



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Sinchroninio kompensatoriaus įtakos elektros sistemos inercijai tyrimas

Baigiamasis magistro projektas

Saulius Steponavičius

Projekto autorius

Doc. Audrius Jonaitis

Vadovas

Kaunas, 2021



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Sinchroninio kompensatoriaus įtakos elektros sistemos inercijai tyrimas

Baigiamasis magistro projektas

Elektros energetikos inžinerija (6211EX010)

Saulius Steponavičius

Projekto autorius

Doc. Audrius Jonaitis

Vadovas

Doc. Mindaugas Ažubalis

Recenzentas

Kaunas, 2021



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Saulius Steponavičius

Sinchroninio kompensatoriaus įtakos elektros sistemos inercijai 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.

Saulius Steponavičius

Patvirtinta elektroniniu būdu

Steponavičius, Saulius. Sinchroninio kompensatoriaus įtakos elektros sistemos inercijai tyrimas. Magistro baigiamasis projektas / vadovas doc. dr. Audrius Jonaitis; Kauno technologijos universitetas, Elektros ir elektronikos fakultetas.

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

Reikšminiai žodžiai: sinchroninis kompensatorius, inercija, dažnis, atsinaujinantys šaltiniai.

Kaunas, 2021. 59 p.

Santrauka

Didėjantis atsinaujinančių šaltinių kiekis ir mažėjantis tradicinių generatorių skaičius sąlygoja inercijos mažėjimą sistemoje. Dėl to kyla papildomi iššūkiai, susiję su sistemos stabilumu. Todėl šio darbo tikslas yra ištirti sinchroninio kompensatoriaus įtaką dažnio dinaminėms charakteristikoms, kai prie tinklo prijungtos atsinaujinančius išteklius naudojančios elektrinės.

Tyrimui atlikti sukurtas 39 mazgų modelis PSSE programos aplinkoje, kurioje imituojamas elektros energijos perdavimo tinklas su apkrovos ir generacijos šaltiniais. Bandymų metu tiriama sinchroninių kompensatorių įtaka dažniui, kai keičiamas jų skaičius, inercija ir prijungimo vieta. Taip pat ištirta įrenginio įtaka dažniui, kai tinkle prijungiamos aktyvi arba reaktyvi apkrovos.

Atlikus tyrimus nustatyta, kad didinant sinchroninio kompensatoriaus inerciją, visi dažnio kokybiniai parametrai gerėja. Tačiau tiriant kompensatoriaus prijungimo vietos įtaką dažniui, žymios naudos nepastebėta. Daugiausiai stabilumo sinchroninis kompensatorius suteikia, kai aktyvioji apkrova prijungiama arčiau mašinos. Atsižvelgiant į dažnio kitimo greičio rezultatus, didžiausia nauda gaunama, kai reaktyvioji apkrova prijungiama arčiau sinchroninio kompensatoriaus.

Steponavičius, Saulius. Research on Synchronous Condenser Impact on Electric Power System Inertia. 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: synchronous condenser, inertia, frequency, renewable sources.

Kaunas, 2021. 59.

Summary

The increasing amount of renewable sources and the decreasing number of traditional generators may lead to the decrease of inertia in the system. This induces additional challenges to the system stability. Therefore the aim of this work is to investigate the influence of synchronous condenser on the dynamic characteristics of grid frequency when renewable power plants are connected.

A model with 39 bus was created for the study. The study was accomplished with the PSSE program which simulates an electricity transmission network with load and generation sources. The tests investigate the influence of synchronous condensers on the frequency as their number, inertia and connection location are changing. The influence of the device on the frequency when active or reactive loads are connected to the network was also investigated.

Studies have shown that increasing the inertia of the synchronous compensator improves all frequency qualitative parameters. However, no significant benefit was observed when investigating the effect of condenser connection location on frequency. The synchronous condenser provides the most stability when the active load is connected closer to the machine. Depending on the results of the frequency change rate, the maximum benefit is obtained when the reactive load is connected closer to the synchronous condenser.

Turinys

Lentelių sąrašas	7
Paveikslų sąrašas	8
Santrumpų ir terminų sąrašas	11
Įvadas.....	12
1. Elektros sistemos inercijos problemos ir metodų apžvalga.....	13
1.1. Inercijos mažėjimas elektros sistemoje	13
1.2. Inercija elektros sistemoje	13
1.3. Tendencijos.....	14
1.4. Dažnio reguliavimas tinkle.....	16
1.5. Įrenginiai ir jų tiekiamą inerciją	17
1.6. Apkrovos įtaka tinklo inercijai	24
2. Dažnio stabilumo tyrimo metodika.....	25
2.1. Generatoriaus inercijos atsako į tinklo pokyčius išraiška.....	25
2.2. Apibendrinta judesio lygtis ir jos taikymas elektros sistemoms	26
3. Elektros sistemos su sinchroniniu kompensatoriumi modelis ir nagrinėjami scenarijai ...	27
3.1. Modeliuojama sistema.....	27
3.2. Dinaminis modelis.....	27
3.3. Scenarijai	31
4. Rezultatai ir jų analizė	33
4.1. Sinchroninio kompensatoriaus inercijos įtaka tinklo dažniui, keičiant kompensatoriaus inercijos reikšmę.....	33
4.2. Dviejų sinchroninių kompensatorių inercijos įtaka tinklui, keičiant kompensatorių inercijos reikšmę	35
4.3. Sinchroninio kompensatoriaus prijungimo vietos tinkle įtaka tinklo dažniui	38
4.4. Sinchroninio kompensatoriaus įtaka dažniui, kai prie tinklo prijungiama aktyvioji apkrova ..	40
4.5. Sinchroninio kompensatoriaus įtaka dažniui, kai prie tinklo prijungiama reaktyvioji apkrova	48
Išvados	57
Literatūros sąrašas	58
Priedai.....	60
1 priedas. Modeliuojamo tinklo schema ir parametrai	60

Lentelių sąrašas

1 lentelė. Turbo generatoriaus modelio „GENROU“ parametrai	27
2 lentelė. Sinchroninės mašinos „ESST1A“ modelio žadinimo sistemos parametrai	28
3 lentelė. Sinchroninės mašinos turbinos reguliatoriaus „TGOV1“ modelio parametrai	28
4 lentelė. Sinchroninės mašinos stabilizatoriaus „PSS2A“ modelio parametrai.....	29
5 lentelė. Vėjo elektrinės generatoriaus „WT4G1“ modelio parametrai	29
6 lentelė. Vėjo elektrinės valdiklio „WT4E1“ modelio parametrai	30

Paveikslų sąrašas

1 pav. Generacijos šaltinių pasiskirstymas pasaulyje nuo 1996 m iki 2016 m. (a) generacijos pasiskirstymas 1996 m, (b) generacijos pasiskirstymas 2016 m [1]	15
2 pav. Ekvivalentinių inercijos reikšmių pokytis pasaulyje tarp 1996 m ir 2016 m [1].....	15
3 pav. Ekvivalentinių inercijos reikšmių pokytis Europoje tarp 1996 m ir 2016 m [1]	15
4 pav. Generacijos šaltinių pasiskirstymas Europoje nuo 1996 m iki 2016 m. (a) generacijos pasiskirstymas 1996 m, (b) generacijos pasiskirstymas 2016 m [1]	16
5 pav. Pagrindinės trys dažnio reguliavimo pakopos [5]	17
6 pav. Vėjo elektrinių generatorių tipai [6]	18
7 pav. Modeliuojamos vėjo elektrinės reakcijos į dažnio pokytį tinkle rezultatai [6].....	19
8 pav. Tiklo dažnio reakcija į trikdį su BEKS ir be [14]	20
9 pav. Prie sinchroninių generatorių su nuolatinais magnetais naudojančios VE prijungtas SEK [19]	22
10 pav. Santykinis skirtingų technologijų vertinimas, remiantis jų galimybėmis prisidėti prie tinklo stabilumo gerinimo [23]	23
12 pav. Dažnio kitimas laike, taikant pagrindinius scenarijus	33
13 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant pagrindinius scenarijus	33
14 pav. Dažnio kitimas laike, taikant trečiąjį scenarijų, kai keičiama sinchroninio kompensatoriaus inercija	34
15 pav. Dažnio kitimas laike, taikant trečiąjį scenarijų, kai sinchroninio kompensatoriaus inercija yra 2 s ir 10 s.....	34
16 pav. Dažnio kitimo greitis, kai keičiama sinchroninio kompensatoriaus inercija	35
17 pav. Dažnio kitimo greitis, kai sinchroninio kompensatoriaus inercija yra 2 s ir 10 s.....	35
18 pav. Dažnio kitimas laike, taikant trečiąjį scenarijų ir keičiant abiejų SK inerciją	36
19 pav. Dažnio kitimas laike, taikant trečiąjį scenarijų, kai abiejų SK inercija yra 2 s ir 10 s	36
20 pav. Dažnio kitimo greitis, kai abiejų SK inercija yra 2 s ir 10 s	37
21 pav. Dažnio kitimo greitis, kai abiejų SK inercija yra 2 s ir 10 s	37
22 pav. Didžiausios dažnio nuokrypio reikšmės priklausomybė nuo SK inercijos, kai tinkle prijungtas vienas ir du SK	38
23 pav. Didžiausio dažnio kitimo greičio reikšmės priklausomybė nuo SK inercijos, kai tinkle prijungtas vienas ir du SK	38
24 pav. Dažnio kitimas laike, taikant trečiąjį scenarijų, kai keičiama SK prijungimo prie tinklo vieta	39
25 pav. Dažnio kitimo greitis, kai keičiama SK prijungimo prie tinklo vieta.....	39
26 pav. Didžiausios dažnio nuokrypio reikšmės priklausomybė nuo SK prijungimo vietos tinkle..	40
27 pav. Didžiausio dažnio kitimo greičio reikšmės priklausomybė nuo SK prijungimo vietos tinkle	40
28 pav. Dažnio kitimas laike, taikant pirmąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta	41
29 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant pirmąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta.....	41
30 pav. Dažnio kitimas laike, taikant pirmąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai	41
31 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant pirmąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai	42

32 pav. Dažnio kitimas laike, taikant antrąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta	42
33 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant antrąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta	43
34 pav. Dažnio kitimas laike, taikant antrąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai	43
35 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant antrąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai	43
36 pav. Dažnio kitimas laike, taikant trečiąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta	44
37 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant trečiąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta	44
38 pav. Dažnio kitimas laike, taikant trečiąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai	45
39 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant trečiąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai	45
40 pav. Dažnio kitimas laike, taikant visus tris scenarijus, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta 20 mazge	46
41 pav. Dažnio kitimas laike, taikant visus tris scenarijus, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta 6 mazge	46
42 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant visus tris scenarijuss, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta 20 mazge	46
43 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant visus tris scenarijus, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta 6 mazge	47
44 pav. Didžiausios dažnio nuokrypio reikšmės priklausomybė nuo aktyviosios apkrovos prijungimo vietos.....	47
45 pav. Didžiausio dažnio kitimo greičio reikšmės priklausomybė nuo aktyviosios apkrovos prijungimo vietos.....	48
46 pav. Dažnio kitimas laike, taikant pirmąjį scenarijų, kai keičiama resaktyviosios apkrovos prijungimo vieta.....	48
47 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant pirmąjį scenarijų, kai keičiama resaktyviosios apkrovos prijungimo vieta.....	49
48 pav. Dažnio kitimas laike, taikant pirmąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai.....	49
49 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant pirmąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai.....	49
50 pav. Dažnio kitimas laike, taikant antrąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta.....	50
51 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant antrąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta.....	50
52 pav. Dažnio kitimas laike, taikant antrąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai.....	51
53 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant antrąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai.....	51
54 pav. Dažnio kitimas laike, taikant trečiąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta.....	52

55 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant trečiąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta.....	52
56 pav. Dažnio kitimas laike, taikant trečiąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai.....	52
57 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant antrąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai.....	53
58 pav. Dažnio kitimas laike, taikant visus tris scenarijus, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta 14 ir 20 mazguose	53
59 pav. Dažnio kitimas laike, taikant visus tris scenarijus, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta 6 ir 19 mazguose	54
60 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant visus tris scenarijus, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta 20 mazge	54
61 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant visus tris scenarijuss, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta 6 mazge	54
62 pav. Didžiausios dažnio nuokrypio reikšmės priklausomybė nuo reaktyviosios apkrovos prijungimo vietos.....	55
63 pav. Didžiausio dažnio kitimo greičio reikšmės priklausomybė nuo reaktyviosios apkrovos prijungimo vietos.....	56

Santrumpų ir terminų sąrašas

Santrumpos:

SK – sinchroninis kompensatorius;

VE – vėjo elektrinė;

PSO – elektros perdavimo sistemos operatorius;

BRELL – Baltarusijos, šiaurės vakarų Rusijos, Estijos, Latvijos bei Lietuvos energetinis žiedas;

BEKS – baterijos energijos kaupimo sistema;

STATCOM – statinis sinchroninis kompensatorius;

AĮNS – aukštos įtampos nuolatinės srovės jungtis;

SEK – smagratiniai energijos kaupikliai;

Įvadas

Pastaraisiais metais didžioji dalis viso pasaulio elektros sistemų savo ištekliams pradėjo naudoti mažiau tradicinių resursų, juos keičiant atsinaujinančiais. Kartu su šiuo pokyčiu kilo naujų iššūkių, susijusių su stabilium sistemos veikimo užtikrinimu. Įprastai generatorių veikimas sukurdamo sistemai sinchroninę inerciją, tačiau naudojant atsinaujinančius išteklius, inercija negeneruojama. Sinchroninė inercija palaiko tinklo veikimą, užtikrindama tiekiamos ir sunaudojamos energijos balansą įprasto veikimo metu bei stabilizuodama tinklą, esant tam tikriems sutrikimams. Mažėjantis įprastinių generatorių ir apkrovų naudojimas sąlygoja sumažėjusį kinetinės energijos kiekį, kuris gali būti greitai panaudojamas stabiliam sistemos darbui atkurti.

Šiuo metu Lietuvoje ir Baltijos šalyse nėra vykdomas pirminis aktyvios galios reguliavimas (dažnio sulaikymo rezervas). Pagal sudarytą sutartį Lietuvos tinkle šis reguliavimas yra palaikomas BRELL žiedo, kuris yra sujungtas su visa sinchronine Rusijos energetikos sistema. Baltijos šalys, siekdamos energetinės nepriklausomybės, 2025 metais planuoja atsijungti nuo šios sistemos. Todėl dėl globaliai augačio atsinaujinančius išteklius naudojančių elektrinių kiekio bei politinių veiksnių tiek Baltijos šalyse, tiek visame pasaulyje tinklo stabilumo ir galios balanso reguliavimo priemonių pritaikymas išlieka aktualus.

Šiuo metu pramonėje reikalingos naujos analizinės priemonės, inerciją palaikantys metodai reikalauja tyrimų, kuriais būtų pagrįsta jų vertė bei veiksmingumas, papildant arba pakeičiant sinchroninę inerciją. Todėl šiame darbe apžvelgiamos tinklo kokybę gerinančios elektros energijos technologijos bei tiriama sinchroninio kompensatoriaus įtaka tinklo stabilumo parametrų.

Darbo tikslas: Ištirti sinchroninio kompensatoriaus įtaką elektros tinklo su atsinaujinančius išteklius naudojančiomis elektrinėmis dažnio dinaminėmis charakteristikoms.

Uždaviniai:

1. Sukurti elektros sistemos su sinchroniniais kompensatoriais modelį, tinkamą analizuoti dažnio charakteristikas;
2. Ištirti sinchroninių kompensatorių įtaką tinklo dažniui, kai keičiama jų inercijos reikšmė ir skaičius;
3. Ištirti sinchroninio kompensatoriaus prijungimo vietos įtaką tinklo dažniui;
4. Ištirti sinchroninio kompensatoriaus įtaką dažniui, kai prie tinklo prijungiama aktyvi apkrova;
5. Ištirti sinchroninio kompensatoriaus įtaką dažniui, kai prie tinklo prijungiama reaktyvi apkrova.

1. Elektros sistemos inercijos problemos ir metodų apžvalga

1.1. Inercijos mažėjimas elektros sistemoje

Europos ir viso pasaulio vyriausybės bei politiniai veikėjai užsibrėžė ambicingų atsinaujinančios energijos gamybos tikslų, taip siekdami sumažinti elektros gamyboje išskiriamą anglies dioksido kiekį [1]. Šie tikslai lėmė saulės, vėjo ir kitų atsinaujinančių resursų naudojimo augimą visame pasaulyje. Tačiau didėjantis atsinaujinančių šaltinių kiekis ir mažėjantis tradicinių generatorių skaičius sąlygoja inercijos sumažėjimą sistemoje [2]. Dėl to kyla keletas iššūkių, susijusių su sistemos veikimu. Tinklo inercija padeda sistemai palaikyti pastovų dažnį. Įprastai stabilumas ir inercija tinkle užtikrinami per didelės galios šiluminių elektrinių besisukančių generatorių veikimą. Tačiau atsinaujinantys šaltiniai, tokie kaip saulės elektrinės, sistemai nesuteikia reikiamos inercijos. Didėjantis šių resursų kiekis tinkle gali lemti nestabilių sistemos darbą. Norint ir toliau palaikyti sistemos stabilumą, reikia tam tikrų pokyčių [1].

Kai sistemos inercija mažėja, perdavimo tinklo operatoriai susiduria su naujais iššūkiais planuojant, eksploatuojant ir apsaugant perdavimo sistemas ir elektros rinką. Mažesnės arba salos režimu dirbančios elektros sistemos, kurių didžiąją dalį generuojamos elektros energijos sudaro atinaujinantys energijos ištekliai, jau yra išreiškusios savo susirūpinimą dėl inercijos sumažėjimo tinkle ir pradėjusios kurti inovatyvius sprendimus. Planuojama, kad ateityje šiluminės elektrinės bus didesnės, o generatoriai gebės palaikyti balansą ir kompensuoti inercijos trūkumą prijungtose sistemose. Perspektyvios naujos galimybės apima metodus, kurie remiasi keitikius naudojančiais elektros energijos šaltiniais, kad sutrikimų metu būtų galima palaikyti dažnio valdymą per įdiegtus valdiklius [3, 4]. Tokie metodai yra daug žadantys, tačiau tam reikia išsamesnių tyrimų.

1.2. Inercija elektros sistemoje

Sistemoje generatoriai ir variklio apkrovos sukasi greičiu, proporcingu sistemos dažniui. Sunkių, besisukančių objektų rotacinė inercija yra perduodama sistemai per jų didelę masę. Ši inercija prisideda prie sistemos gebėjimo atsilaikyti dažnių pokyčiams. Jei vienas generatorius atsijungia arba prijungiama nauja apkrova, kinetinė energija, saugoma likusiuose generatoriuose yra nedelsiant naudojama, taip siekiant kompensuoti pagaminamos ir sunaudojamos elektros energijos skirtumą. Toks generuojamos galios netekimas arba staigus apkrovos padidėjimas tinkle veikia kaip stabdis, lėtinantis generatorius ir taip mažinantis sistemos dažnį. Prarastas sistemos inercijos kiekis ir atsijungusio nuo tinklo generatoriaus arba variklio dydis nusako, kaip greitai dažnis sumažės. Jei inercijos pakanka, dažnis mažėja iš lėto, taip leisdamas generatoriams pajusti dažnio pokyčius ir automatiškai reaguoti per valdiklius arba perspėti sistemos operatorius. Jei sistemoje nepakanka inercijos, dažnis gali sumažėti per greitai, taip sukeldamas neigiamų padarinių. Tačiau inercijos užtikrinimas sistemoje taip pat leidžia operatoriams numatyti kitų naudojamų dažnio atsako mechanizmų veikimą. Kitaip tariant, sistemos inercija nustato dažnio pokyčio greitį bei galimą minimalų tašką sistemoje įvykus trikdžiui.

Perdavimo sistemos operatoriai (PSO) stengiasi užtikrinti, kad bet kokie dažnio nukrypimai pirmiausia būtų stabdomi ir tik vėliau koreguojami iki normalaus. Europoje įprastas sistemos dažnis yra 50 Hz, Šiaurės Amerikoje jis siekia 60 Hz.

Dažnis yra pagrindinis parametras, kuris apibūdina tinkamą sistemos gebėjimą balansuoti tarp pagamintos ir sunaudojamos energijos bei užtikrinti paslaugos tiekimą vartotojams. Dažnis kerta

nacionalines ir valstybines jurisdikcijas, jis gali apimti kelias perdavimo sistemos operatoriaus kontroliuojamas zonas, nebent jos yra saloje ir tai ribotų dažnio perdavimą. Todėl dažnio stabilumas sinchroninėse teritorijose paprastai valdomas bendromis PSO pastangomis bei regioninio saugumo kordinatorių darbu.

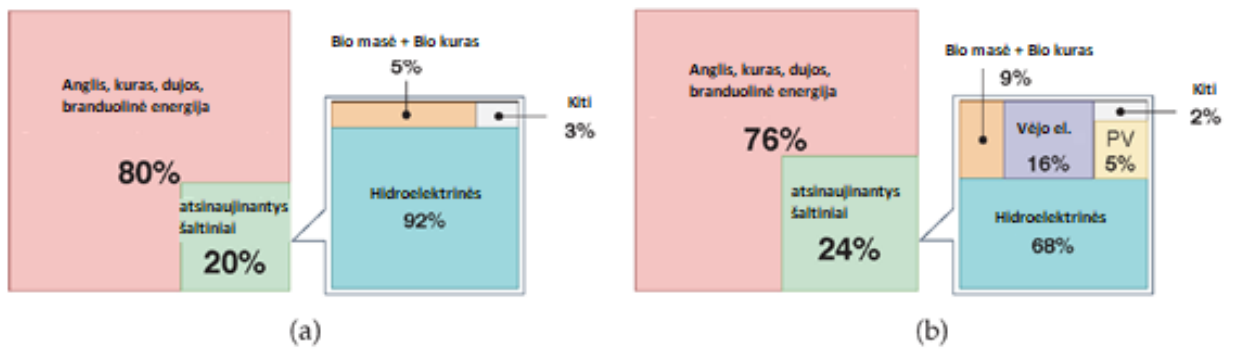
Sistemos operatoriai skiria daug pastangų ir išteklių dažnio stabilumo palaikymui, nes jie turi užtikrinti, kad generuojamos galios kiekis atitiktų vartotojų poreikius ir sinchronizuojamos galios pakaktų esant tam tikriems sutrikimams. Normalaus sistemos veikimo metu nuolat vyksta nedideli tiek sukuriamos, tiek suvartojamos galios pokyčiai, nes vartotojai nepertraukiamai keičia elektros suvartojimo kiekį ir generatoriai reaguoja į šiuos pokyčius. Kadangi generatoriai negali reaguoti į apkrovos poslinkius sekundžių tikslumu, sistemos operatoriai vykdo nuolatinį tiekimo valdymą ir generacijos koregavimą. Šį valdymą jie vykdo automatiškai arba per dispečerinę.

