335 Hz nuokrypį. Po pirmųjų svyravimų sistemos dažnis nusistovi 4 simuliacijos sekundę. Sistemos dažnis išlieka stabilus

Dažnio nuokrypis yra didesnis. 80 pav. pavaizduotoje sistemoje, kurioje vėjo jėginių generacija siekia 2000 MW , ir yra lygus 0.0082 s.v arba konvertavus 0.41 Hz. Po pirmųjų dažnio svyravimų sistemos dažnis nusistovi 4 simuliacijos sekundę. Sistemos dažnis išlieka stabilus.

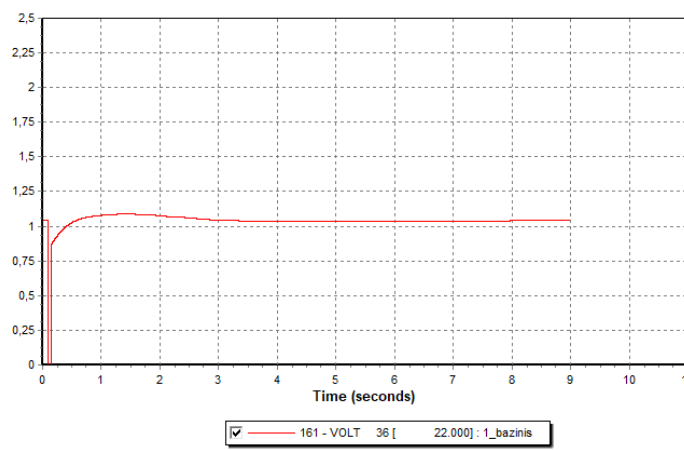


79 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)

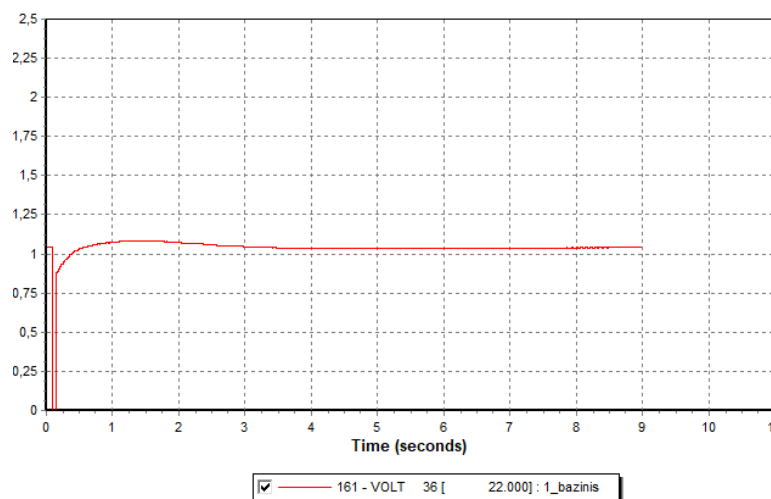


80 pav. Dažnio priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)

Kaip ir kituose dinaminio stabilumo tyrimuose 81 pav. ir 82 pav. matomas staigus įtampos kritimas iki 0 s.v. vertės trumpojo jungimo metu. Nutraukus trumpąjį jungimą įtampa staigiai kyla trumpojo jungimo vietos mazge ir 73 pav. nusistovi 1 simuliacijos sekundę.



81 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 1000MW)



82 pav. Įtampos priklausomybė nuo laiko trumpo jungimo vietoje (Vėjo elektrinių generacija lygi 2000MW)

Kaip ir kituose žemiau pateikiama 16 lentelė, kurioje nurodomos ribiniai trumpojo jungimo laikai 36 mazge esant skirtingai vėjo elektrinių galiams.