Tačiau įvykus staigiems elektros tiekimo trikdžiams, reikalingi kitokie veiksmai. Kai didelės galios generatorius staiga atsijungia nuo sistemos, tinklo operatorius turi užtikrinti, kad sistemoje išliktų balansas tarp pagamintos ir suvartojamos galios. Norint sugrąžinti vardinį dažnį, šis balansas turi būti atstatytas per laiko tarpą nuo kelių milisekundžių iki minučių. Gebėjimas greitai reaguoti į staigius didelės galios generatoriaus netekimus yra pagrindinis faktorius kuriant, planuojant ir dirbant su elektros sistemomis.

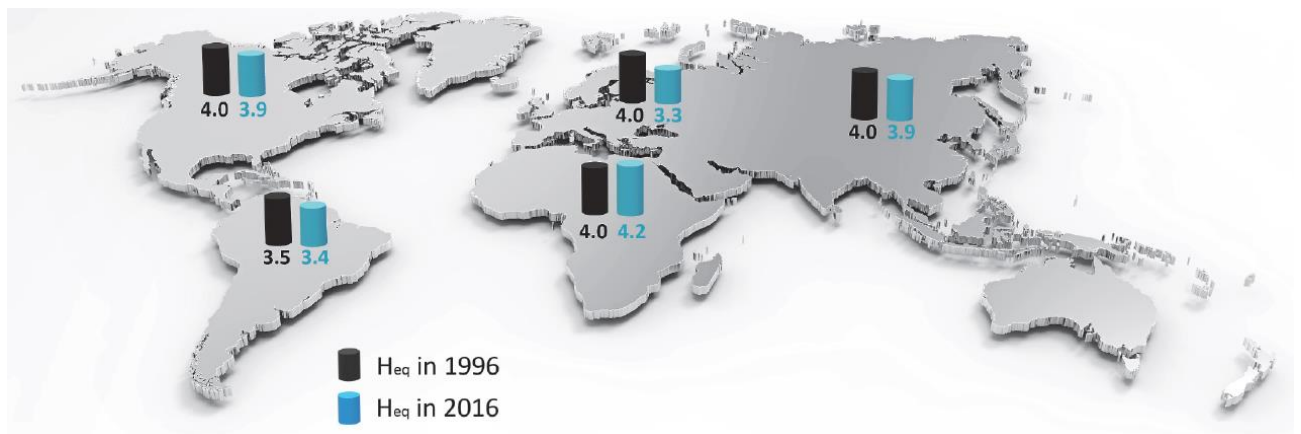
1.3. Tendencijos

Tarptautinė energetikos agentūra (IEA) (Angl. *International Energy Agency*) teikia pasaulinę energetikos statistiką. Atsižvelgiant į per metus pagamintos elektros energijos tiekimą, galima apskaičiuoti ekvivalentinę inercijos H_{eq} reikšmę skirtinguose pasaulio regionuose. Priklausomai nuo naudojamos technologijos, yra apskaičiuotos šios vidutinės generuojančių šaltinių inercijos H reikšmės (t.y., $H_{coal} = 4$ s, $H_{oil} = 4$ s, $H_{gas} = 5$ s, $H_{nuclear} = 4$ s, $H_{hydro} = 3,25$ s). Šiuo atveju įprasta, kad atsinaujinantys šaltiniai nedalyvauja valdant dažnį t. y. neprisideda prie sistemos inercijos [1].

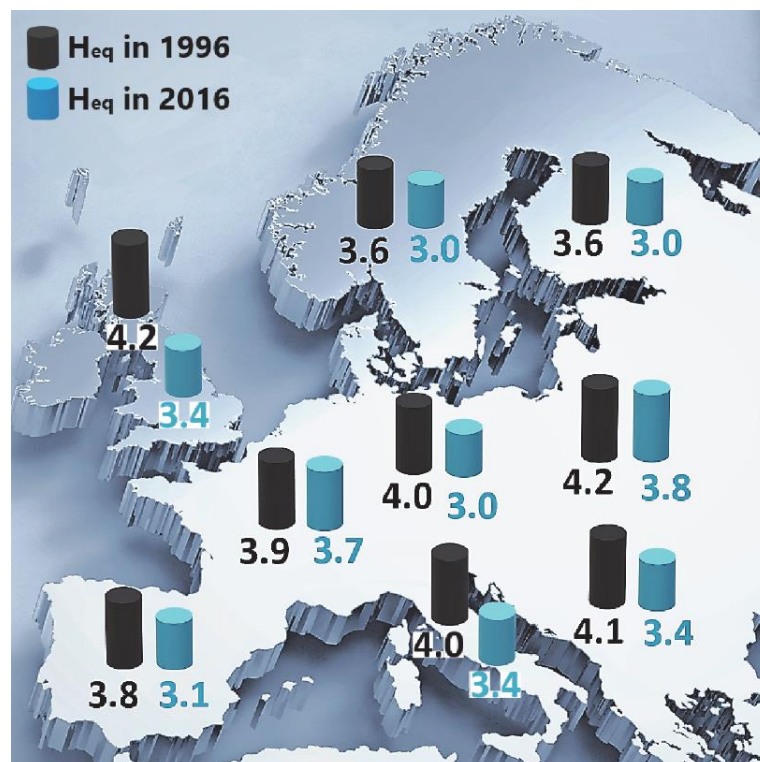
1 paveiksle pavaizduotas naudojamų generacijos šaltinių pokytis nuo 1996 m iki 2016 m. Per šiuos du dešimtmečius bendras elektros suvartojimas padidėjo daugiau nei 80 proc. Reikia paminėti, kad tuo pačiu laikotarpiu atsinaujinančios elektros energijos gamyba padidėjo tik 4 proc. Remiantis apskaičiuotąja H_{eq} reikšmę, 2 paveikslėlis vaizduoja skirtingų žemynų inercijos reikšmės pokyčius nuo 1996 m iki 2016 m. Paveikslėlyje matoma, kad inercijos sumažėjimas Azijoje, JAV ir Pietų Amerikoje buvo mažiausias (nuo 2,5 proc. iki 3 proc.) ir Europoje jis siekė beveik 20 proc. 3 paveikslėlyje matoma, kaip kai kuriose Europos šalyse sistemos inercijos reikšmė sumažėjo net vienetu. Atsižvelgiant į šį inercijos mažėjimą, atsinaujinančių šaltinių pasiūla Europoje padidėjo iki 20 proc. (žr. 4 pav.). Europos elektros perdavimo sistemos operatorių asociacija (ENTSO-E) (Angl. *European Network of Transmission System Operators*) jau atkreipė dėmesį į atsinaujinančių energijos šaltinių integracijos problemą [1].



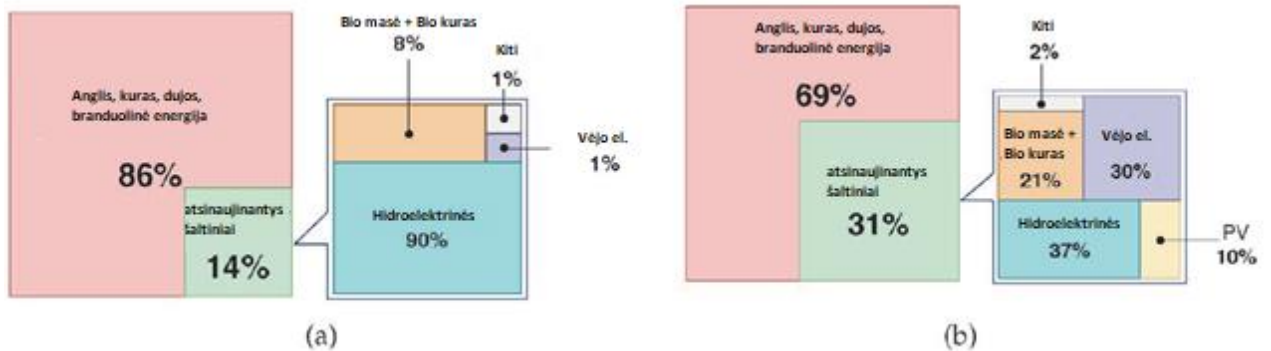
1 pav. Generacijos šaltinių pasiskirstymas pasaulyje nuo 1996 m iki 2016 m. (a) generacijos pasiskirstymas 1996 m, (b) generacijos pasiskirstymas 2016 m [1]



2 pav. Ekvivalentinių inercijos reikšmių pokytis pasaulyje tarp 1996 m ir 2016 m [1]



3 pav. Ekvivalentinių inercijos reikšmių pokytis Europoje tarp 1996 m ir 2016 m [1]



4 pav. Generacijos šaltinių pasiskirstymas Europoje nuo 1996 m iki 2016 m. (a) generacijos pasiskirstymas 1996 m, (b) generacijos pasiskirstymas 2016 m [1]

1.4. Dažnio reguliavimas tinkle

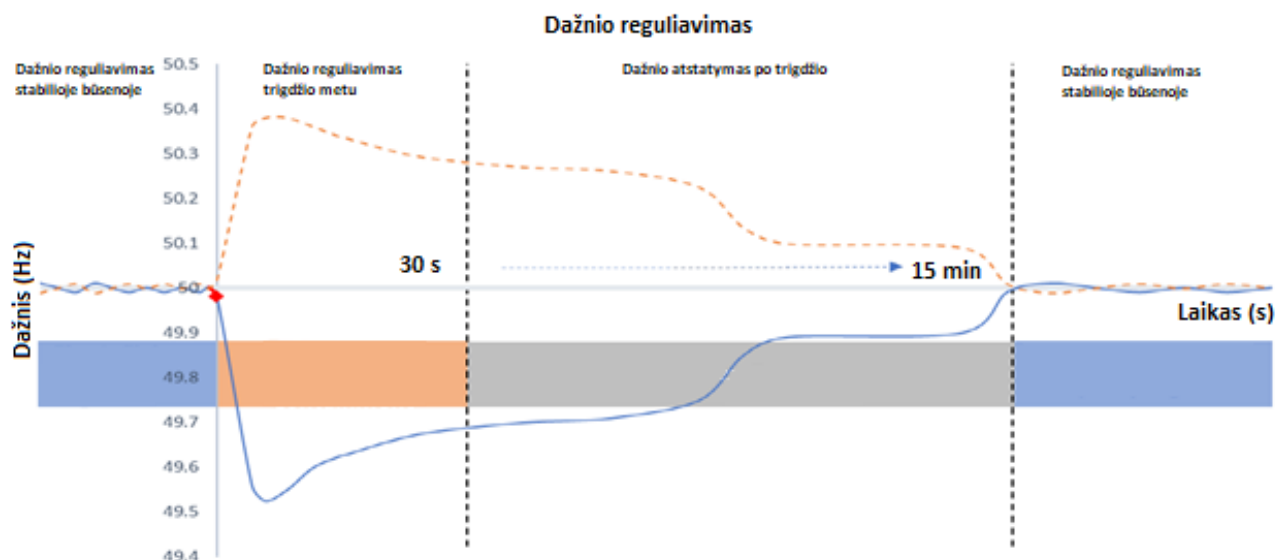
Sklandžiam perdavimo tinklo operatoriaus darbui turi būti nustatytos aiškios taisyklės apkrovos ir gamybos balansui palaikyti. Todėl elektros tinklų naudojimo taisyklėse yra apibrėžti reikalavimai sklandžiam tinklo darbui palaikyti. Tinkle aktyviosios galios reguliavimas yra suskirtas į tris pakopas:

- Pirminis aktyviosios galios rezervas (dažnio sulaikymo rezervas)
- Antrinis aktyviosios galios rezervas (dažnio atkūrimo rezervas)
- Tretinis aktyviosios galios rezervas (dažnio pakeitimo rezervas)

Pirminiam aktyviosios galios reguliavimui naudojamas jos rezervas iš tinkle dirbančių elektrinių. Šis galios reguliavimas naudojamas palaikyti aktyviųjų galių balansą ir stabilizuoti sistemos dažnį iki nustatytų ribų. Šiuo reguliavimo metu automatiškai aktyvuojamas pirminis aktyviosios galios rezervas ne ilgiau kaip per 30 s. Šį reguliavimą atlieka elektrinių generatorių automatiniai greičio reguliatoriai.

Antrinis aktyviosios galios reguliavimas skirtas valdyti energijos balansus valdymo rajone. Reguliavimo metu atkuriamas pirminis galios rezervas, atstatomas sinchroninės zonos dažnis bei sinchroninis laikas. Šis reguliavimas atliekamas centralizuotai panaudojant automatinę generatorių apkrovos valdymo sistemą arba tinklo operatoriaus nurodymu aktyvuojant antrinį aktyviosios galios rezervą. Antrinio valdymo metu rezervas turi būti aktyvuojamas per 15 min.

Tretiniu aktyviosios galios reguliavimo metu atkuriamas antrinis galios rezervas ir valdomas energijos balansas rajone. Šiam valdymui, ne ilgiau kaip per 12 val. Turi būti aktyvuojamas tam paskirtas tretinis galios rezervas [5].



5 pav. Pagrindinės trys dažnio reguliavimo pakopos [5]

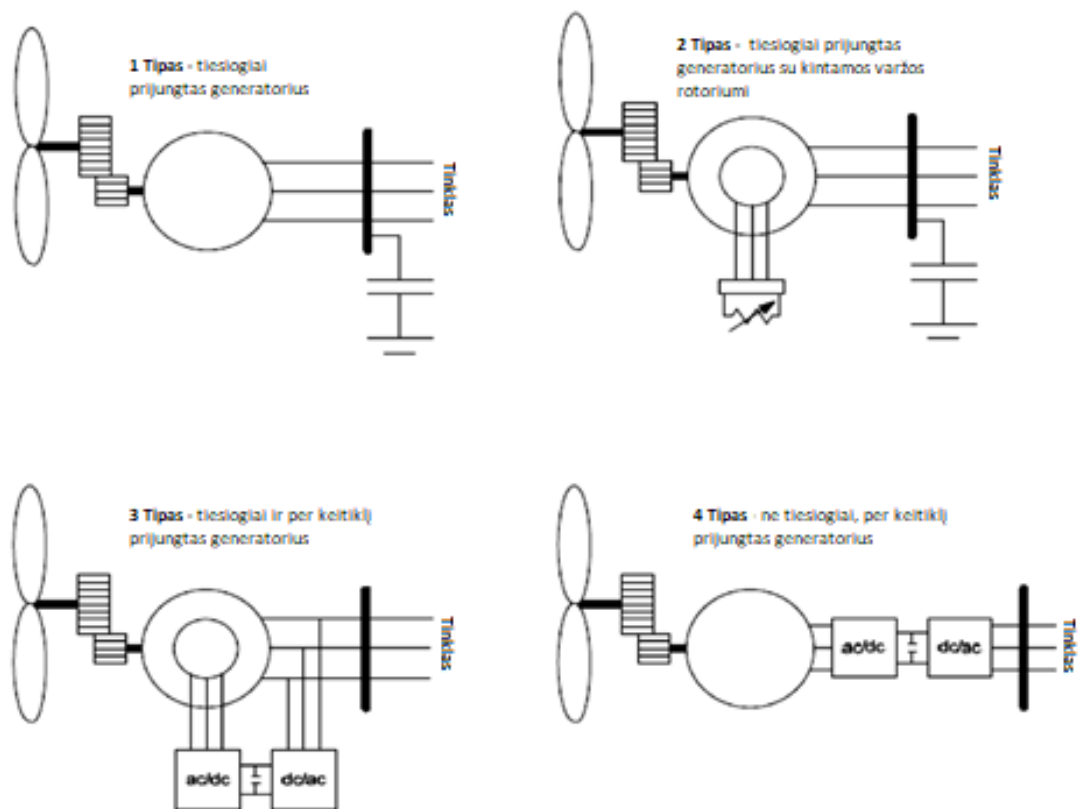
1.5. Įrenginiai ir jų tiekiamą inerciją

Sintetinė inercija, kitaip dar vadinama virtualia arba imituojama, gaunama iš elektros energijos šaltinių, kurie naudoja keitiklius. Ši inercijos rūšis yra dirbtinė, lyginant su inercija, kuri yra sukaupta besisukančios sinchroninės mašinos rotorijoje. Sintetinė inercija gali būti imituojama kaip staigus aktyviosios galios generavimas į tinklą, reaguojant į sistemos dažnio sutrikimus. Ji gali būti imituojama tokių įrenginių kaip vėjo turbinų generatoriai, saulės elektrinės, aukštos įtampos nuolatinės srovės jungtys, akumuliatorių energijos kaupimo sistemos, apkrovos ar kiti įrenginiai, kurie tiesiogiai nėra priklausomi nuo tinklo vykstančių aktyviosios galios pokyčių, tačiau panaudodami keitiklius, gali prisidėti prie tinklo stabilumo [6].

Sintetinės energijos poreikis yra svarbesnis mažoms arba izoliuotoms sistemoms, kurių tinkle didžiąją dalį sudaro keitiklius naudojančios energijos šaltiniai. Tokios sistemos paprastai turi daug mažesnę bendrą sistemos inerciją, todėl joms būdingesnis dažnio nepastovumas. Dažniausiai tai yra salų sistemos, tokios kaip Airija, Didžioji Britanija, Naujoji Zelandija ir t. t. Tokiose sistemose per pirmąsias 2 sekundes po dažnio disbalanso tinklo operatorius imituoja sistemos inerciją staigiais generuojamos aktyviosios galios šuoliais į tinklą. Tokiu būdu suteikiama daugiau laiko įprastiems generatoriams sureaguoti, kad būtų atkurtas normalus sistemos dažnis [7].

1.5.1. Sintetinė inercija iš vėjo elektrinių

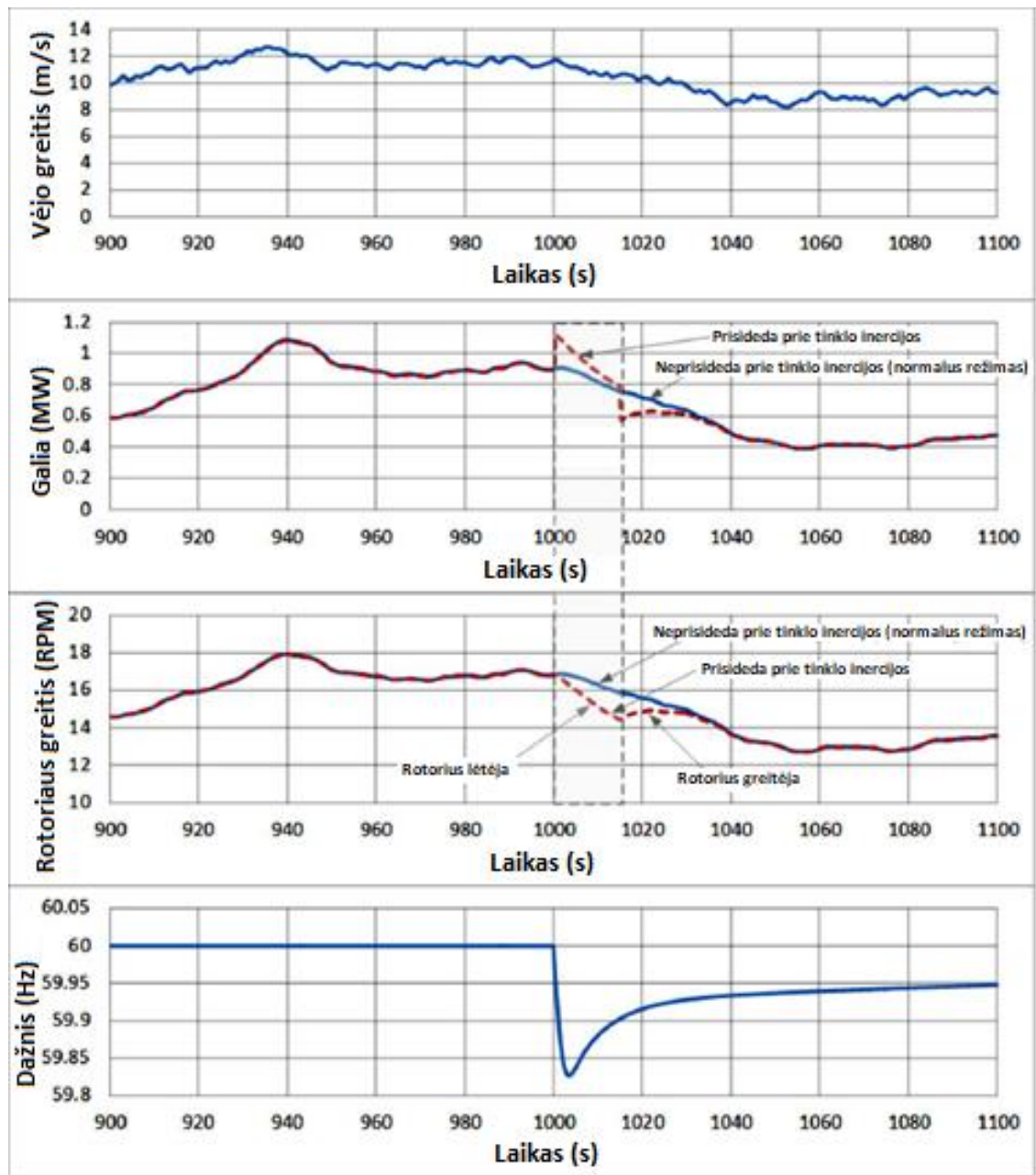
Yra keturi vėjo elektrinių (VE) turbinų tipai, kurie pateikti 6 paveikslėlyje. Daugiausiai naudojamų vėjo elektrinių yra iš dalies arba visiškai atskirtos nuo tinklo, t. y. trečiojo ir ketvirtojo tipo. Šių turbinų reakcija į dažnio pokyčius priklauso nuo keitiklių nustatymų.



6 pav. Vėjo elektrinių generatorių tipai [6]

Pirmojo ir antrojo tipo vėjo elektrinės jau beveik iš viso nenaudojamos. Kadangi šios elektrinės naudoja senesnę technologiją yra tiesiogiai prijungtos prie tinklo. Todėl, kaip ir įprastas generatorius, jos gali prisidėti prie bendros tinklo inercijos. Keitiklių technologijas naudojančios trečiojo ir ketvirtojo tipo elektrinės negali pateikti inercijos į tinklą, nes jų atiduodama galia yra valdoma per keitiklius. Nors tiesiogiai jos ir negali suteikti inercijos, tačiau gali ją imituoti. Mentėse sukauptą kinetinę energiją gali būti perduodama į tinklą jas sulėtinant. Tokios asinchroninės vėjo turbinos gali palaikyti dažnį per pirmąsias 10 s. Šis valdymas vykdomas panaudojant grįžtamąjį signalą, kuris atliekamas per dvigubai prijungtą asinchroninio generatoriaus keitiklį (angl. *rotor side converter*) [6]. Signalas perduoda informaciją apie dažnio pokyčius į valdiklį, kuris valdo elektrinio lauko stiprį statoriuje. Šiuo atveju elektrinio lauko stipris didinamas, o vėjo turbina lėtinama. Toks turbinos valdymas gali padidinti elektrinės galią nuo 5 proc. iki 10 proc. nominalios darbinės galios. Visgi viskas labai priklauso nuo vėjo elektrinės masės, kuri negali būti keičiama. Nepaisant to, vėjo elektrinių reakcija į dažnio pokyčius gali būti sureguliuojama taip, kad jos galėtų prisidėti prie patikimesnio sistemos veikimo.

Padidinta aktyvioji galia iš vėjo elektrinės gali būti atiduodama tol, kol perkrovas gali atlaikyti generatorius, galios keitiklis ir vėjo jėgainės konstrukcija. Maksimali generuojamos galios reikšmė priklauso nuo vėjo stiprumo. 7 paveikslėlyje pateikiama modeliuojamos vėjo elektrinės reakciją į dažnio pokytį tinkle. Šio modeliavimo metu elektrinė nenaudojo mentės kampo orientavimo į vėją valdymo, nes jis naudojamas siekiant apsaugoti turbiną nuo per didelio greičio [6].



7 pav. Modeliuojamos vėjo elektrinės reakcijos į dažnio pokytį tinkle rezultatai [6]

7 paveikslėlio grafikuose vaizduojama trečio tipo vėjo elektrinės imituojama inercija. Įprastai valdiklis nėra suprogramuotas reaguoti į dažnio pokyčius tinkle – mėlyna kreivė. Pasikeitus dažnio reikšmei tinkle, rotoriaus apskukos nereaguoja ir toliau sukasi tokiu greičiu, koks yra gaunamas iš vėjo greičio. Tačiau, jeigu modeliuojama turbina reaguoja į dažnio kitimą laiko momentu, kai krinta dažnis, generatoriaus atiduodama galia staigiai kyla, o rotoriaus sukimosi greitis lėtėja.

Sulėtėjus vėjo turbina palapsniui sumažėja ir jos generuojama galia, kad būtų atstatytas rotoriaus pradinis greitis. Kadangi reikiamu laiko momentu elektrinė atidavė papildomą galią į tinklą, jai reikia papildomos galios, kad būtų atstatytas normalus darbo režimas. Idealiomis sąlygomis, rotoriaus sukimosi greitis turėtų atsistatyti per laiko tarpą lygų jo sulėtėjimui. Tačiau realybėje daugiausia tam įtakos turi vėjo greitis.

Tokiu režimu dirbant vėjo elektrinei, reikėtų įvertinti, kad esant didesnės galios generavimo į tinklą momentui, sparnuotė patiria didesnes mechanines apkrovas, o generatorius labiau kaista. Kadangi tai

yra sąlyginai trumpas laiko tarpas, generatoriuje nesusidaro tokie dideli šilumos nuostoliai, kuriuos būtų galima vertinti kaip ilgalaikę riziką. Dabartinėse vėjo elektrinėse naudojami keitikliai dažniausiai turi apie 10 proc. generuojamos galios atsargų, kurias galima panaudoti be jokios žalos.

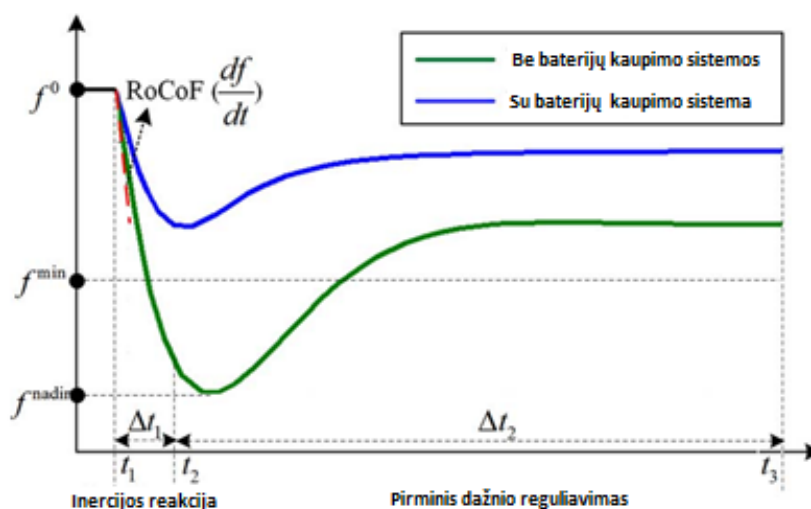
1.5.2. Sintetinė inercija iš saulės elektrinių

Vis didesnė tinkle generuojama galia gaunama iš saulės elektrinių, todėl joms yra skiriamas vis didesnis dėmesys. Svarstoma, ar jos galėtų būti panaudojamos elektros sistemoje kaip greitas dažnio rezervas. Kaip ir vėjo, taip ir saulės elektrinės naudoja keitiklius. Sintetinė inercija iš saulės elektrinių gali būti gaunama dviem pagrindiniais būdais: kai inverteris neatiduoda pilnos generuojamos fotomodulių pagaminamos energijos arba kai elektrinėje yra naudojamos baterijos [8].

Šie būdai kol kas yra nelabai patrauklūs, nes jiems reikiai papildomų investicijų į baterijas arba neišnaudojamas pilnas elektrinės potencialas. Tačiau naudojamos technologijos tobulėja ir kai kuriose saulės elektrinėse naudojami inverteriai, kurie su tam tikrais nustatymais gali suteikti tinklui papildomos aktyviosios galios. Pavyzdžiui, havajiečių elektronikos kompanijos pristatė naują technologiją su kuria, panaudojant dvikryptį aktyviosios galios valdymą, saulės elektrinės geba sureaguoti į dažnio pokyčius per 100 ms [9]. Kadangi šis technologijos veikimo principas paremtas elektrinės darbu ne visu režimu ir jam reikia papildomų išlaidų, jis neišpopuliarėjo.

1.5.3. Sintetinė inercija iš baterijų energijos kaupimo sistemų

Baterijų energijos kaupimo sistema (BEKS) geba užtikrinti dažnio palaikymą, sušvelninti galios svyravimus bei palaikyti pastovią tinklo įtampą vykstant pereinamiesiems procesams [10,11]. BEKS gali būti naudojamos pirminiam dažnio reguliavimui. Jos suvaržo galios perteklių, kai tinkle dažnio nuokrypis viršija 50 Hz reikšmę. Be to, esant dažnio nuokrypiui žemiau nominalios ribos, jos kompensuoti galios trūkumą. Kadangi BEKS yra sudaryta tik iš statinių elementų, sistema sugeba greitai reaguoti į pereinamuosius procesus, lyginant su įprastiniais generatoriais [12, 13]. BEKS gali atlaikyti gana didelį galios disbalansą, taip sumažinant inercijos bei pirminio rezervo poreikį [14]. Lyginant dažnio nuokrypio kreivę 8 paveikslėlyje su BEKS ir be BEKS matoma, kad baterijos užtikrina dažnio stabilumą, t.y. sumažina dažnio kritimo greitį bei sumažina jo didžiausią nuokrypį.



8 pav. Tinklo dažnio reakcija į trikdį su BEKS ir be [14]

Pastaraisiais metais saulės elektros energijos rinka sparčiai plėtėsi visame pasaulyje, ypač augo didelio masto saulės elektrinių, kurių galia viršija 1 MW, sektorius. Šios elektrinės paprastai pasižymi skirtingu galios našumu, priklausomai nuo oro sąlygų. Tokia pertraukiama elektros gamyba gali sutrikdyti pagaminamos ir sunaudojamos galios balansą ir taip sukelti stabilumo problemų, pvz. įtampos svyravimų arba dažnio pokyčių. Be to, saulės elektrinės negamina energijos naktį, todėl jos negali palaikyti didžiausių apkrovų gyvenamosios paskirties vietose. Tam, kad sistemos dažnis būtų stabilus esant didžiausios apkrovos periodui, elektrinėse papildomai įrengiamas BEKS rezervas, kuris neišvengiamai didina pačios sistemos kainą, bet gerina tinklo parametrus [8]. Tačiau net ir esant dideliems BEKS įrengimo kaštams, tai yra ekonomiškiausias variantas, lyginant su kitomis energijos kaupimo technologijomis, tokiomis kaip smagratiniai energijos kaupikliai, suslėgto oro sistema, superlaidi magnetinės energijos kaupykla, kondensatoriai ir t.t.

Kadangi baterijos gali ne tik kaupti energiją, bet ir valdyti aktyviają ir reaktyviają galias, BEKS naudojamas ir vėjo elektrinių parkuose. Pasitelkiant baterijos įkrovimo būsenos grįžtamojo ryšio valdymo sistemą kartu su normalaus darbo taško valdymo sistema, akumuliatorius prijungtas prie tinklo išlaiko įkrovimo būseną netoli optimalaus darbo taško. Ši akumuliatoriaus sukaupta energija skirta bet kokiems dažnio svyravimams tinkle koreguoti [10].

Greitai veikiančios energijos kaupimo technologijos, tokios kaip baterijos ir galingi kondensatoriai, žymiai praplečia dažnio valdymo galimybes. Šios technologijos vis labiau populiarėja, nes geba akimirksniu teikti elektros energiją į sistemą ir taip sumažinti jos disbalansą.

1.5.4. Sintetinė inercija iš aukštos įtampos nuolatinės srovės

Aukštos įtampos nuolatinės srovės jungtys (AĮNS) skirtos perduoti didelį galios kiekį tolimu atstumu, tačiau jos gali būti pasitelkiamos ir dažnio reguliavimui. Tam, kad AĮNS būtų galima naudoti pirminiam dažnio reguliavimui, prie esamų nuolatinės įtampos valdymo įrenginių pridedami papildomi valdikliai, kurie sujungiami su aktyviosios galios dažnio valdikliais. Sintetinė inercija gali būti išgaunama iš AĮNS jungtyje naudojamų kondensatorių arba padidinus perduodamos aktyviosios galios kiekį. Tačiau, kai padidinama aktyvioji galia, kitoje AĮNS jungties gale esanti sistema gali patirti dažnio nuokrypį [6]. Jei pirminis dažnio valdymas atliekamas pakankamai greitai – dešimčių herco diapazone, yra galimybė dalytis tarpusavyje sujungtų tinklų inerciniais atskais į trikdžius. Kadangi AĮNS aktyviosios galios valdiklio veikimo greitis paprastai nėra ilgesnis, nei keli šimtai milisekundžių, toks AĮNS jungties panaudojimas yra ne tik galimas, bet ir naudingas [15]. AĮNS jungtys yra efektyvus ir pakankamai greitas būdas tinklo parametrų valdymui.

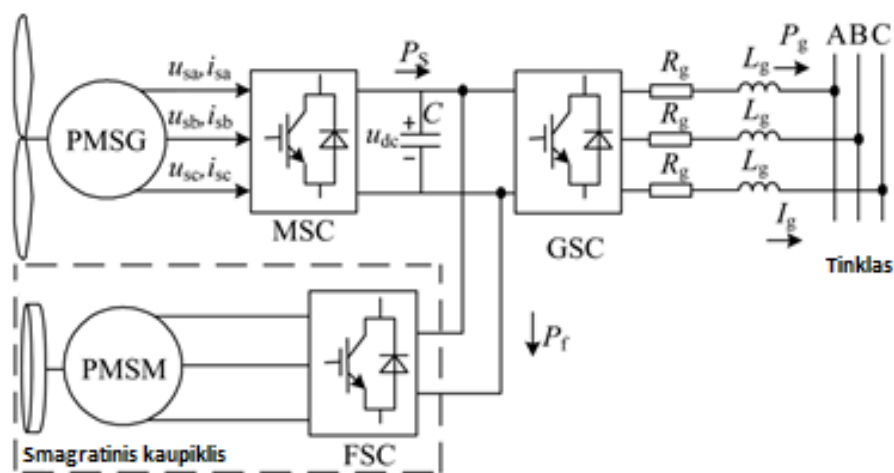
Priešingai nei kitos dažnio valdymo strategijos, AĮNS gali veikti tiesiogiai išmatuotu dažniu ir nėra būtini Δf arba $\frac{df}{dt}$ matavimai. Šios jungtys ypač naudingos, kai per jas yra maitinamos izoliuotos ir nuošalios vietos, kurių tinklo inercija labai maža [16]. Tačiau vienas iš pagrindinių minusų yra tai, kad tokiu atveju izoliuotas tinklas tampa stipriai priklausomas nuo šios jungties patikimumo. Lyginant su tipinėmis kintamos srovės elektros perdavimo linijomis, AĮNS jungčių gedimo dažnis daug didesnis. Dažniausiai pasitaikantys gedimai yra teigiamo poliaus izoliatorių pažeidimai nuo neigiamo krūvio žaibo. Tokių įvykių dažnumas yra maždaug 0,4 avarijos 100 km per metus [17].

1.5.5. Inercija iš smagratinių energijos kaupiklių

Smagratiniai energijos kaupikliai (SEK) energiją sukaupia besisukančio smagračio kinetinės energijos forma [18]. Esant normaliam tinklo darbo režimui, smagratas yra įsukamas elektros pavaros,

kuri naudoja elektros energiją iš tinklo. Galios trūkumo atveju, smagratį įsukęs variklis pradeda dirbti generatoriaus režimu, kuris per elektros energijos konversijos sistemą smagratyje sukauptą energiją atiduoda tinklui. Lyginant su kitomis kaupimo technologijomis, smagratiniai kaupikliai gali pakankamai greitai nuo 1 s iki 30 s pateikti aktyviają galią. Ši technologija turi daug privalumų, tokių kaip didelis galios tankis, aukštas naudingumo koeficientas ir ilgas veikimo laikas, kuris vidutiniškai trunka virš 20 metų.

Dėl pakankamai didelio veikimo greičio SEK gali būti naudojami siekiant pagerinti tinklo inerciją, bei pagerinti tinklo dažnio stabilumą pirminiame ir antriniame reguliavime. Vėjo elektrinės, kurios naudoja sinchroninius generatorius su nuolatiniais magnetais, prie tinklo inercijos gali prisidėti su rotorijoje sukaupta kinetine inercija. Tačiau toks VE valdymas labai lėtina rotoriaus greitį, kuris priklausomai nuo nenuspėjamo vėjo, turi sugrįžti į normalų darbo režimą, tuo metu nepateikdamas trūkstamos galios tinklui ir taip prailgindamas dažnio atstatymo procesą. Siekiant labiau pagerinti dažnio reguliavimą, SEK pradėta naudoti vėjo elektrinių parkuose (žiūrėti 9 paveikslėlį). SEK taip pat puikiai tinkla išlyginti dažnus, trumpalaikius, iš atsinaujinančių elektros energijos šaltinių pagaminamos energijos pokyčius [19].



9 pav. Prie sinchroninių generatorių su nuolatiniais magnetais naudojančios VE prijungtas SEK [19]

1.5.6. Inercija iš sinchroninių kompensatorių

Elektros perdavimo tinklo operatorius pirmiausia turi nustatyti inercijos lygį, kuris yra reikalingas palaikyti tam tikros sistemos stabilumą ir tik tada vertinti, kokias technologijas reiktų pasirinkti, kad būtų išlaikomas patikimas tinklo darbas. Tam reikalinga atlikti dinامينius tinklo tyrimus ir įvertinti galimus ateities scenarijus bei nenumatytus atvejus. Tik tada, kai tokie tyrimai parodo, kad sistemoje yra inercijos trūkumas, galima taikyti technologijas, kurios papildytų tinklo inerciją.

Sinchroniniai kompensatoriai (SK) tradiciškai buvo naudojami tiek perdavimo, tiek skirstomajame tinkle, siekiant pagerinti stabilumą ir palaikyti įtampas lygį norimose ribose, kintant apkrovai bei esant nenumatytiems atvejams. Jie naudoja nedidelį kiekį aktyviosios galios nuostoliams padengti. Tobulėjant technologijoms ir atsiradus statiniams sinchroniniams kondensatoriams (STATCOM) bei statiniams reaktyviosios galios kompensatoriams, SK atsisakyta [20]. Tačiau sparčiai didėjant atsinaujinančių šaltinių naudojimui, tinkle pradėjo trūkti tradicinių generatorių kuriamos inercijos [21]. Sinchroniniuose kompensatoriuose, priešingai nei minėtose technologijose, yra besisukanti masė, kuri įvykus trikdžiui, dėl sukauptos kinetinės energijos toliau sukasi. Būtent dėl šios priežasties

SK vėl imta naudoti. Pagrindinis sinchroninio kompensatoriaus tikslas yra reguliuoti įtampą arba pagerinti galios koeficientą, suvartojant arba generuojant į tinklą aktyvią ir reaktyvią galią. Net esant labai žemai įtampai, SK kurį laiką išlieka prijungtas prie tinklo ir užtikrina sklandų ir patikimą darbą. Be to, naudojant šiuolaikines žadinimo ir valdymo sistemas, sinchroninis kompensatorius veikia pakankamai greitai, kad galėtų reaguoti į pereinamuosius pokyčius. Dar verta paminėti, kad kompensatoriaus naudojimas padidina tinkle trumpojo jungimo srovę, kuri pagerina sistemoje esančių apsaugų veikimą. Kitas svarbus dalykas yra tai, kad SK pats negeneruoja, o kaip tik sugeria harmonines sroves, kas leidžia lengviau integruoti naujus įrenginius į esamą tinklą. Priklausomai nuo kompensatoriaus, dėl turimos didelės inercijos jis gali net kelioms sekundėms palaikyti tinklo stabilumą esant nenumatytai situacijai arba bent sušvelninti padarinius [22].

Sprendžiant tinklo inercijos trūkumo problemas, SK yra efektyviausias, lyginant su kitomis technologijomis (žiūrėti 10 paveikslėlį). Dėl augančio susidomėjimo SK ir jų pasiekiamo efektyvumo šiame modelyje nuspręsta naudoti sinchroninius kompensatorius ir tirti būtent jų įtaką sistemai.

Nr.	Technologija	Efektyvumas	Geografinis lankstumas	Technologijos patikimumas	Tarnavimo laikas	Papildomos technologijos galimybės	Iš viso
1	Sinchroninis kompensatorius	5	4	5	4	3	57
2	HVDC jungtys	3	1	4	3	4	42
3a	Baterijos technologijos - srautinės baterijos	3	4	2	3	4	39
3b	Baterijos technologijos - švino rūgštis	3	5	4	4	3	47
3c	Baterijos technologijos - Ličio jonų	3	5	3	4	4	46
3d	Baterijų technologijos - Nikelio	2	5	3	4	3	40
3e	Baterijų technologijos - natrio sieros	3	5	3	3	4	43
4	Smagratiniai energijos kaupikliai	3	5	3	4	4	46
5	Rotaciniai stabilizatoriai	5	4	4	4	4	56
6	Vėjo elektrinės turbinos	3	3	3	4	4	44
7	Hidro elektrinės	5	1	5	2	5	52
8	CAES energijos kaupimo sistema	5	1	3	2	5	46
9	Kintamos srovės jungtys	4	1	3	2	2	36
10	"Parking" energijos kaupimo sistema	5	4	3	4	1	47
11	Minimalios generuojamos galios mažinimas	5	4	4	4	4	56
12	Paklausos valdymas	3	5	2	3	3	38
13	Šiluminės elektrinės	4	3	4	4	4	51

10 pav. Santykinis skirtingų technologijų vertinimas, remiantis jų galimybėmis prisidėti prie tinklo stabilumo gerinimo [23]

1.6. Apkrovos įtaka tinklo inercijai

Kaip ir sinchroniniai generatoriai, taip ir varikliai prisideda prie sistemos inercijos. Nors ir prijungtų apkrovų tinklo operatorius negali valdyti, tačiau jos vaidina unikalų vaidmenį reaguojant į įvairius tinklo trikdžius.

Sinchroninės ir asinchroninės apkrovos prijungiamos prie tinklo kaip ir generatoriai. Todėl apkrovos reakcija į dažnio disbalansą gali būti išreikšta nurodant jos priklausomybę nuo įtampos ir dažnio. Iš principo, visos elektros mašinos reaguoja tiek į dažnio, tiek į įtampos pokyčius, kurie daro įtaką variklio sukimosi greičiui ir sukimo momentui. Tačiau didžiojoje daugumoje variklių įrengtos kintamo dažnio pavaros (Angl. *Variable – frequency drives, VFDs*) su įtampos ir dažnio valdikliais, kurie užtikrina pastovų sukimo momentą, esant skirtingoms apsvukoms. Kai varikliuose yra naudojamos šios pavaros bei įtampos ir dažnio valdikliai, jie yra izoliuojami nuo tinkle vykstančių pokyčių, todėl jie nėra jautrūs sistemos dažnio pokyčiams.

Tačiau, kad ir kaip skatinamas variklių, turinčių įtampos ir dažnio valdiklius, naudojimas tinkle, vis dar nemažą tinklo dalį sudaro tiesiogiai prie tinklo prisijungusios ir nuo jo pokyčių priklausančios apkrovos. Tokio tipo apkrovoms, dažnio kritimas pasireiškia kaip besisukančio magnetinio lauko greičio sumažėjimas, dėl kurio sulėtėja variklis ir padidėja praslydimas. Jei prie veleno yra prijungta apkrova, kuri reikalinga, kad variklis nesustotų, didesnė galia sunaudojama iš tinklo. Dažniausiai varikliai suka siurblius, konvejerio linijas ar ventiliatorius, kur sukimo momentas priklauso nuo greičio. Todėl mažėjant greičiui, mažėja ir apkrovos sukimo momentas. Tai reiškia, kad sumažėjus sistemos dažniui, variklio apkrova iš sistemos sunaudoja mažiau elektros energijos, o tai galima vertinti kaip apkrovos natūralų slopinimą, kuris neleidžia dažniui taip greitai kristi. Taip yra apibūdinama apkrovos priklausomybė nuo dažnio. Remiantis skaičiavimais žinoma, kad apkrova prie tinklo inercijos gali prisidėti nuo 0,1 iki 1,1 sekundės. Yra padaryta prielaida, jog dėl 1 Hz dažnio pokyčio tinkle, apkrova sumažėja maždaug 0,5 %, taip bandydama sušvelninti dažnio pokytį [24].