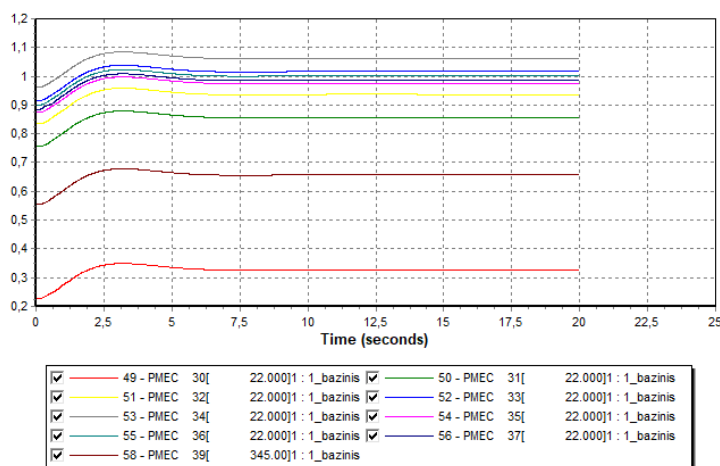
18 lentelė. Ribinio trumpojo jungimo laiko 36 mazge bandymų duomenys

	Vėjo jėginių galia lygi 0 MW	Vėjo jėginių galia lygi 1000 MW	Vėjo jėginių galia lygi 2000 MW
Ribinis trumpojo jungimo laikas, s	0.16	0.20	0.22

5.2 Dažnio stabilumo tyrimas

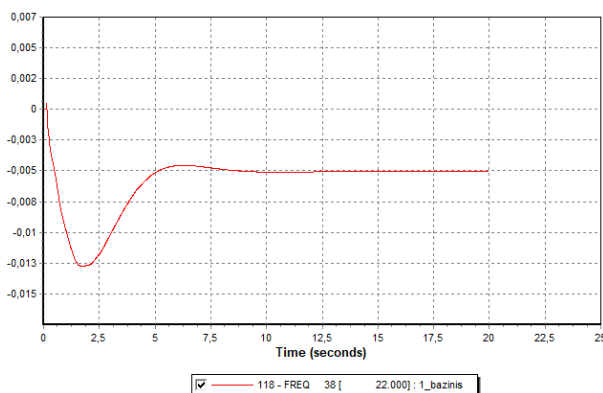
EES modelio su prijungtais sinchroniniais kompensatoriais modelio dinaminio stabilumo tyrimui atlikti simuliuojamas didžiausios galios generatorių atjungimas. Atjungimas vykdomas esant skirtingai vėjo jėginių integracijai sistemoje. Kaip ir ankstesniuose skyriuose pagal vėjo energijos kieki keičiami šiluminių elektrinių generatorių parametrai. 38 mazgo generatoriaus parametrai pateikiami aukščiau esančioje 12 lentelėje

38 generatoriaus atjungimas simuliuojamas 0.1 sekundė nuo simuliacijos pradžios. Pirmo atvejo atsijungimo metu šis generatorius generavo 696 MW aktyviosios galios P_G ir 96 MVar reaktyviosios galios Q_G . Pagal žemiau pateiktus paveikslėlius gautus naudojat PSSE programinės įrangos paketą galime matyti jų kaitą įvykus šiam atsijungimui. Parametrai pateikiami santykiniais vienetais.