2. Dažnio stabilumo tyrimo metodika

2.1. Generatoriaus inercijos atsako į tinklo pokyčius išraiška

Besisukančio generatoriaus rotorius masė kaupia kinetinę energiją E_{kin} , kuri apskaičiuojama pagal 1 lygtį:

$$E_{kin} = \frac{1}{2} J \omega_r^2; \quad (1)$$

čia E_{kin} – besisukančio generatoriaus rotoriuje sukaupta kinetinė energija, J; J – inercijos momentas, $kg \cdot m^2$; ω_r – mašinos rotorius sukimosi dažnis, rad/s .

Inercijos momentas J yra besisukančio objekto pasipriešinimo stabdymui matavimo matas. Tačiau įprastai, kalbant apie elektros energijos sistemas, priimtinau inerciją apibrėžti jos konstanta H , vietoj inercijos momento J . Iš tiesų, generatoriaus inercijos konstanta nurodo laiko intervalą, per kurį elektros generatorius gali tiekti savo vardinę galią, naudodamas vien tik rotoriuje sukaupią kinetinę energiją. H yra apskaičiuojama pagal 2 lygtį:

$$H = \frac{E_{kin}}{S_r} = \frac{1}{2} \frac{J \omega_r^2}{S_r}; \quad (2)$$

čia H – mašinos inercijos konstanta, MWs/MVA ; S_r – generatoriaus vardinė galia, MVA .

Elektros sistemoje kiekvieno generatoriaus naudojančio turbinas judėjimas išreiškiamas 3 lygtimi:

$$2H \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_e; \quad (3)$$

čia T_m – mechaninis turbinos sukimosi momentas, Nm ; T_e – elektromagnetinis generatoriaus rotorius sukimosi momentas.

Kai $P = T \cdot \omega$ ir pradinė būseną lygi 0, tai:

$$P = P_0 + \Delta P = (T_0 + \Delta T) \cdot (\omega_{r0} + \Delta \omega_r); \quad (4)$$

čia P – generuojama galia, MW ; P_0 – generuojama galia pradiniu laiko momentu MW ; T_0 – mašinos rotorius sukimosi momentas pradiniu laiko momentu, Nm ; ω_{r0} – mašinos rotorius sukimosi dažnis pradiniu laiko momentu, rad/s .

Kur pokytis:

$$\Delta P = \Delta P_m + \Delta P_e; \quad (5)$$

$$\Delta T = \Delta T_m + \Delta T_e; \quad (6)$$

Normalioje būsenoje:

$$T_{m0} = T_{e0}; \quad (7)$$

$$\omega_{r0} = 1 \text{ s. v.}; \quad (8)$$

čia 1 s. $v.$ – 1 santykinis vienetas.

Dėl to atsižvelgiant į nedidelius svyravimus, 3 lygtis gali būti perrašyta kaip 9:

$$2H \frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_e; \quad (9)$$

Be to, kai kurios prie tinklo prijungtos elektrinės apkrovos taip pat priklauso nuo dažnio. Jos veikia kaip apkrovos šaltinis, esant dažnio nuokrypiams (pvz. Synchroniniai mašinas naudojančios mechanizmai). Tokiu būdu šių apkrovų galią galima išreikšti šia lygtimi:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D \cdot \Delta\omega_r; \quad (10)$$

čia ΔP_L – nuo dažnio nepriklausančių apkrovų galios pokytis, MW; D – amortizacijos koeficientas arba apkrovos į dažnio kitimą atsakas.

Toliau, į 9 lygtį įtraukiant amortizacijos koeficientą, ji virsta 11 lygtimi, kuri paprastai yra vadinama judesio lygtimi ir atspindi sinchroninio generatoriaus darbą:

$$2H \frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \Delta P_m - (\Delta P_L + D \cdot \Delta\omega_r); \quad (11)$$

2.2. Apibendrinta judesio lygtis ir jos taikymas elektros sistemoms

Norint pritaikyti judesio (11) lygtį elektros sistemai, visi sinchroniniai generatoriai turi būti sugrupuoti į vieną ekvivalenčią besisukančią masę. Tai atliekama nustatant generatorių ekvivalentinės inercijos konstantą H_{eq} :

$$H_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^{SG} H_i \cdot S_{B,i}}{S_B}; \quad (12)$$

čia H_i – generatoriaus inercijos konstanta, s; $S_{B,i}$ – i – tojo generatoriaus vardinė galia, MVA; S_B – pilnutinė tinkle generuojama galia, MVA; SG – generatorių kiekis tinkle.

Tuo pačiu būdu apkrovos suprastinamos iki vienos ekvivalentinės apkrovos, panaudojant amortizacijos koeficientą D_{eq} . Jei analizuojama energijos sistema yra stabili, netiksli D_{eq} reikšmė neturės reikšmingo poveikio. Tačiau esant tam tikriems trikdžiams, D_{eq} reikšmė gali būti pagrindiniu faktoriumi, lemiančiu inercijos kiekį sistemoje [1].

3. Elektros sistemos su sinchroniniu kompensatoriumi modelis ir nagrinėjami scenarijai

3.1. Modeliuojama sistema

Šiam darbui naudojamas 39 mazgų modelis, pasitelkiant PSSE programą, kurioje imituojamas elektros energijos perdavimo tinklas su apkrovos ir generacijos šaltiniais.

Šiame modelyje yra imituojamas 330 kV elektros energijos perdavimo tinklas su apkrovos ir generacijos šaltiniais. Tinklo schema pateikiama 1 priede. 10 kV tinkle prijungti generuojantys šaltiniai, o atstojamosios apkrovos prijungiamos prie 110 kV ir 330 kV tinklo. Modeliuojamas tinklas yra neizoliuotas, o likusią sistemos dalį atstoja 39 mazge prijungtas generatorius. Elektros linijų, apkrovų ir generuojančių šaltinių parametrai yra pateikimi prieduose (žiūrėti 1 priedą). Visi tinklo elementų parametrai parinkti taip, kad modeliuojant trikdį, atsijungus bet kuriam tinklo elementui, likę nepersikrautų ir galėtų toliau funkcionuoti.

3.2. Dinaminis modelis

Modeliuojami trikdžiai ir darbo režimai yra pereinamieji procesai, todėl norint nagrinėti tinklo parametrus šiais režimais, reikalinga pasitelkti dinaminį tinklo modelį. Šiame modelyje yra aprašomi pagrindiniai generatorių parametrai, kurių reikšmės naudojamos iš IEEE SA standarto (Angl. *Institute of Electrical and Electronics Engineers Standards Association*).

3.2.1. Turbogeneratoriai

Visi modeliuojamame tinkle aprašomi generatoriai yra vieno tipo, todėl generatorių, statinių žadinimo sistemų, stabilizatorių ir turbinų greičio reguliatorių parametrai yra vienodi. Šie parametrai pateikiami 1-4 lentelėse.

„GENROU“ – sinchroninės mašinos modelis, kurios rotorius yra ryškiapolis.

1 lentelė. Turbo generatoriaus modelio „GENROU“ parametrai

Parametras	Vertė	Matavimo vnt.	Pastabos
$T'_{do} (>0)$	5,9	s	d-ašies atviros grandinės pereinamoji laiko konstanta
$T''_{do} (>0)$	0,17	s	d-ašies atviros grandinės pereinamoji laiko konstanta
$T'_{qo} (>0)$	0,85	s	q-ašies atviros grandinės pereinamoji laiko konstanta
$T''_{qo} (>0)$	0,15	s	q-ašies atviros grandinės pereinamoji laiko konstanta
H	2,7	s	Inercija
D	0	s.v.	Amortizacijos koeficientas
x_d	1,7	s.v.	d-ašies sinchroninės mašinos induktoriaus varža
x_q	1,6	s.v.	q-ašies sinchroninės mašinos induktoriaus varža
x'_d	0,26	s.v.	d-ašies pereinamoji sinchroninės mašinos induktoriaus varža
x'_q	0,48	s.v.	q-ašies pereinamoji sinchroninės mašinos induktoriaus varža

$x''_d = x''_q$	0,17	s.v.	Pereinamoji važė
X_I	0,15	s.v.	Magnetiniai nuostoliai
$S_{(1,0)}$	0,0868	s.v.	Prisotinimas
$S_{(1,2)}$	0,2758	s.v.	Prisotinimas

„ESST1A“ – sinchroninės mašinos žadinimo sistemos modelis.

2 lentelė. Sinchroninės mašinos „ESST1A“ modelio žadinimo sistemos parametrai

Parametras	Vertė	Matavimo vnt.	Pastabos
T_R	0	s	Įtampos keitiklio laiko konstanta
V_{Imaks}	4,8	s.v.	Maksimali įtampa
V_{Imin}	-4,8	s.v.	Minimali įtampa
T_C	0,4	s	TGR 1 bloko skaitiklio laiko konstanta
T_B	4	s	TGR 1 bloko vardiklio laiko konstanta
T_{C1}	0,001	s	TGR 2 bloko skaitiklio laiko konstanta
T_{B1}	0,001	s	TGR 2 bloko vardiklio laiko konstanta
K_A	80	s.v.	Automatinio įtampos reguliatoriaus vidutinis įtampos didėjimas
T_A	0	s	Lygintuvo tiltelio laiko konstanta
V_{Amaks}	4,5	s.v.	Maksimali automatinio įtampos reguliatoriaus įtampa
V_{Amin}	0	s.v.	Minimali automatinio įtampos reguliatoriaus įtampa
V_{Rmaks}	4,8	s.v.	Maksimali lygintuvo tiltelio įtampa
V_{Rmin}	0	s.v.	Minimali lygintuvo tiltelio įtampa
K_C	0	s.v.	Lygintuvo tiltelio komutavimo koeficientas
K_F	0	s.v.	Stabilizatoriaus grįžtamojo ryšio stiprinimas
$T_F > 0$	0,1	s	Stabilizatoriaus grįžtamojo ryšio laiko konstanta
K_{LR}	0	s.v.	Ribotuvo srovės padidėjimas
I_{LR}	0	s.v.	Staugaus ribotuvo srovės padidėjimo riba

„TGOV1“ – sinchroninės mašinos turbino greičio reguliatoriaus modelis

3 lentelė. Sinchroninės mašinos turbino reguliatoriaus „TGOV1“ modelio parametrai

Parametras	Vertė	Matavimo vnt.	Pastabos
R	0,05	s.v.	Nuolatinis smukimas
$T_1 (>0)$	0,4	s	Garų laiko konstanta
V_{maks}	2	s.v.	Maksimali vožtuvo padėtis
V_{min}	0	s.v.	Minimali vožtuvo padėtis
T_2	1,5	s	Laiko konstanta

$T_3 (>0)$	5	s	Laiko konstanta
D_t	0	s.v.	Turbinos lėtėjimo koeficientas

„PSS2A“ – sinchroninės mašinos stabilizatoriaus modelis

4 lentelė. Sinchroninės mašinos stabilizatoriaus „PSS2A“ modelio parametrai

Parametras	Vertė	Matavimo vnt.	Pastabos
TW_1	10	s	Laiko konstanta signalui 1
TW_2	10	s	Laiko konstanta signalui 1
TW_3	0,001	s	Laiko konstanta signalui 1
TW_4	10	s	Laiko konstanta signalui 1
T_1	10	s	Vėlavimo laiko konstanta
T_2	10	s	Vėlavimo laiko konstanta
T_3	8,333	s	Vėlavimo laiko konstanta
T_4	1	s	Vėlavimo laiko konstanta
T_6	0,3	s	Vėlavimo laiko konstanta
T_7	0,1	s	Vėlavimo laiko konstanta
T_8	4,5	s	Žingsnio sekimo filtro pagreitinimas
T_9	0,1	s	Žingsnio sekimo filtro lėtinimas
KS_1	0,04	s.v.	Stabilizatoriaus signalo didinimas
KS_2	0,1	s.v.	Stabilizatoriaus signalo 1 didinimas
KS_3	0,04	s.v.	Stabilizatoriaus signalo 2 didinimas
VST_{max}	0,2	s.v.	Maksimali stabilizatoriaus įtampa
VST_{min}	-0,2	s.v.	Minimali stabilizatoriaus įtampa

3.2.2. Vėjo elektrinė

Kuriant dinaminį vėjo elektrinės prijungimo prie tinklo modelį, įvedami elektrinės generatoriaus ir elektrinio valdiklio parametrai. Šių parametų reikšmės pateikiamos žemiau esančiose 5 ir 6 lentelėse.

„WT4G1“ – mašinos generatoriaus modelis

5 lentelė. Vėjo elektrinės generatoriaus „WT4G1“ modelio parametrai

Parametras	Vertė	Matavimo vnt.	Pastabos
TIQ_{cmd}	0,02	s	Keitiklio laiko konstanta
$TIPC_{cmd}$	0,02	s	Keitiklio laiko konstanta
$VLVPL1$	0,4	s.v.	Žemos įtampos galios valdiklio įtampa
$VLVPL2$	0,9	s.v.	Žemos įtampos galios valdiklio įtampa
$GLVPL$	1,11	s.v.	Žemos įtampos galios valdiklio įtampos didinimas
$HVRC$	1,2	s.v.	Aukštos įtampos reaktyviosios srovės limitas
$CURHVRCR$	2	s.v.	Srovė HVRC valdiklyje

R _{ip_LVPL}	2	s.v.	Reaktyviosios srovės kitimo greitis
T _{LVPL}	0,02	s	Įtampos jutiklis LVPL

„WT4E1“ – mašinos valdiklio modelis

6 lentelė. Vėjo elektrinės valdiklio „WT4E1“ modelio parametrai

Parametras	Vertė	Matavimo vnt.	Pastabos
T _{fv}	0,15	s	Filtro laiko konstanta įtampos reguliatoriuje
K _{pv}	18	s.v.	Įtampos didėjimas įtampos reguliatoriuje
K _{iv}	5	s.v.	Valdiklyje įtampos didėjimas
K _{pp}	0,05	s.v.	Proporcinis aktyviosios galios padidėjimas reguliatoriuje
K _{ip}	0,1	s.v.	Valdiklio aktyviosios galios padidėjimas reguliatoriuje
K _f	0	s.v.	Grįžtamojo ryšio vertinimas
T _f	0,08	s	Grįžtamojo ryšio laiko vertinimo konstanta
Q _{MX}	0,47	s.v.	Maksimali įtampos riba įtampos reguliatoriuje
Q _{MN}	-0,47	s.v.	Minimali įtampos riba įtampos reguliatoriuje
IP _{MAX}	1,1	s.v.	Maksimali aktyviosios srovės riba
TR _V	0	S	Įtampos jutiklio laiko konstanta
d _{PMX}	0,5	s.v.	Maksimali galia galios valdiklyje
d _{PMIN}	-0,5	s.v.	Minimali galia galios valdiklyje
T _{Power}	0,05	s	Galios filtro laiko konstanta
K _{Qi}	0,1	s.v.	Įtampos padidėjimas
V _{MINCL}	0,9	s.v.	Minimali įtampos riba
V _{MAXCL}	1,1	s.v.	Maksimali įtampos riba
K _{Vi}	120	s.v.	Galios padidėjimas
T _v	0,05	s	Vėlavimo laiko konstanta
T _p	0,05	s.v.	Filtro PF valdiklyje konstanta
I _{max}	1,7	s.v.	Keitiklio srovės riba
I _{phi}	1,11	s.v.	Aktyviosios srovės riba
I _{qhl}	1,11	s.v.	Reaktyviosios srovės riba

3.2.3. Sinchroninis kompensatorius

Modeliuojamam sinchroniniam kompensatoriui naudojami tokie patys modeliai kaip ir generacijos šaltiniams, kurie aprašyti ankščiau. Tačiau bandymų metu mašinos inercijos reikšmė H yra keičiama, siekiant įvertinti kompensatoriaus inercijos įtaką. Taip pat šiame modelyje nenaudojamas turbinos greičio reguliatorius „TGOV1“, nes sinchroninis generatorius neturi turbinos. Sinchroninio kompensatoriaus elektriniai parametrai pateikiami prieduose.

3.3. Scenarijai

Kadangi dabartiniame elektros tinkle sparčiai daugėja atsinaujančių elektros energijos šaltinių, sistema praranda inerciją, kurios svarba jau buvo aptarta anksčiau. Todėl siekiant įvertinti sinchroninio kompensatoriaus inercijos įtaką tinklui, bus modeliuojami skirtingi scenarijai, kuomet tinkle daugėja generuojančių šaltinių, kurie naudoja atsinaujančius energijos išteklius. Taip bus imituojamas tradicinių el. energiją gaminančių šaltinių pakeitimas naujais atsinaujančiais šaltiniais. Taip pat prie tinklo bus prijungiamas sinchroninis kompensatorius, kuris turėtų suteikti inercijos modeliuojamam tinklui. Kiekvieno skirtingo scenarijaus metu tinkle bus atjungiamas pasirinktas generuojantis šaltinis, taip sukuriama trikdys, kuris lems tinklo dažnio pakitimą. Kiekvieno šių scenarijų metu bus fiksuojamos tinklo dažnio vertės, kurios bus palyginamos tarpusavyje.

Pagrindiniai trys scenarijai:

1. Pirmasis scenarijus modeliuojamas, kai tinkle nėra atsinaujančių šaltinių ir sinchroninio kompensatoriaus. Jo metu bus atjungiamas 37 mazge prijungtas generatorius, taip imituojamas trikdys.
2. Antrojo scenarijaus metu prie tinklo 30 mazgo prijungiama 100 MVA galios vėjo elektrinė, sinchroninis kompensatorius neprijungiamas. Jo metu bus atjungiamas 37 mazge prijungtas generatorius, taip imituojamas trikdys.
3. Trečiasis scenarijus modeliuojamas, kai tinkle, 30 mazge, prijungta 100 MVA galios vėjo elektrinė ir sinchroninis kompensatorius 34 mazge, kurio inercija 2,7 s. Jo metu bus atjungiamas 37 mazge prijungtas generatorius, taip imituojamas trikdys.

Visų scenarijų modeliuojama trukmė yra 10 s. Trikdžio imitavimo atveju, laiko tarpe tarp 0 s ir 0,2 s modeliuojamas nusistovėjęs režimas. Laiko momentu 0,2 s tinkle atjungiamas 37 mazge esantis generatorius, kuris išlieka tokioje būsenoje iki 10 s. Scenarijų metu fiksuojamos tinklo dažnio charakteristikos pasirinktame 11 mazge.

Bandymo metu anksčiau minėti scenarijai bus taikomi skirtingais atvejais:

- Keičiama vieno prijungiamo SK inercija. Šiam atvejui pritaikomi visi scenarijai, tačiau trečiame scenarijuje, kai prijungiamas SK, keičiama jo inercija. Kiekvieno bandymas atliekamas su skirtinga inercijos reikšme, kuri kinta nuo 2 s iki 10 s.
- Keičiama dviejų prijungiamų SK inercija. Šiam atvejui pritaikomas tik trečiasis scenarijus ir papildomai prie 38 mazgo prijungiamas antrasis SK. Pirmasis SK išlieka prijungtas prie 34 mazgo. Jo metu keičiama abiejų SK inercija. Kiekvienas bandymas atliekamas su skirtingomis SK inercijos reikšmėmis, kurios kinta nuo 2 s iki 10 s.
- Prijungiamas vienas SK kompensatorius skirtingose tinklo vietose. Šiam atvejui pritaikomas tik trečiasis scenarijus. Kiekvienas bandymas atliekamas, kai prie tinklo skirtingose vietose prijungiamas SK. Šiuo atveju SK papildomai prijungiamas prie generuojančių šaltinių mazgų, kol išnaudojami visi 9 mazgai.
- Skirtingose tinklo vietose prijungiama aktyvi 600 MW apkrova. Šiam atvejui pritaikomi visi scenarijai. Bandymo metu prie tinklo prijungiamos apkrovos vietą apsprendžia atstumas iki 34 mazgo, kuriame prijungtas SK. Todėl kiekvienu bandymu apkrova atitinkamai prijungiama prie 20, 19, 16, 15, 14, 6, 5 ir 4 mazgų, taip tostant nuo SK prijungimo vietos.
- Skirtingose tinklo vietose prijungiama reaktyvi 200 MVar apkrova. Šiam atvejui pritaikomi visi scenarijai. Bandymo metu prie tinklo prijungiamos apkrovos vietą apsprendžia atstumas

iki 34 mazgo, kuriame prijungtas SK. Todėl kiekvienu bandymu apkrova atitinkamai prijungiama prie 20, 19, 16, 15, 14, 6, 5 ir 4 mazgų, taip tolstant nuo SK prijungimo vietos.

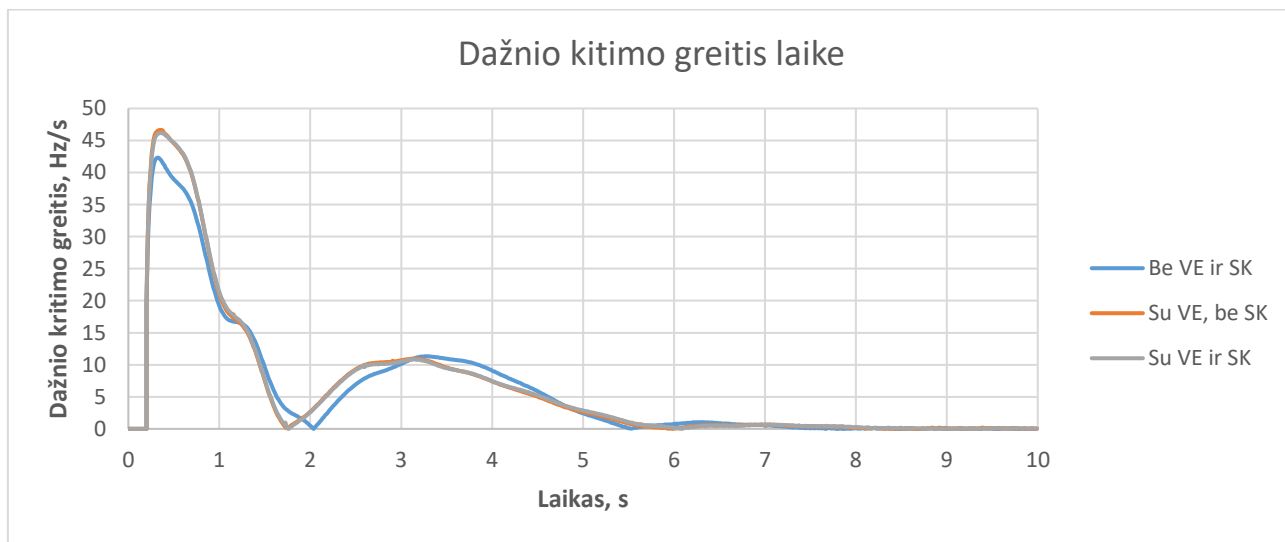
4. Rezultatai ir jų analizė

4.1. Sinchroninio kompensatoriaus inercijos įtaka tinklo dažniui, keičiant kompensatoriaus inercijos reikšmę

Šio bandymo metu ištirta sinchroninio kompensatoriaus inercijos įtaka tinklo dažniui. Bandyme buvo vykdomi anksčiau aprašyti trys pagrindiniai scenarijai. Trečiojo scenarijaus metu prie tinklo prijungiamo sinchroninio kompensatoriaus inercija keičiama ir stebima, kokią įtaką tai turi tinklo dažniui, kai tinkle atjungiamas 37 mazge esantis generatorius.