83 pav. Generatorių pilnutinės galios priklausomybė nuo laiko

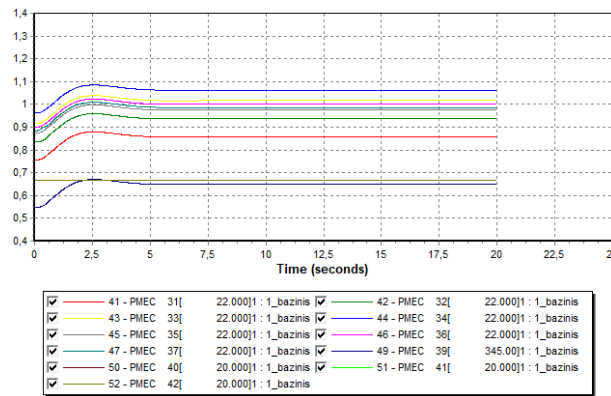
Pagal gautus sistemos mazgų duomenų grafikus galime matyti, kaip sistemos parametrai atsistato po didžiausio sistemos generatoriaus atsijungimo. Pagal 83 pav. galime matyti, jog po 38 mazgo generatoriaus atsijungimo visi sistemos generatoriai didina generaciją, siekiant kompensuoti prarastą aktyviają ir reaktyviają galią. Didžiausia generacija pasiekama 2.5 sekundės nuo simuliacijos pradžios, ir nusistovi 5 simuliacijos sekundę.



84 pav. Elektros sistemos dažnio priklausomybė nuo laiko

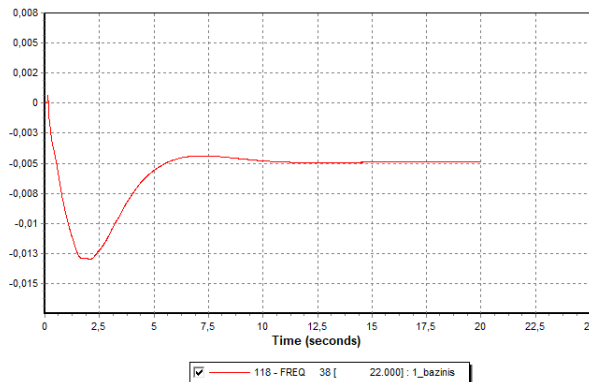
Pagal 84 pav. galime matyti, jog po 38 mazgo generatoriaus atsijungimo didžiausias dažnio nuokrypis įvyksta 1.72 simuliacijos sekundę ir yra lygus 0.0132 s.v, kas gali būti konvertuojama į 0.66 Hz. Galutinis nusistovėjęs dažnis sistemoje yra lygus 0.25 Hz. Yra peržengiama ribinio leistino dažnio riba, tačiau šis dažnio sumažėjimas nesukeltų sistemos griūties.

Antro atvejo atsijungimo metu šis generatorius generavo 562 MW aktyviosios galios P_G ir 87 MVar reaktyviosios galios Q_G . Pagal žemiau pateiktus paveikslėlius gautus naudojant PSSE programinės įrangos paketą galime matyti jų kaitą įvykus šiam atsijungimui. Parametrai pateikiami santykiniais vienetais.



85 pav. Generatorių pilnutinės galios priklausomybė nuo laiko

Pagal gautus sistemos mazgų duomenų grafikus galime matyti, kaip sistemos parametrai atsistato po didžiausio sistemos generatoriaus atsijungimo. Pagal 85 pav. galime matyti, jog po 38 mazgo generatoriaus atsijungimo visi sistemos generatoriai didina generaciją, siekiant kompensuoti prarastą aktyviają ir reaktyviają galią. Didžiausia generacija pasiekama 2.5 sekundės nuo simuliacijos pradžios, ir nusistovi 5 simuliacijos sekundę



86 pav. Elektros sistemos dažnio priklausomybė nuo laiko

Pagal 86 pav. galime matyti, jog po 38 mazgo generatoriaus atsijungimo didžiausias dažnio nuokrypis įvyksta 1.71 simuliacijos sekundę ir yra lygus 0.0134 s.v., kas gali būti konvertuojama į 0.67 Hz. Galutinis nusistovėjęs dažnis sistemoje yra lygus 0.25 Hz. Yra peržengiama ribinio leistino dažnio riba, tačiau šis dažnio sumažėjimas nesukeltų sistemos griūties.

6. Tyrimo rezultatų apibendrinimas

Siekiant aiškiau atvaizduoti bandymų metu gautus rezultatus sudaroma rezultatų lentelė dinaminio stabilumo ir dažnio stabilumo bandymo rezultatų lentelės.