11 pav. Dažnio kitimas laike, taikant pagrindinius scenarijus

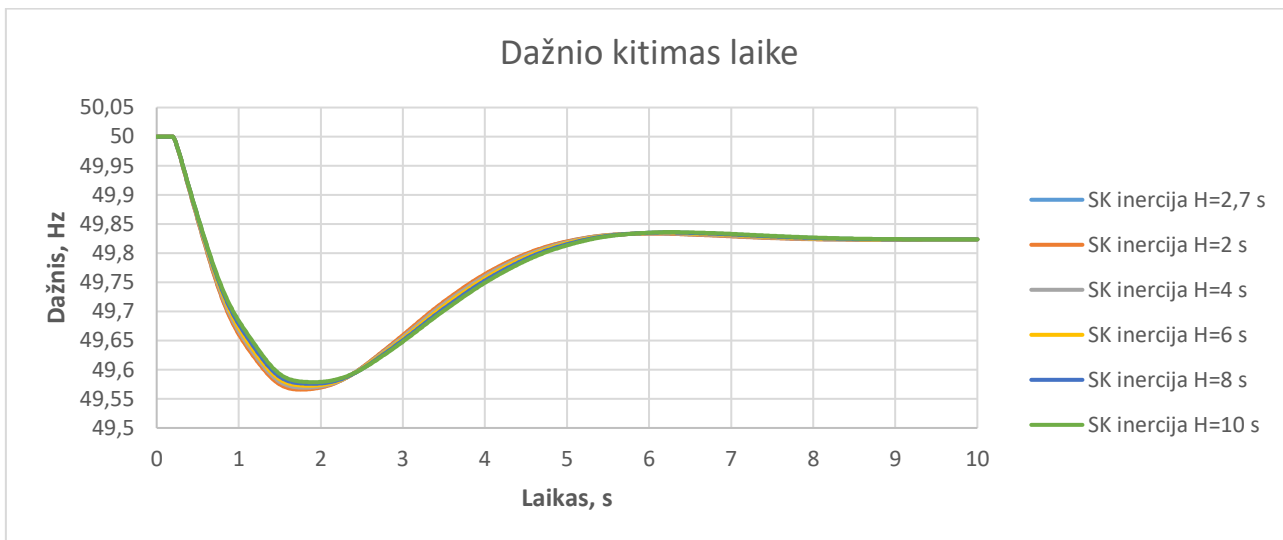


12 pav. Dažnio kitimo greiti, taikant pagrindinius scenarijus

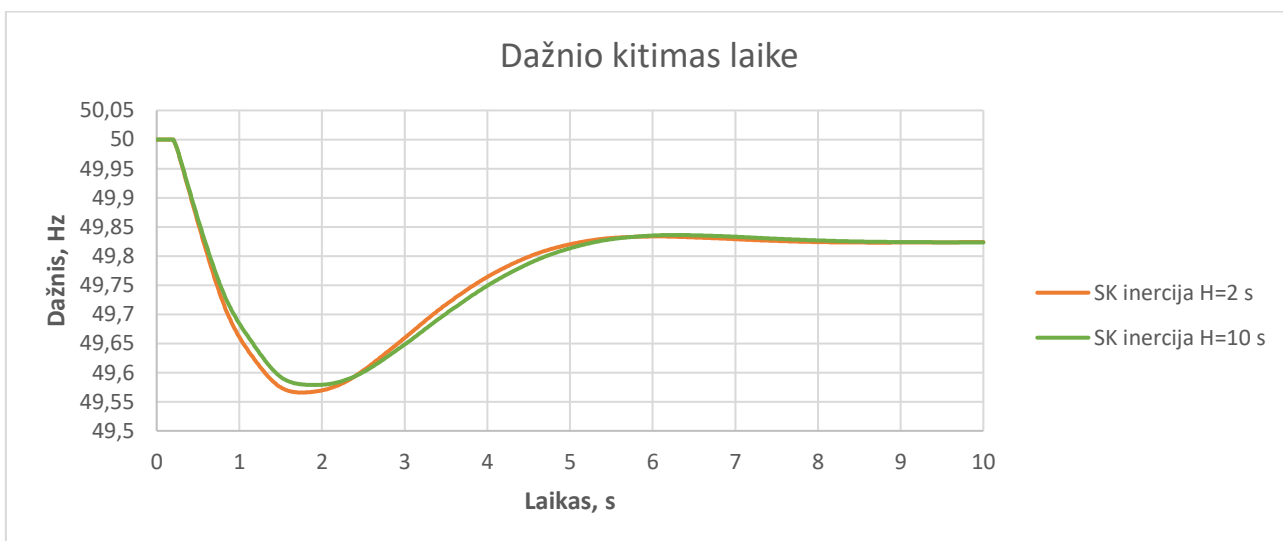
Vykstant pagrindiniams trims scenarijams, iš 11 ir 12 paveikslėliuose pateiktų grafikų matoma, kad antrojo scenarijaus metu minimali dažnio vertė lygi 49,57 Hz. Vėjo elektrinės prijungimo scenarijaus metu didžiausias dažnio kitimo greitis lygus 46,644 Hz/s, o mažiausias greitis nustatomas pirmojo scenarijaus metu – 42,323 Hz/s. Tačiau prie tinklo prijungus SK su 2,7 s inercija, gaunama dažnio minimali reikšmė yra ne didesnė, nei pirmojo scenarijaus metu gauto rezultato – 49,567 Hz. Nuo 6,074 s dažnis nusistovi nuo 49,834 Hz iki 49,843 Hz. Taip pat grafikuose matyti, kad laiko tarpas, per kurį pasiekiamas dažnio minimumas yra ilgiausias pirmojo scenarijaus metu – 2,037 s, o

trumpiausias antrojo scenarijaus metu – 1,74 s. Tačiau SK prijungimas beveik nepagerina šio parametro ir jo didžiausio dažnio nuokrypio laikas yra 1,751 s.

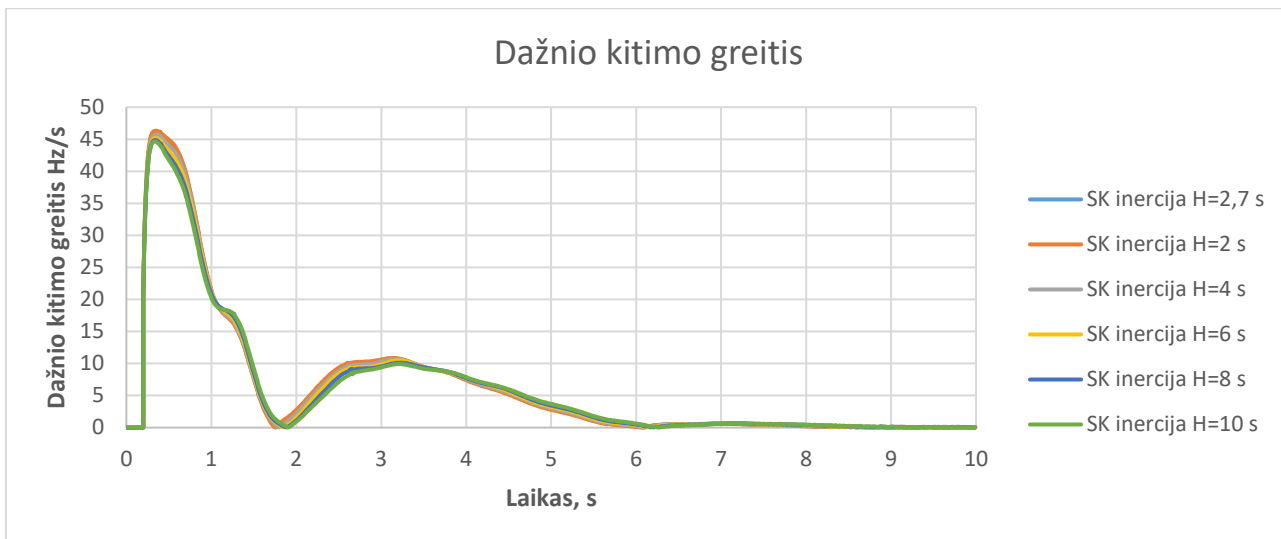
Toliau bandyme trečiojo scenarijaus metu keičiama sinchroninio kompensatoriaus inercija H tokia seka – 2, 4, 6, 8, 10, gauti rezultatai pateikiami 13-16 paveikslėliuose.



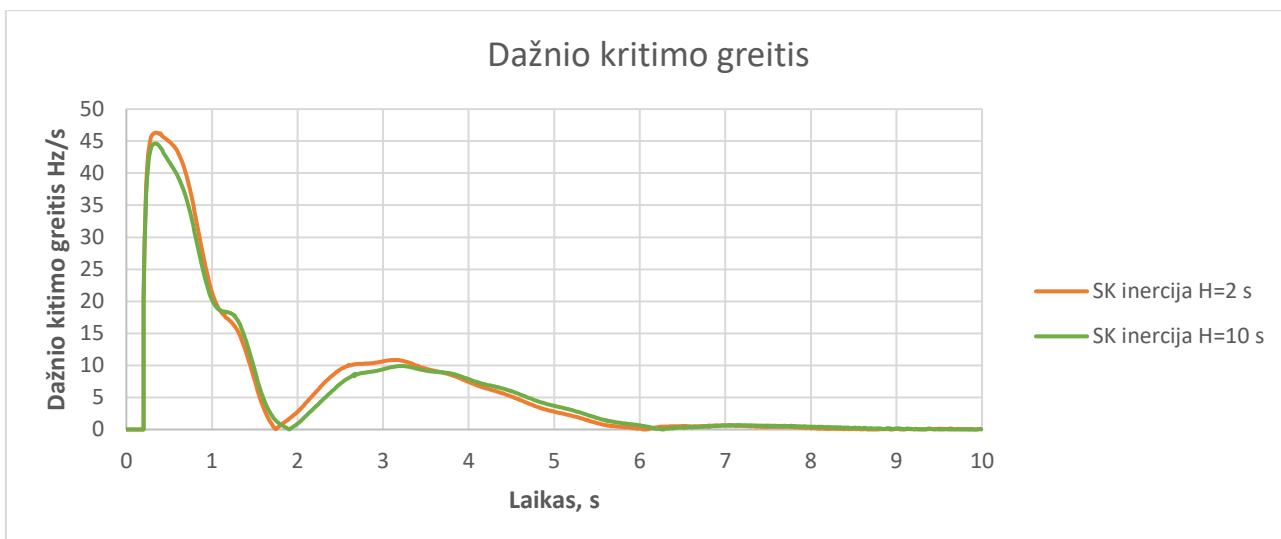
13 pav. Dažnio kitimas laike, taikant trečiąjį scenarijų, kai keičiama sinchroninio kompensatoriaus inercija



14 pav. Dažnio kitimas laike, taikant trečiąjį scenarijų, kai sinchroninio kompensatoriaus inercija yra 2 s ir 10 s



15 pav. Dažnio kitimo greitis, kai keičiama sinchroninio kompensatoriaus inercija



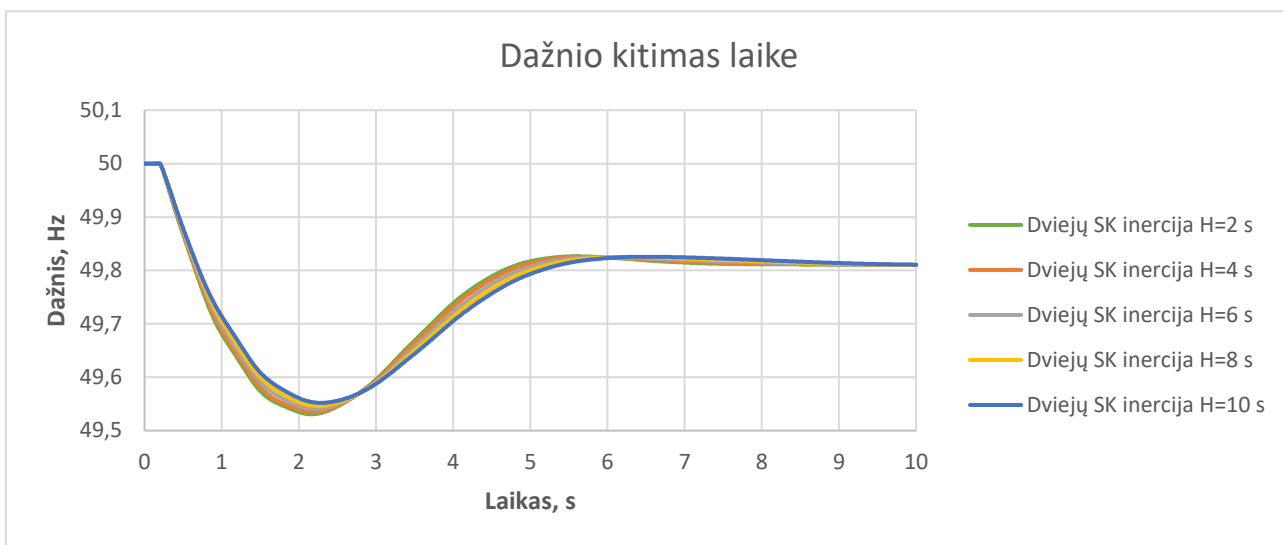
16 pav. Dažnio kitimo greitis, kai sinchroninio kompensatoriaus inercija yra 2 s ir 10 s

Didinant sinchroninio kompensatoriaus inercijai tinkle, gaunama minimali dažnio vertė kyla. Visgi, inercijai padidėjus iki 10 s, dažnis pasiekė mažiausią 49,579 Hz reikšmę ir neviršijo pirmame scenarijuje gauto 49,567 Hz dažnio. Didėjant inercijos reikšmei, dažnio kitimo greitis sumažėjo nuo 46,18 Hz/s iki 44,641 Hz/s, bet nepasiekė mažiausio fiksuoto greičio 42,323 Hz/s. Nusistovėjusi dažnio reikšmė ir reikalingas laikas jai pasiekti nepakito. Taip pat vertinant laiką, per kurį pasiekiamas didžiausias dažnio nuokrypis, matoma, kad didėjant SK inercijos reikšmei, laikas kinta nuo 1,74 s iki 1,905 s. Iš gautų rezultatų matoma atsinaujinančių šaltinių, kurie didina dažnio nuokrypius ir tuo pačiu spartina dažnio kitimo greitį, žala tinklui. Tačiau šio bandymo metu gauta, kad net ir 10 s inercijos SK nesugeba pilnai kompensuoti VE daromos žalos, bet sutrumpina laiko tarpą per kurį pasiekiamas didžiausias dažnio nuokrypis.

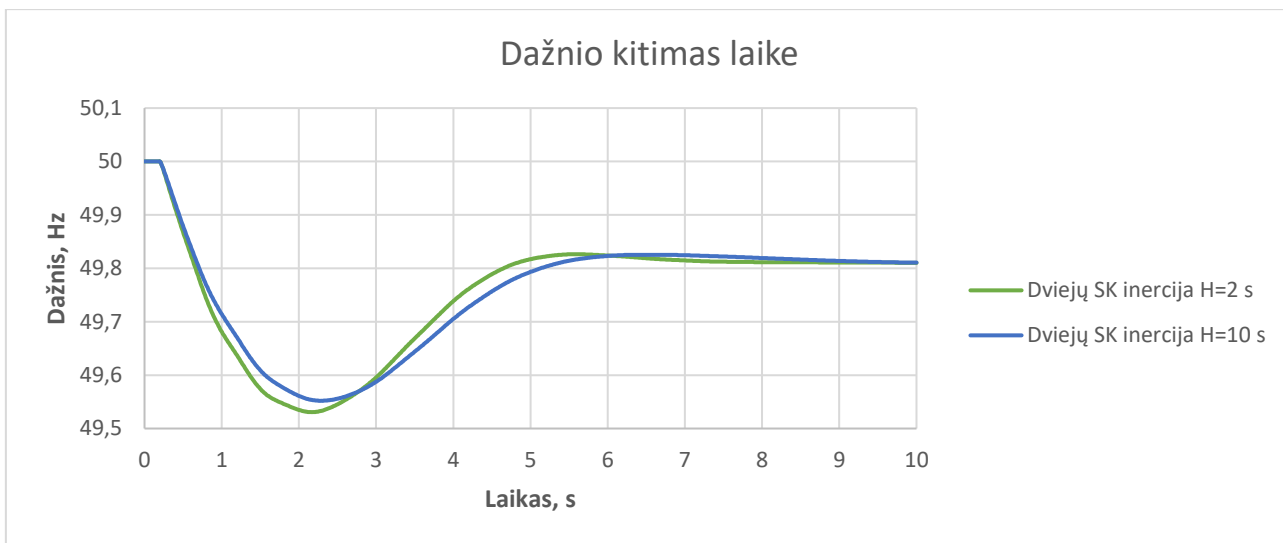
4.2. Dviejų sinchroninių kompensatorių inercijos įtaka tinklui, keičiant kompensatorių inercijos reikšmę

Tiriant kelių SK inercijos įtaką tinklui ir taikant tas pačias sąlygas, trečiojo scenarijaus metu bandyme prijungiamas antrasis sinchroninis kompensatorius prie 38 mazgo. Šiuo atveju, dėl ribotų programos

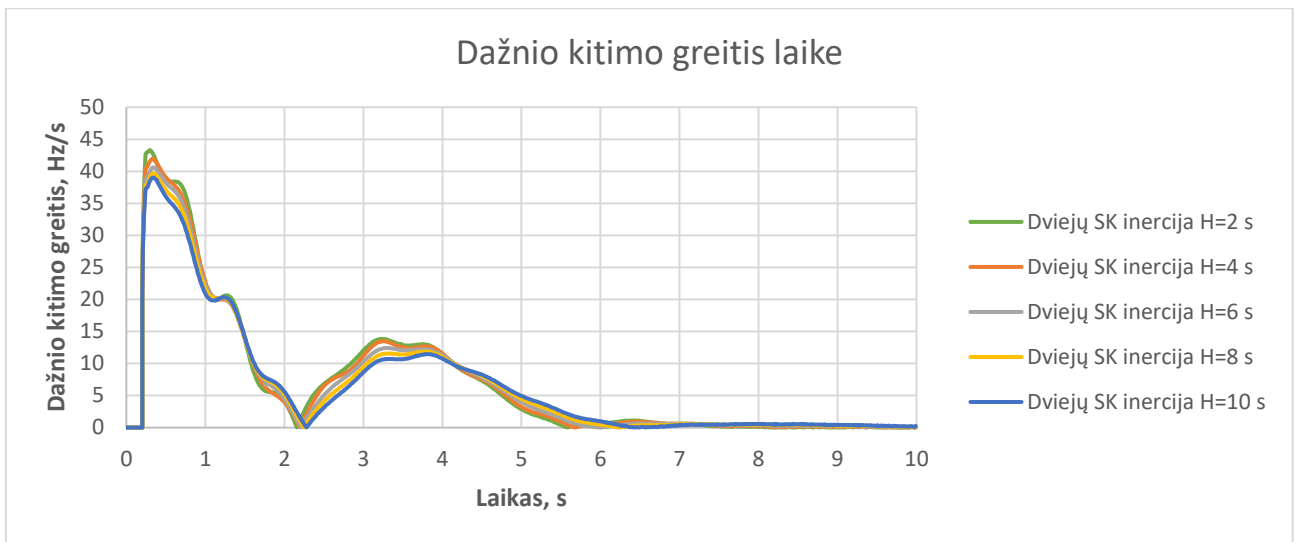
galimybių, SK prijungiamas vietoje generatoriaus, esančio 38 mazge. Siekiant, kad bandymas būtų atliekamas vienodomis sąlygomis, tinkle atitinkamai sumažinama suvartojama galia ir padidinama likusių generatorių inercija. Bandymo metu abiejų SK inercija keičiama tokia seka – 2, 4, 6, 8, 10. Rezultatai pateikti 17-20 paveikslėliuose.



17 pav. Dažnio kitimas laike, taikant trečiąjį scenarijų ir keičiant abiejų SK inerciją



18 pav. Dažnio kitimas laike, taikant trečiąjį scenarijų, kai abiejų SK inercija yra 2 s ir 10 s

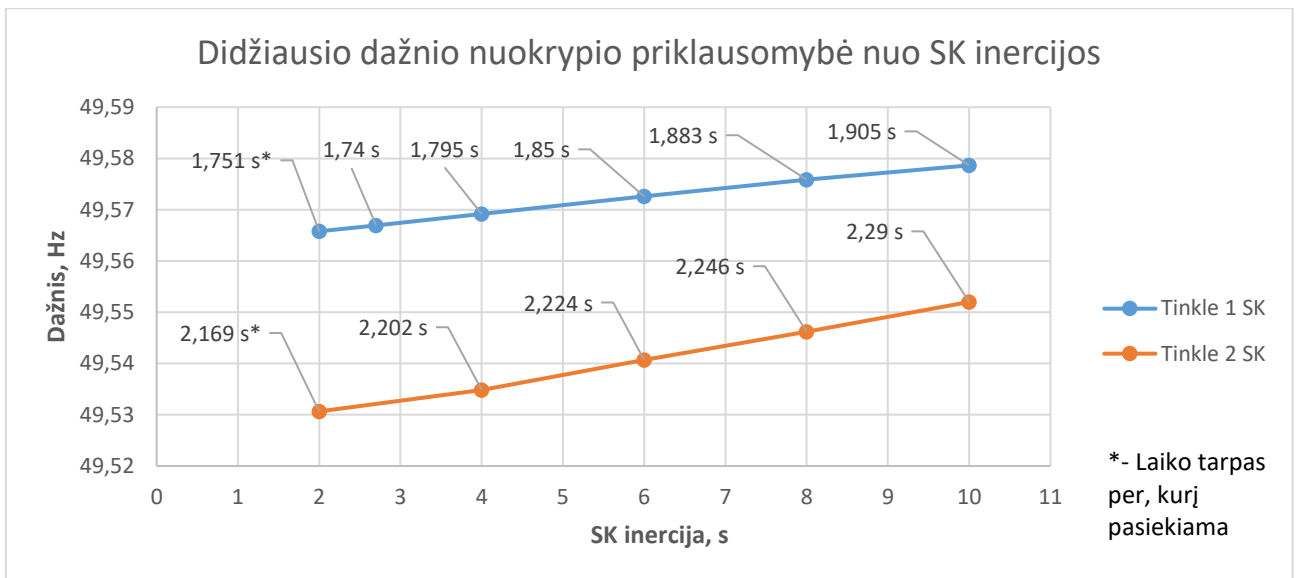


19 pav. Dažnio kitimo greitis, kai abiejų SK inercija yra 2 s ir 10 s

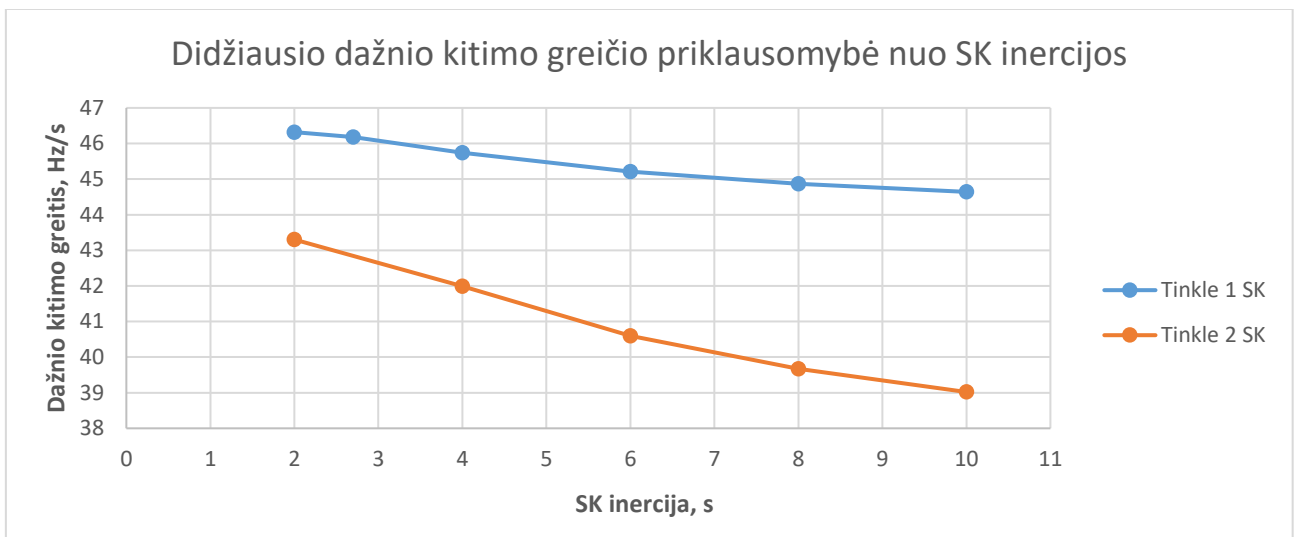


20 pav. Dažnio kitimo greitis, kai abiejų SK inercija yra 2 s ir 10 s

Remiantis šiais duomenimis, skirtumas tarp 2 s ir 10 s inercijos reikšmių yra didesnis, nei gautuose rezultatuose, kai tinkle prijungtas tik vienas SK. Tačiau, net ir prijungus du SK, kurių inercija yra 10 s, didžiausias dažnio nuokrypis vis tiek neviršija 49,567 Hz – reikšmės, gautos pirmojo scenarijaus metu. Šiuo atveju mažiausias dažnio nuokrypis nustatomas, kai SK inercija yra 10 s. Tuomet ši minimali dažnio reikšmė lygi 49,552 Hz. Didžiausias dažnio nuokrypis (49,531 Hz) nustatomas, kai SK inercija yra 2 s. Dviejų prijungtų SK nauda matoma, kai lyginami dažnio kritimo greičio grafikai. Mažiausias dažnio kritimo greitis yra fiksuojamas 39,02 Hz/s, kai inercija yra 10 s, o didžiausias – 43,302 Hz/s, kai inercija yra 2 s. Palyginus rezultatus su atveju, kai prijungiamas tik vienas 10 s inercijos SK, matoma, kad dviejų SK nauda didesnė (44,641 Hz/s > 39,02 Hz/s). Taip pat vertinant laiko tarpą, per kurį pasiekiamas didžiausias dažnio nuokrypis, matoma, kad didėjant SK inercijos reikšmei, laikas kinta nuo 2.169 s iki 2.29 s, kai vieno SK su 10 s inercija prijungimo atveju jis lygus 1,905 s. Nusistovėjusi dažnio reikšmė pasiekama po 5,931 s ir skirtingais atvejais ji varijuoja nuo 49,822 Hz iki 49,825 Hz.



21 pav. Didžiausios dažnio nuokrypio reikšmės priklausomybė nuo SK inercijos, kai tinkle prijungtas vienas ir du SK



22 pav. Didžiausio dažnio kitimo greičio reikšmės priklausomybė nuo SK inercijos, kai tinkle prijungtas vienas ir du SK

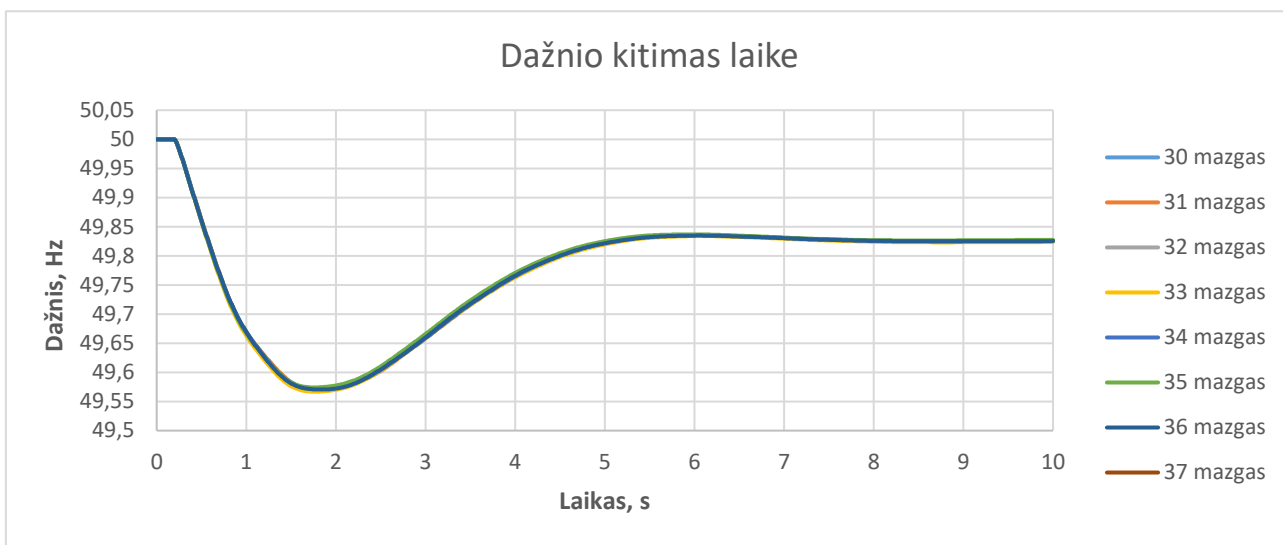
Iš 21 ir 22 paveikslėliuose pateiktų rezultatų nustatyta, kad visais atvejais didesnė SK inercijos reikšmė turi teigiamą naudą tinklo dažnio nuokrypiui ir kitimo greičiui. Taip pat, kai sistemoje yra didesnis SK skaičius, pailgėja laiko tarpas, per kurį pasiekiamas didžiausias dažnio nuokrypis. Tačiau lyginant atvejus, kai tinkle prijungti vienas arba keli SK, pastebima, kad prijungus du SK, didžiausios dažnio nuokrypio reikšmės mažesnės, t. y. labiau paveikiamas dažnis.

Taigi nustatyta, kad SK kiekis ir didesnė inercija turi teigiamos įtakos nagrinėjamiems dažnio parametrams, tačiau šių bandymų metu SK nesugeba pilnai kompensuoti VE daromos žalos. Taip pat, didesnis SK kiekis tinkle gali padidinti dažnio nuokrypio reikšmes.

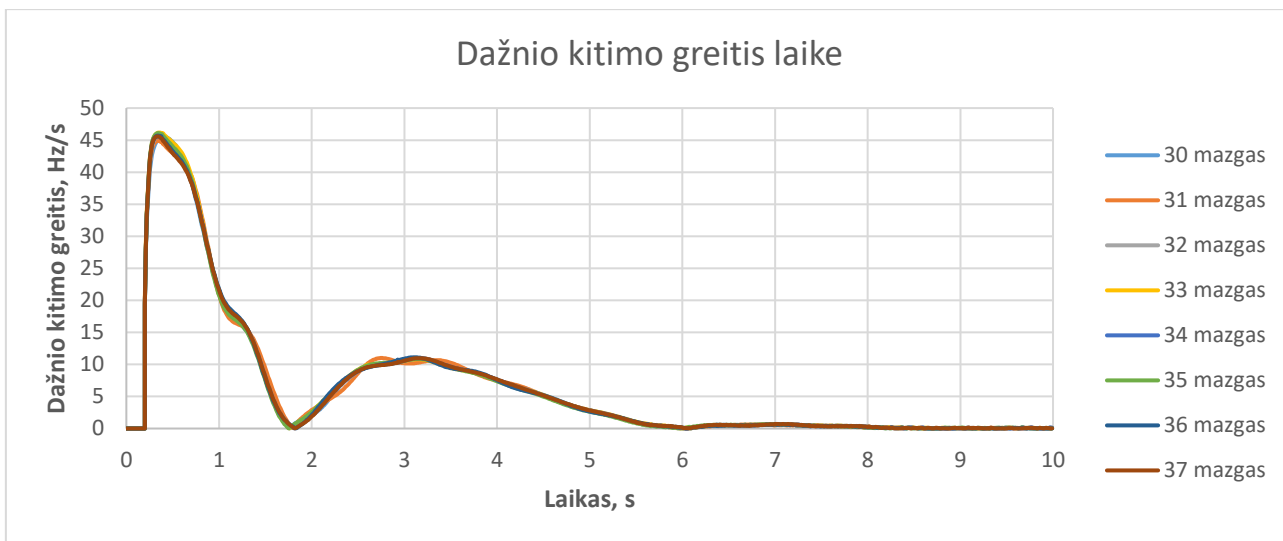
4.3. Sinchroninio kompensatoriaus prijungimo vietas tinkle įtaka tinklo dažniui

Toliau darbe buvo tiriama SK prijungimo prie tinklo geografinės vietos įtaka sistemos dažniui, kai atjungiamas generatorius. Šiuo atveju bandymas vykdomas tik taikant trečiąjį scenarijų, kai tinkle

prijungtas VE parkas ir SK. Kiekvienu iš atvejų prie pasirinkto generatoriaus mazgo yra papildomai prijungiamas vienas SK ir trikdžio metu atjungiamas generatorius 37 mazge. Bandymas vykdomas iki to momento, kuomet SK prijungiamas prie visų 9 generatorių mazgų. Taip ištiriama SK prijungimo prie tinklo vietos įtaka dažniui, rezultatai pateikti 23 ir 24 paveikslėliuose.

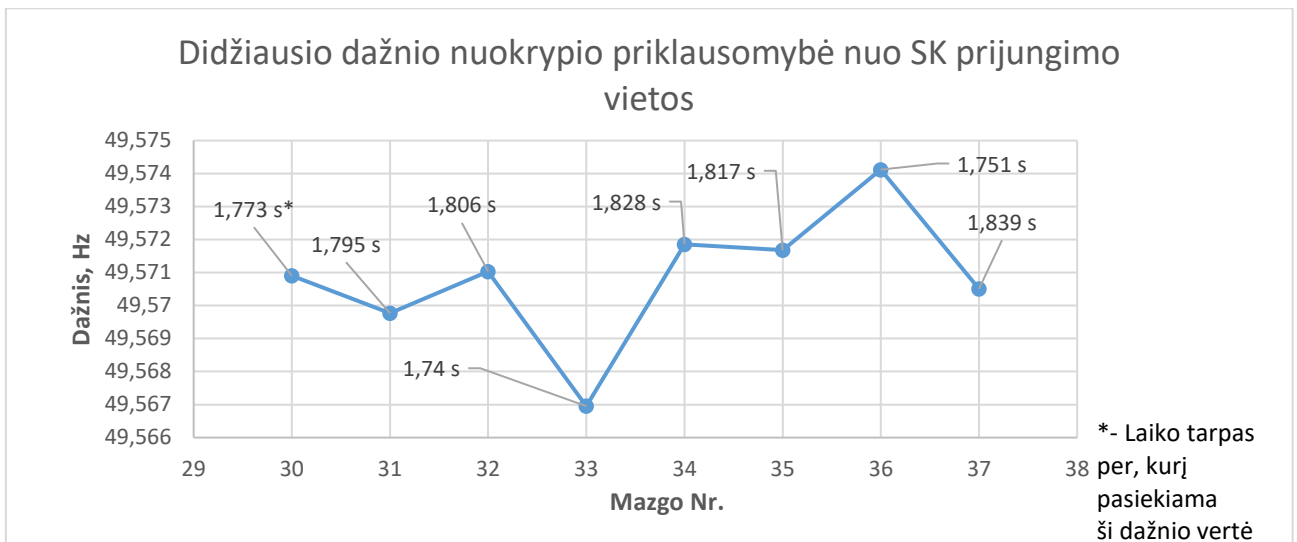


23 pav. Dažnio kitimas laike, taikant trečiąjį scenarijų, kai keičiama SK prijungimo prie tinklo vieta

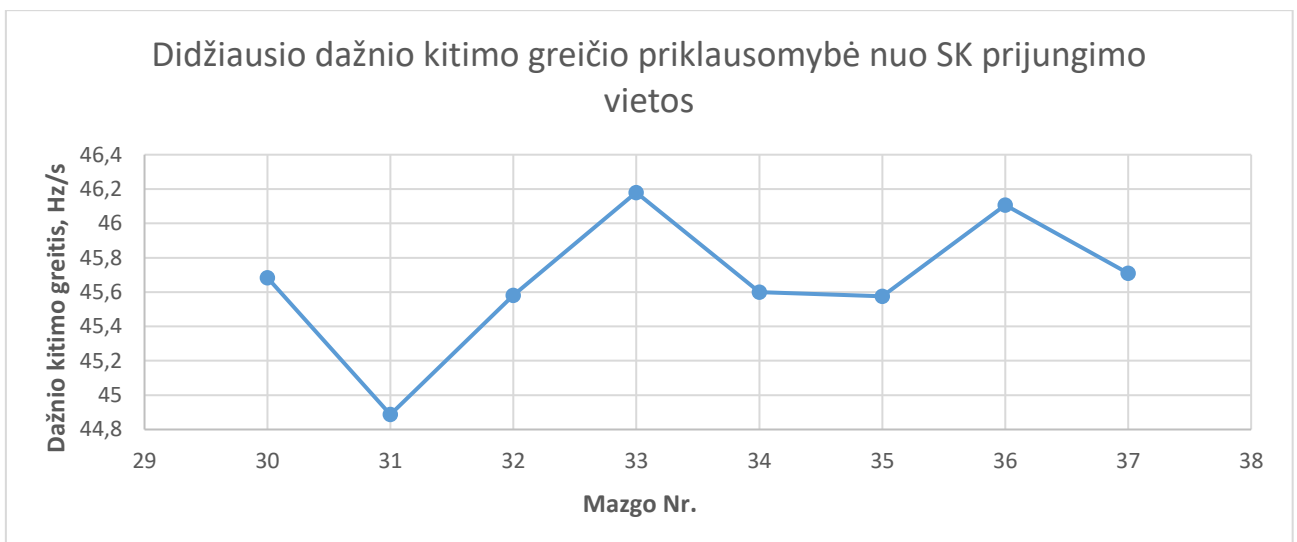


24 pav. Dažnio kitimo greitis, kai keičiama SK prijungimo prie tinklo vieta

Iš šiamo modelyje gautų rezultatų matoma, kad SK prijungimo vieta neturi jokios žymios įtakos tinklo dažniui po modeliuojamo trikdžio. Iš 23 ir 24 paveikslėliuose gautų grafikų matyti, kad visais skirtingais atvejais, kai SK prijungiamas prie visų 10 generatorių mazgų, dažnio nuokrypis, kritimo greitis ir nusistovėjusi reikšmė išlieka panašios.



25 pav. Didžiausios dažnio nuokrypio reikšmės priklausomybė nuo SK prijungimo vietos tinkle

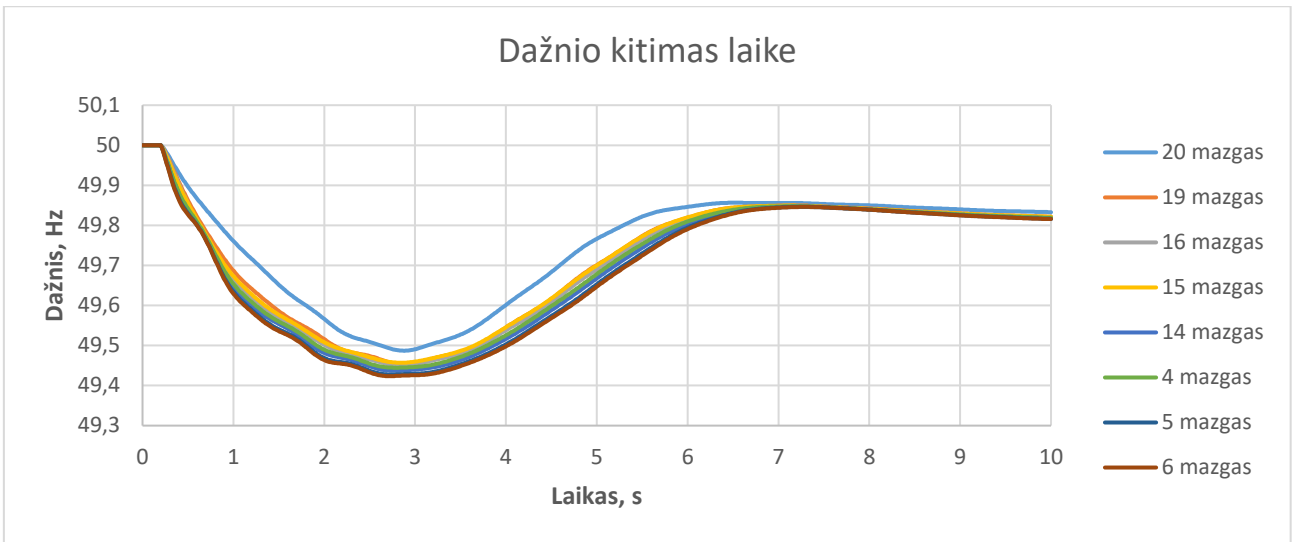


26 pav. Didžiausio dažnio kitimo greičio reikšmės priklausomybė nuo SK prijungimo vietos tinkle

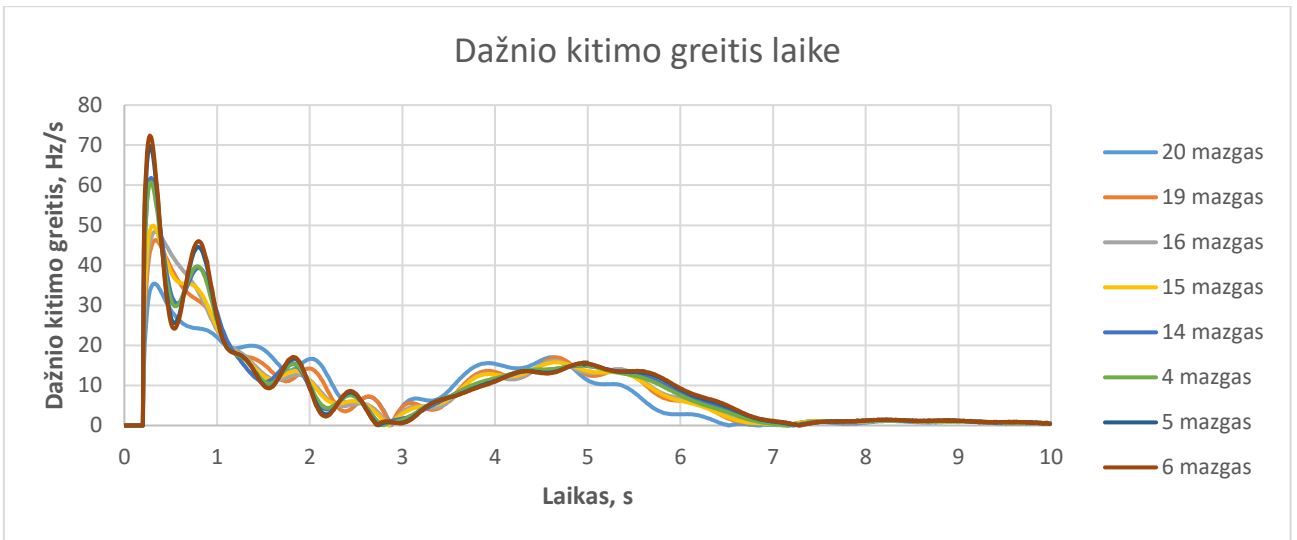
Sprendžiant iš 25 ir 26 paveikslėliuose gautų priklausomybių, galima daryti išvadą, kad didelių pokyčių ir žymių tendencijų jose nepastebima. 33 mazge matomi didžiausi dažnio nuokrypio bei jo kitimo greičio pokyčiai. Taip pat šiame mazge fiksuotas trumpiausias laikas, per kurį pasiekiamas didžiausias nuokrypis. Tačiau šis mazgas yra panašiai nutolęs nuo atjungiamo generatoriaus – 37 mazgo arba VE prijungimo – 30 mazgo, kaip ir 34 bei 35 mazgai, bet panašumų tarp jų rezultatuose nepastebima.