19 lentelė. Dinaminio stabilumo tyrimo rezultatų duomenys

Mazgo numeris	Didžiausias dažnio nuokrypis (0.15 sec bandymas), s.v	Didžiausias dažnio nuokrypis (0.15 sec bandymas), $\Delta\lambda$, Hz	Ribinis trumpojo jungimo laikas, s	Inercijos konstanta H, s	Sistemos stabilumo būseną po trumpojo jungimo
EES pagrindinis scenarijus					
12	0.001	0.05	0.48	2.7	Stabili
26	0.003	0.15	0.17	2.7	Stabili
36	0.138	0.69	0.16	2.7	Stabili
EES su 1000 MW generacija scenarijus					
12	0.001	0.05	0.45	2.24	Stabili
26	0.008	0.4	0.19	2.24	Stabili
36	0.0115	0.575	0.17	2.24	Stabili
EES su 2000 MW generacija scenarijus					
12	0.0015	0.075	0.4	1.79	Svyravimai
26	0.018	0.9	0.19	1.79	Svyravimai
36	0.0091	0.455	0.2	1.79	Svyravimai
EES su 1000 MW generacija ir SK scenarijus					
12	0.00062	0.0314	0.5	2.73	Stabili
26	0.0037	0.188	0.2	2.73	Stabili
36	0.0067	0.335	0.2	2.73	Stabili
EES su 2000 MW generacija ir SK scenarijus					
12	0.00138	0.069	0.42	2.31	Svyravimai
26	0.0058	0.29	0.16	2.31	Stabili
36	0.0082	0.41	0,22	2.31	Stabili

20 lentelė. Dažnio stabilumo tyrimo rezultatų duomenys

Mazgo numeris	Didžiausias dažnio nuokrypis (0.15 sec bandymas), s.v	Didžiausias dažnio nuokrypis (0.15 sec bandymas), $\Delta\lambda$, Hz	Sistemos stabilumo būseną po generatoriaus atjungimo	Inercijos konstanta H, s
EES pagrindinis scenarijus				
38	0.014	0.7	Stabili	2.7
EES su 1000 MW vėjo elektrinių galia scenarijus				
38	0.0143	0.715	Stabili	2.24
EES su 2000 MW vėjo elektrinių galia scenarijus				
38	0.063	4.315	Sistemos griūtis	1.79
EES su 1000 MW generacija ir SK scenarijus				
38	0.0132	0.66	Stabili	2.73
EES su 2000 MW generacija ir SK scenarijus				
38	0.0134	0.67	Stabili	2.31

Išvados

1. Nauodojant PSSSE programinės įrangos paketą simuliuota stabili 39 mazgų bazinė elektros energijos sistema, 42 mazgų elektros sistema su papildoma vėjo jėgainių integracija ir 45 mazgų elektros energijos sistema su vėjo jėgainėmis ir sinchroniniais kompensatoriais. Pagal šias simuliacijas buvo atlikti dinaminio ir dažnio stabilumo tyrimai.
2. Skirtingais EES scenarijais matomas kintamas inercijos konstantos dydis sistemoje, kada H vertė kinta nuo 2.7 iki 1.79 s. Pagal gautus rezultatus galima matyti, jog daugelyje atveju didesnė sistemos inercija lemia mažesnę pirminį dažnio nuokrypį esant trumpiejam jungimam. Nustatant ribinį trumpojo jungimo laiką galima pastebėti, kad didesnis inercijos kiekis lemia jo ilgesnę trukmę.
3. Atlikus dažnio stabilumo tyrima, kada yra atjungimas didžiausias sistemos generatorius (38 mazgas), galima pastebėti, kad mažėjantis inercijos kiekis daro įtaką ne vien didesniam pirminiam dažnio nuokrypiui, bet ir gali privesti prie sistemos griūties.