4.4. Sinchroninio kompensatoriaus įtaka dažniui, kai prie tinklo prijungiama aktyvioji apkrova

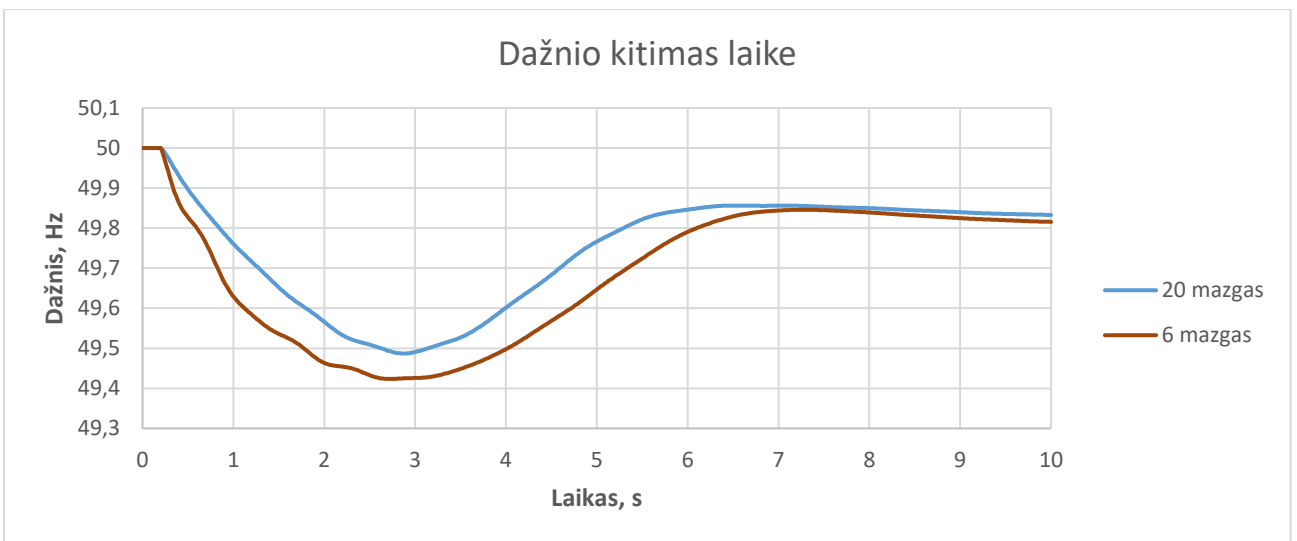
Šio bandymo metu prie tinklo prijungiama aktyvi apkrova, kurios parametrai jau buvo minėti anksčiau. Siekiant įvertinti apkrovos prijungimo vietos įtaką, ji atitinkamai prijungiama prie šių mazgų 20, 19, 16, 15, 14, 4, 5, 6. Šie mazgai parinkti taip, kad prijungiama akrova toltų nuo SK prijungimo vietos. 20 – arčiausiai prie SK esantis mazgas, 6 – toliausiai nuo SK esantis mazgas. Bandymas atliekamas taikant visus tris scenarijus. Pirmojo scenarijaus metu gauti rezultatai pateikiami 27-30 paveikslėliuose.



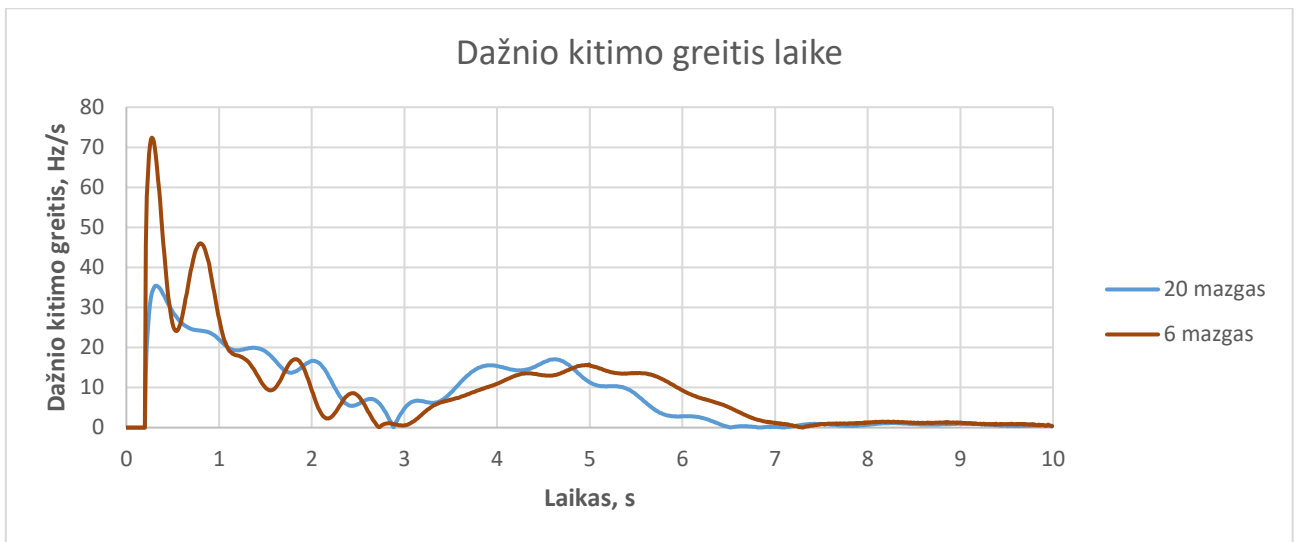
27 pav. Dažnio kitimas laike, taikant pirmąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta



28 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant pirmuojujį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta

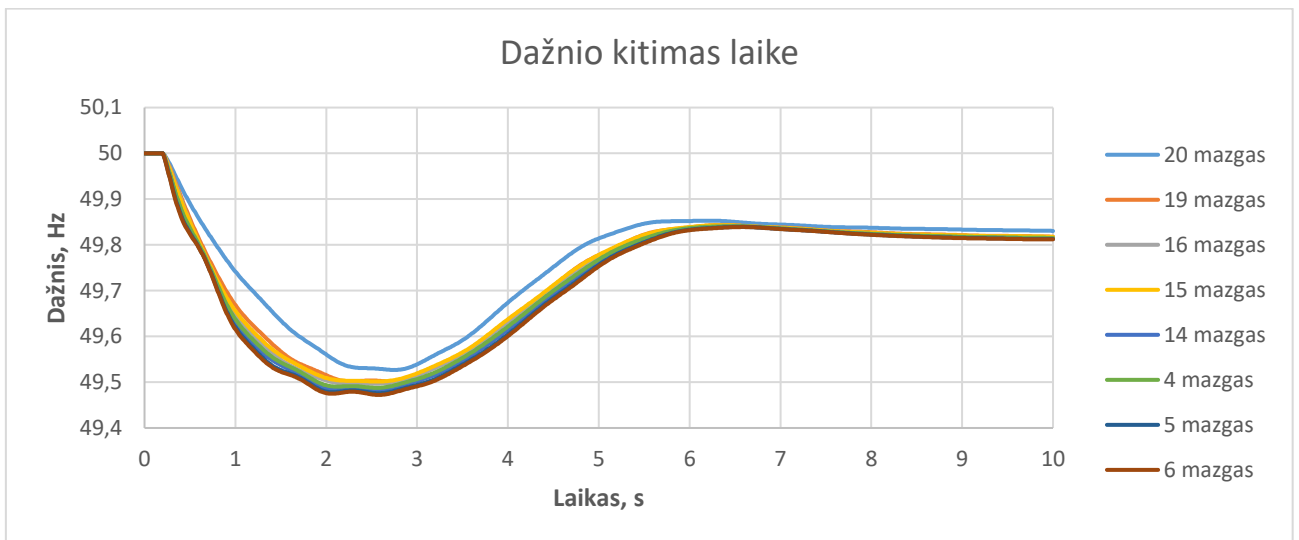


29 pav. Dažnio kitimas laike, taikant pirmąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai

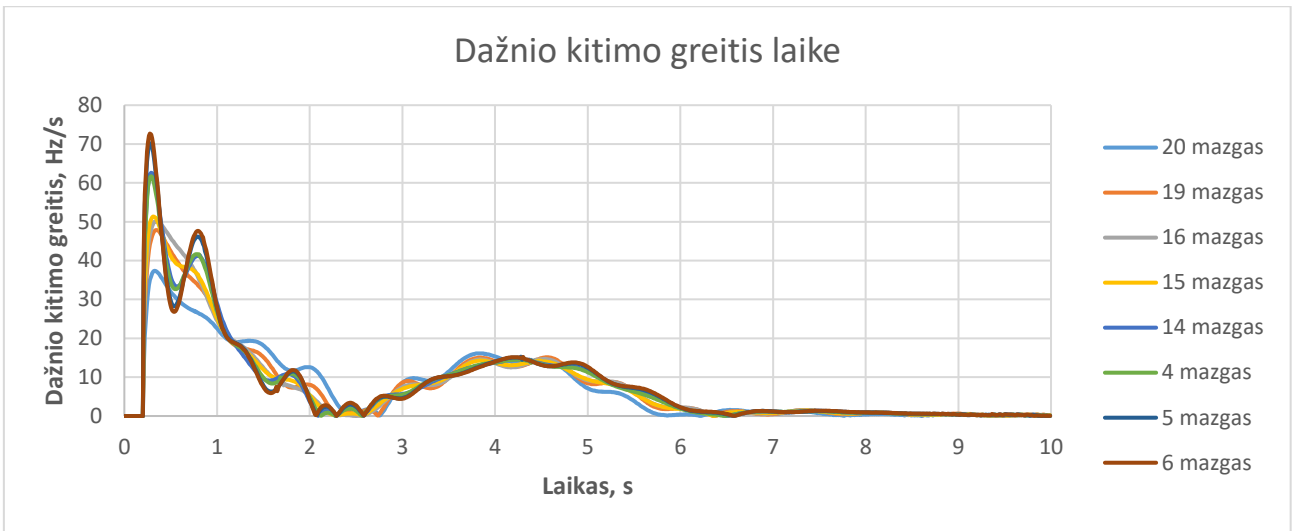


30 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant pirmąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai

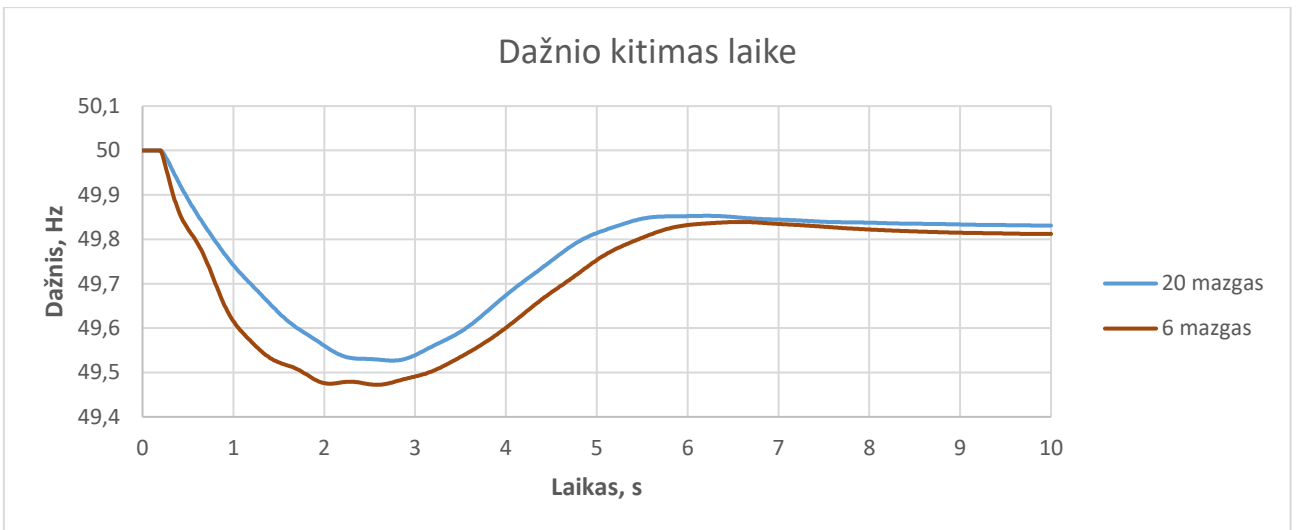
Pirmojo scenarijaus metu nustatyta, kad tolstant apkrovos prijungimo vietai, pasiekiami minimali dažnio vertė mažėja, nuo 49,487 Hz 20 mazge iki 49,424 Hz 6 mazge. Lyginant dažnio kritimo greitį, lygiai taip pat matoma, kad reikšmės skiriasi nuo 35,441 Hz/s iki 72,402 Hz/s. Vertinant laiko tarpą, per kurį pasiekiamas didžiausias dažnio nuokrypis, matoma, kad tolstant prijungiamos apkrovos vietai, laikas kinta nuo 2,873 s iki 2,719 s. Pagal gautus rezultatus nustatyta, kad skirtinguose mazuose, 7,272 s laiko momentu, nusistovėjusi dažnio reikšmė varijuoja nuo 49,846 Hz iki 49,855 Hz. Antrojo scenarijaus metu gauti rezultatai pateikiami 31-34 paveikslėliuose.



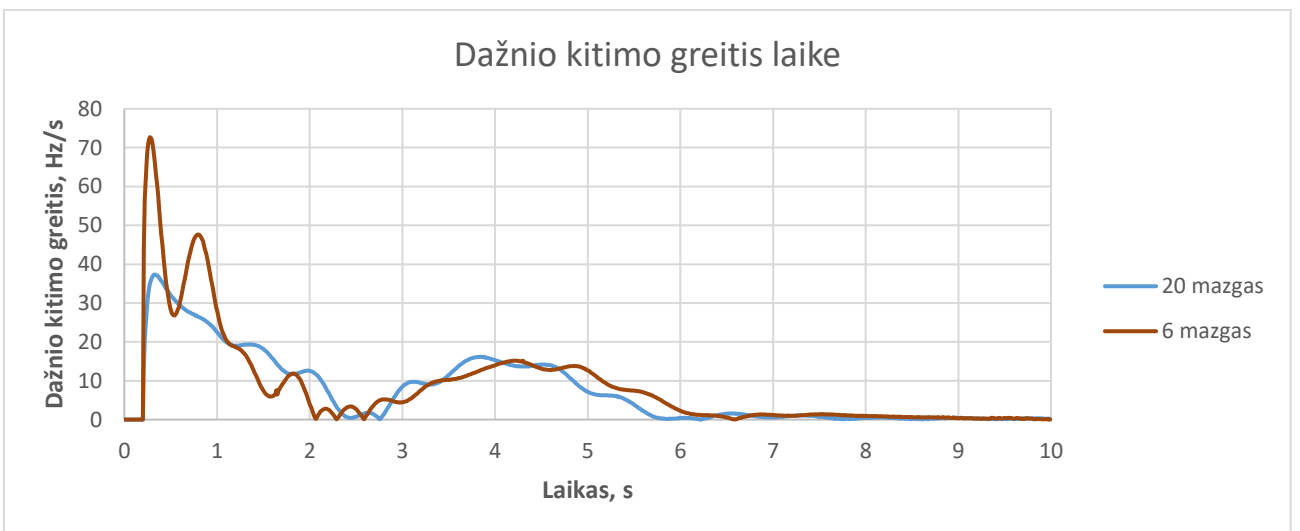
31 pav. Dažnio kitimas laike, taikant antrąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta



32 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant antrąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta

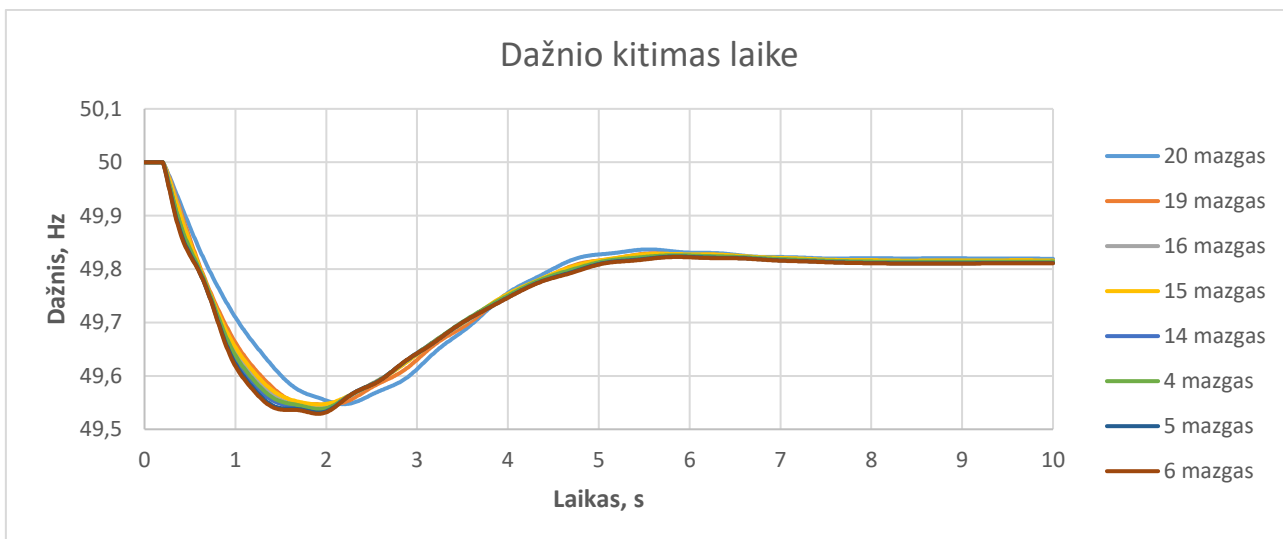


33 pav. Dažnio kitimas laike, taikant antrąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai

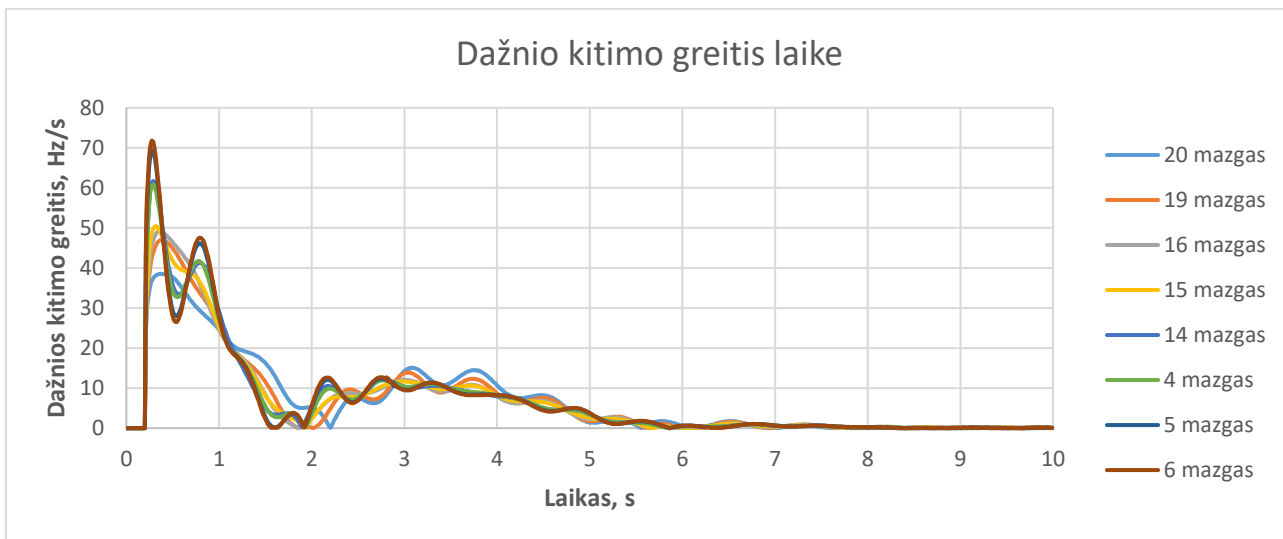


34 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant antrąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai

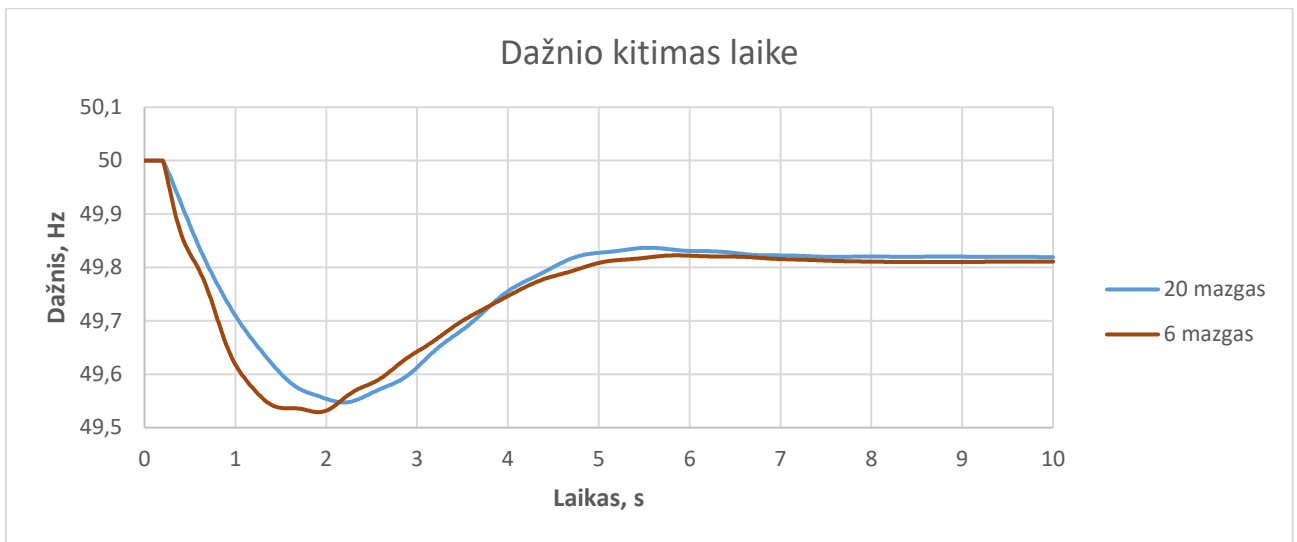
Antrojo scenarijaus metu iširta, kad tolstant apkrovos prijungimo vietai, didžiausias dažnio nuokrypis didėja, nuo 49,527 Hz 20 mazge iki 49,472 Hz 6 mazge. Lyginant dažnio kritimo greitį, lygiai taip pat matoma, kad reikšmės skiriasi nuo 37,356 Hz/s iki 72,705 Hz/s. Vertinant laiką, per kurį pasiekiamas didžiausias dažnio nuokrypis, matoma, kad 16 mazge prijungiamos apkrovos trumpiausias laikas yra 2.279 s, 20 mazge ilgiausias – 2.752 s. Pagal gautus rezultatus skirtinguose mazguose, 6,92 s laiko momentu nusistovėjusi dažnio reikšmė varijuoja nuo 49,844 Hz iki 49,836 Hz. Trečiojo scenarijaus metu gauti rezultatai pateikiami 35-38 paveikslėliuose.