Šaltiniai

1. Renewable Energy Target Scheme. Prieiga per internetą: <http://www.aph.gov.au/DocumentStore.ashx?id=17008e4b-e2f3-4ea3-9d53-fb3fb0cd4d85 & subId=351098> [2021-06-15]
2. Renewables Global Status Report, REN21. Prieiga per internetą: http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR2012_low%20res_FINAL.pdf [2021-06-15]
3. Gonzalez-Longatt F.M. „Effects of the synthetic inertia from wind power on the total system inertia: simulation study“ 2012 m. Prieiga per internetą: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6294049> [2021-06-15]
4. Komisijos reglamentas (ES) 2017/1485 2017 m. Rugpjūčio 2 d. kurio nustatomos elektros energijos perdavimo sistemos eksploatavimo gairės. Prieiga per internetą: lex.europa.eu/legal-content/LT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1485&from=LT [2021-06-15]
5. Erik Ørum, Mikko Kuivaniemi, Minna Laasonen, Alf Ivar Bruseth, Erik Alexander Jansson, Anders Danell, Katherine Elkington, Niklas Modig, „Enstoe report- Future system inertia“ . Prieiga per internetą: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic_report_Future_System_Inertia.pdf [2021-06-15]
6. Peter Wall, Francisco Gonzalez-Longatt, Vladimir Terzija „Demonstration of an inertia constant estimation method through simulation“ 2010 m. Prieiga per internetą: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5649023> [2021-06-15]
7. ENTSO-E. (2014). „Draft Network Code on High Voltage Direct Current Connections and DC connected Power Park Modules“ Prieiga per internetą: <https://www.entsoe.eu/majorprojects/network-code-development/high-voltage-direct-current/> [2021-06-15]
8. Fan Shixiong, Han Wei, Wang Wei „Influence of Synchronous Condenser Transient Parameters on Voltage Stability of HVDC“ Prieiga per internetą: https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8398041?casa_token=fMxEZndWPRMAAAAA:cw8Fy5SiffijSGuG-_xhM7X4Pu9Y88FNXuu5W_tJU-J60zNNz-3kNfIKsn8Evc_Vie9MEpDwmg [2021-06-15]
9. Miller, N., Shao, M., Pajic, S., D'Aquila, R., & Clark, K. 2014 m. „Frequency Response of the US Eastern Interconnection under Conditions of High Wind Generation“ <https://ieeexplore.ieee.org/document/7150225> [2021-06-15]
10. Paul E. Marken, Arther C. Depoian, John Skliutas, Michael Verrier „Modern Synchronous Condenser Performance Considerations“ Prieiga per internetą: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6039011> [2021-06-15]
11. C. Corvin, “SLAC synchronous condenser” 1995 m. Prieiga per internetą: <https://ieeexplore.ieee.org/document/505472> [2021-06-15]
12. Diana Maria Bucur. Georgiana Dunca, Constantin Calinoiu „Experimental investigation over in site operational characteristics of a hydro generator“ Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/publication/281649692_Experimental_investigation_over_in_site_operational_characteristics_of_a_hydro_generator [2021-06-15]
13. Sercan Teleke, Tarik Abdulahovic, Torbjörn Thiringer, Jan Svensson „Dynamic Performance Comparison of Synchronous Condenser and SVC“ Prieiga per internetą: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4454208> [2021-06-15]

14. L.Chubraeva, S. Timofeev „Modern Reactive Power Generators“ 2018 m. Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/publication/323273704_Modern_Reactive_Power_Generators [2021-06-15]
15. Aaron Rimpela, Klaus Kruegerb, Zhiyang Wangc, Xiaojun Lid, Alan Palazzoloe, Jamshid Kavosie, Mohamad Naraghie, Terry Creasye, Bahar Anvarif, Eric Seversong, Eugene Broermana „Thermal, Mechanical and Hybrid Chemical Energy Storage Systems“ 2021 m. Prieiga per internetą: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128198926000046> [2021-06-15]
16. Famous Oghomwen Igbinoia, Ghaeth Fandi, Zdenek Müller, Josef Tlustý „Reputation of the Synchronous Condenser Technology in Modern Power Grid“ 2018 m. Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/publication/330468697_Reputation_of_the_Synchronous_Condenser_Technology_in_Modern_Power_Grid [2021-06-15]
17. Emanuel MARRAZI , Guangya YANG , Peter WEINREICH-JENSENT „Allocation of synchronous condensers for restoration of system short-circuit power“ 2018 m. Prieiga per internetą: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9024332> [2021-06-15]
18. Paul E. Marken, Mike Henderson, Dean LaForest, John Skliutas, Jim Roedel, Todd Campbell „Allocation of synchronous condensers for restoration of system short-circuit power“ 2010 m. Prieiga per internetą: https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5484423?casa_token=caZ2M4Uo2g4AAAAA:gi4ySDA6vdIT2wzjgq7N-e9Q2Pqwp_sQ3QNIPs61ymVfTsteaApaMPN-IdUKsvEttAEnD2eC1A [2021-06-15]
19. Paul E. Marken, Dean LaForest, Rob D'Aquila, Erik Kronbeck, John Skliutas „Dynamic performance of the next generation synchronous condenser at VELCO“ 2009 m. Prieiga per internetą: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4840089> [2021-06-15]
20. N. M. KIRBY , N. M. MACLEOD , D. STIDHAM , M. REYNOLDS „Tres Amigas : A flexible gateway for renewable energy exchange between the three asynchronous AC networks in the USA“ 2012 m. Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/profile/Neil-Kirby/publication/280158068_Tres_Amigas_A_flexible_gateway_for_renewable_energy_exchange_between_the_three_asynchronous_AC_networks_in_the_USA/links/55ad52d408aed614b097ae9e/Tres-Amigas-A-flexible-gateway-for-renewable-energy-exchange-between-the-three-asynchronous-AC-networks-in-the-USA.pdf [2021-06-15]
21. Alfredo Di Giulio, Vincenzo Iuliani „Increased grid performance using synchronous condensers in multi in-feed multi-terminal HVDC system“ 2014 m. Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/publication/269140160_Increased_grid_performance_using_synchronous_condensers_in_multi_in-feed_multi-terminal_HVDC_system [2021-06-15]
22. L. Michi, E.M. Carlini, T. Baffa Scirocco, G. Bruno , R. Gnudi, C. Pisani „The restoration field tests in Sardinian network involving HVDC, synchronous condensers and hydraulic power plant“ 2019 m. Prieiga per internetą: https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8740466?casa_token=Yf_ng04rLVcAAAAA:c7YQyW2jaaJZcjRJIpytTmMKwPhdX22U_9v7aD12QwZNYvcV200_2o_CiU0s8az1AULlma6Giw [2021-06-15]
23. P. E. Marken, J. P. Skliutas, P.Y. Sung, K.S. Kim, H.M. Kim, L.H. Sailer, R.R. Young „The New Synchronous Condensers for Jeju Island“ 2012 m. Prieiga per internetą: https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6344607?casa_token=j5fUrlyEix0AAAAA:7Evo

[wCDEVutCL0Tib-dLMhZNa0YAgWiGNa5-UxulmQI3WrVTQwys3pzNwmyWFSwG0K3kSTJqCA](#) [2021-06-15]

24. Ha Thi Nguyen, Cesar Guerriero, Guangya Yang, Christopher J Boltonand, Tariq Rahman, Peter Hojgaard Jensen „Talega SynCon - Power Grid Support for Renewable-based Systems“ 2019 m. Prieiga per internetą:
https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9020538?casa_token=KpAo37IaMbsAAAAA:ygG03WkwBU1IWeHGpuSmZKBtBEEAY49aAG4ntOwni8VHbDJCM1gGG7AYdV_hDMD4idjbukIkKg [2021-06-15]

Priedai