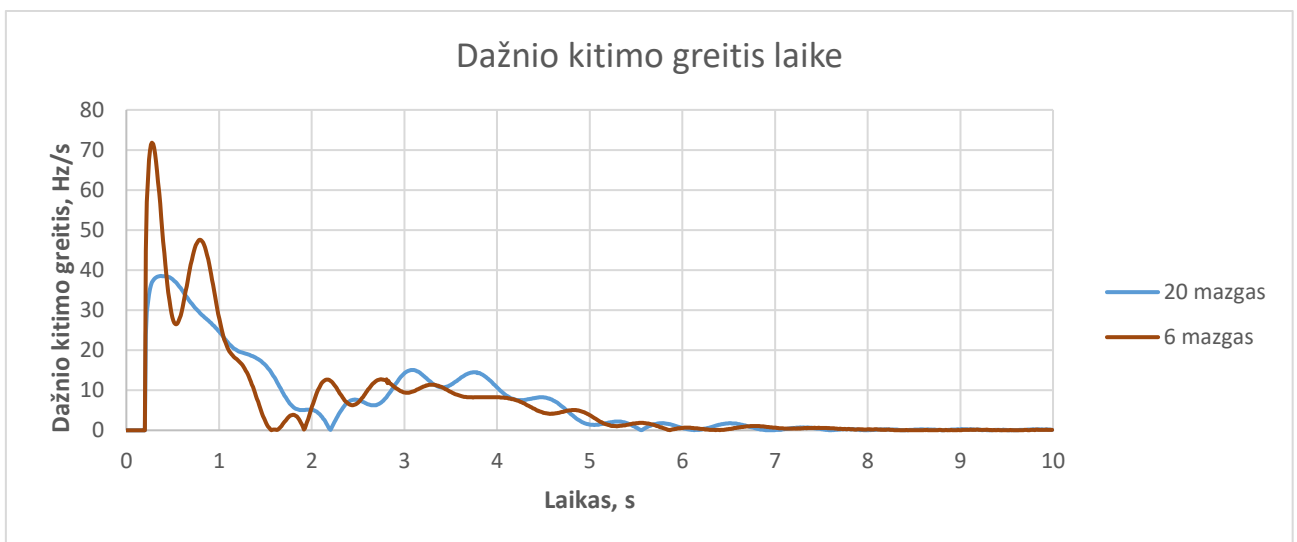
35 pav. Dažnio kitimas laike, taikant trečiąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta



36 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant trečiąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta

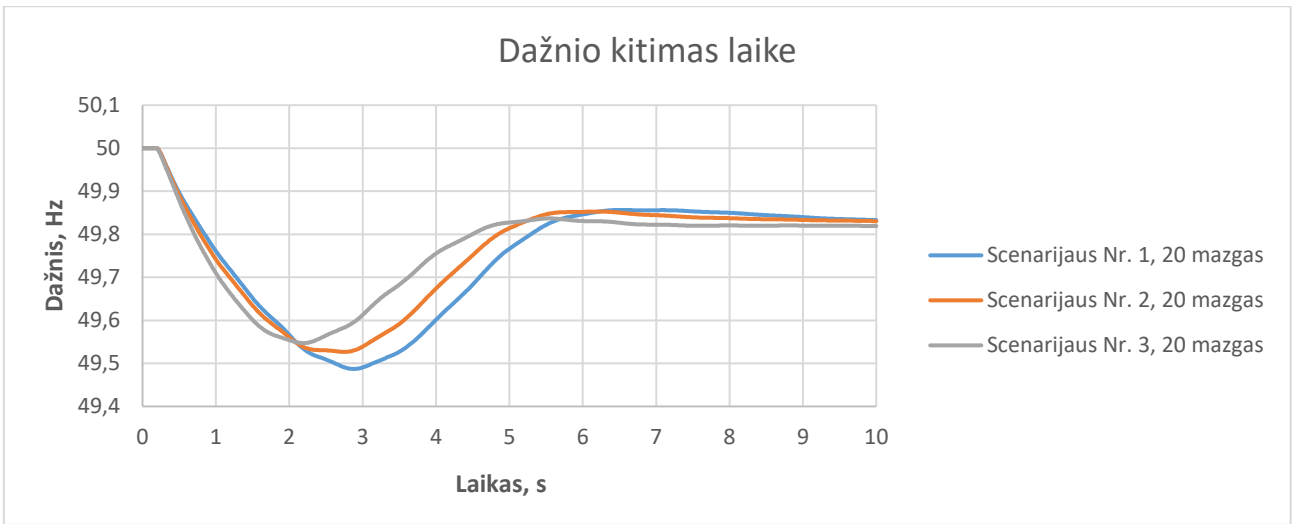


37 pav. Dažnio kitimas laike, taikant trečiąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai

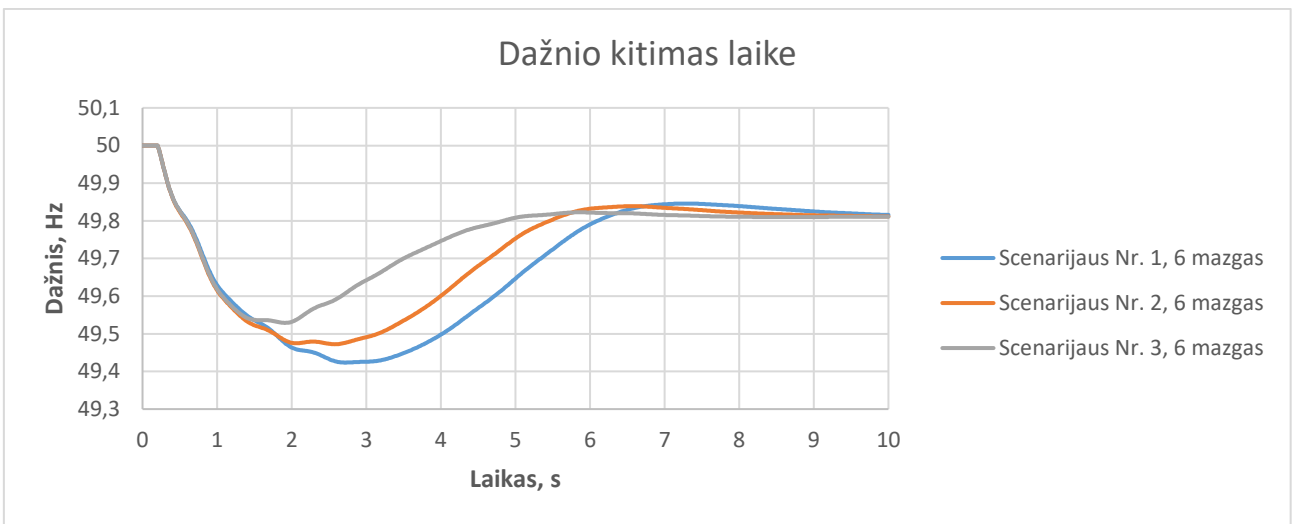


38 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant trečiąjį scenarijų, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejo rezultatai

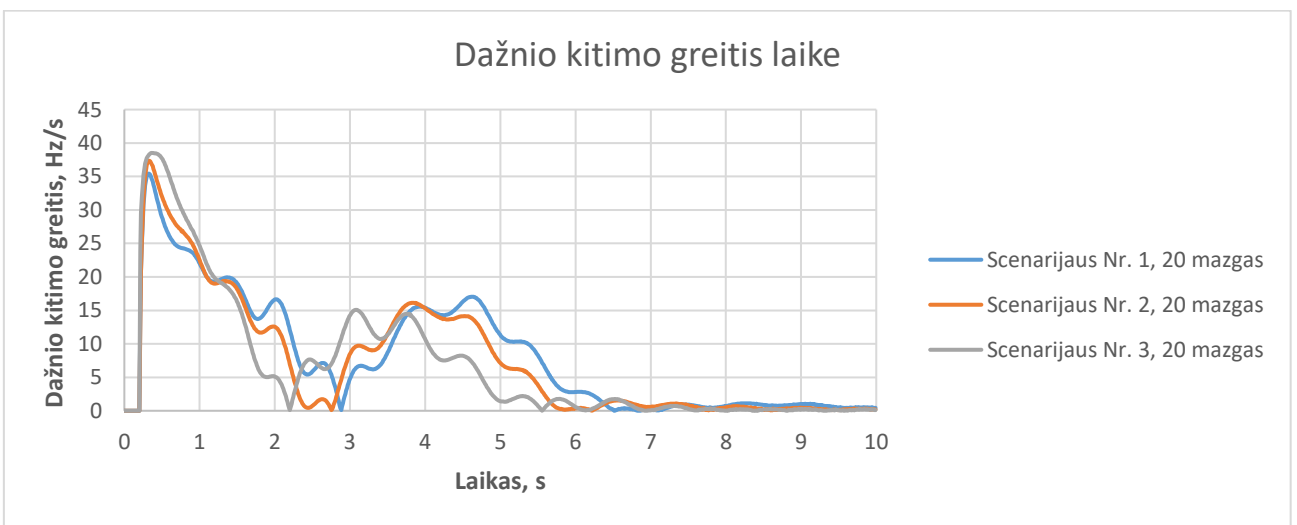
Remiantis trečiojo scenarijaus metu gautais rezultatais galima teigti, kad tolstant apkrovos prijungimo vietai, pasiekiami minimali dažnio vertė mažėja, nuo 49,547 Hz 20 mazge iki 49,529 Hz 6 mazge. Lyginant dažnio kritimo greitį, matoma, kad reikšmės skiriasi nuo 38,527 Hz/s iki 71,817 Hz/s. Vertinant laiko tarpą, per kurį pasiekiamas didžiausias dažnio nuokrypis, gauta, kad trumpiausias laikas yra 1,839 s 16 mazge, o ilgiausias – 2,191 s, 20 mazge. Pagal gautus rezultatus, skirtinguose mazguose, 6,877 s laiko momentu nusistovėjusi dažnio reikšmė varijuoja nuo 49,823 Hz iki 49,817 Hz. Toliau pateikiami šio bandymo skirtingų scenarijų rezultatų palyginimai 39-42 paveikslėliuose.



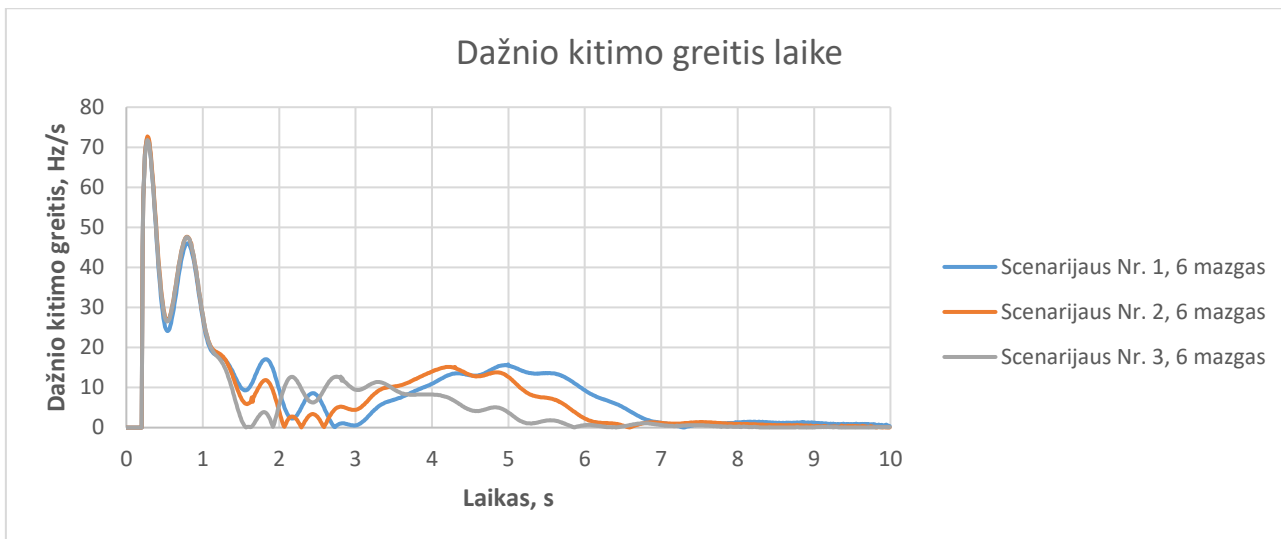
39 pav. Dažnio kitimas laike, taikant visus tris scenarijus, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta 20 mazge



40 pav. Dažnio kitimas laike, taikant visus tris scenarijus, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta 6 mazge

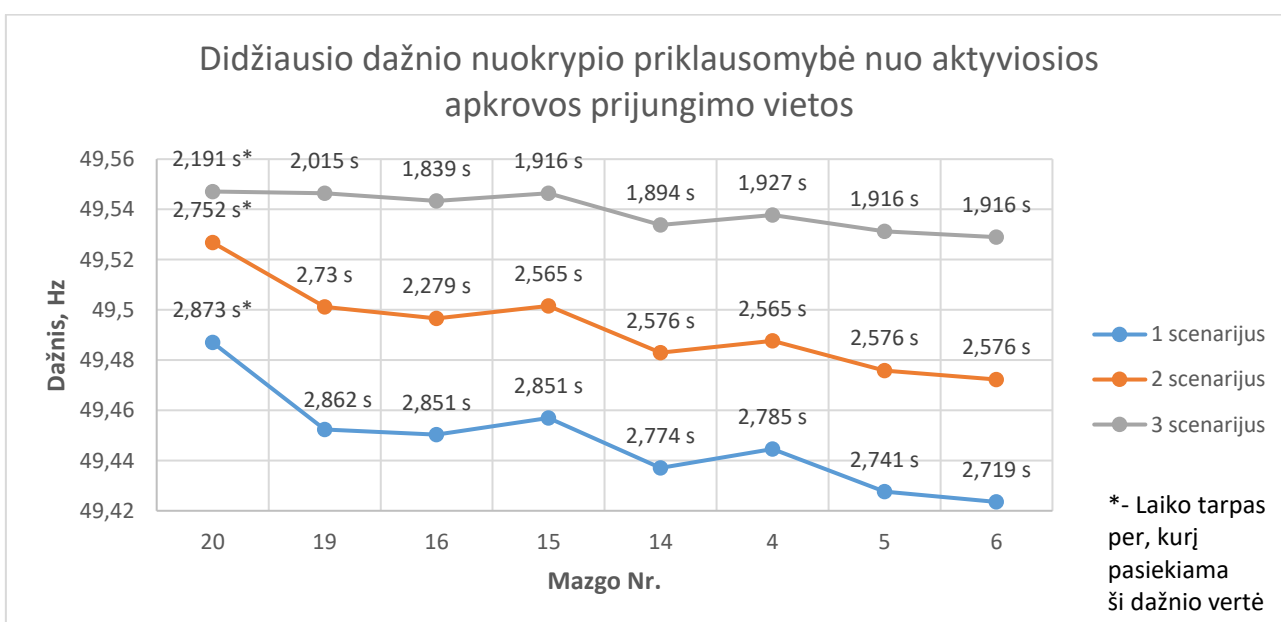


41 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant visus tris scenarijus, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta 20 mazge

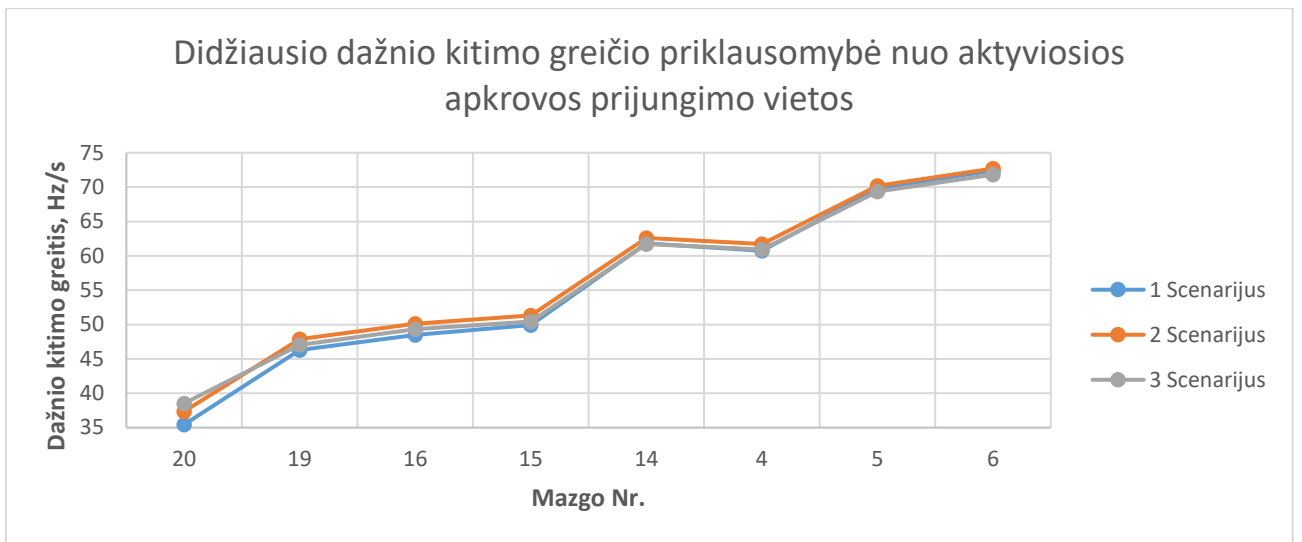


42 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant visus tris scenarijus, kai keičiama aktyviosios apkrovos prijungimo vieta 6 mazge

Palyginus visų trijų scenarijų metu gautus duomenis iš 39 ir 40 paveikslelyje pateiktų rezultatų, galima teigti, kad SK turi teigiamą įtaką tinklo stabilumui, kai prie jo yra prijungiama papildoma apkrova. Tiek arčiausiame 20, tiek toliausiame 6 mazguose, trečiojo scenarijaus metu, kai prie tinklo prijungiamas SK, gaunamos mažesnės dažnio nuokrypio reikšmės, nei taikant tuos scenarijus, kuomet SK nėra prijungtas. Taip pat matoma antrojo scenarijaus metu prijungiamos vėjo elektrinės teigiama įtaka tinklui, kur fiksuota minimali dažnio vertė yra didesnė, nei pirmojo scenarijaus metu. Vertinant prijungiamos apkrovos vietos įtaką iširta, kad didėjant atstumui nuo SK, tuo pačiu didėja ir didžiausios dažnio nuokrypio reikšmės. 41 ir 42 paveikslėliuose matoma, kad toliausiame 6 mazge žymiai didesnis dažnio kitimo greitis, nei 20 mazge. Visų scenarijų metu dažnio nusistovėjimo greitis ir reikšmės panašios.



43 pav. Didžiausios dažnio nuokrypio reikšmės priklausomybė nuo aktyviosios apkrovos prijungimo vietos

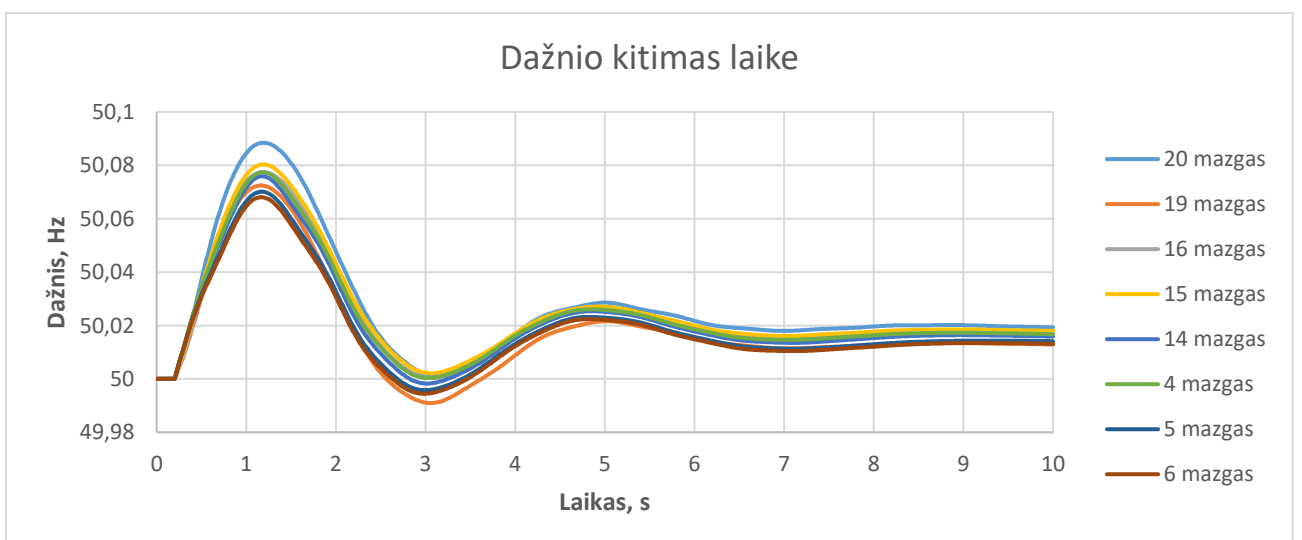


44 pav. Didžiausio dažnio kitimo greičio reikšmės priklausomybė nuo aktyviosios apkrovos prijungimo vietos

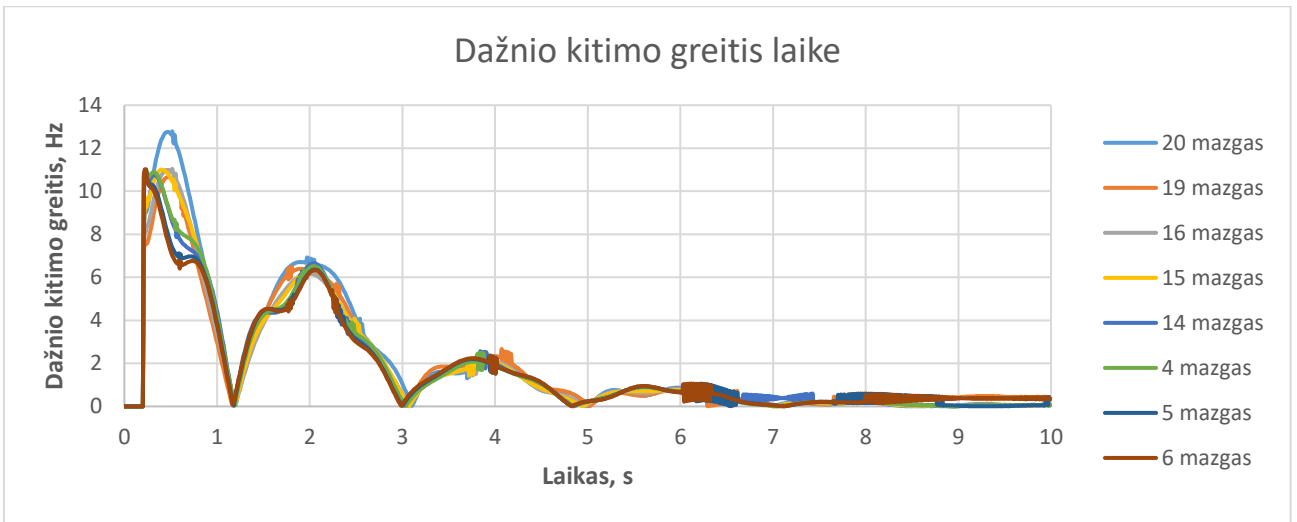
Taigi pagal 43 ir 44 paveikslėliuose gautus grafikus, įvertinus laiko tarpą, per kurį pasiekiamas didžiausias dažnio nuokrypis rezultatus, matoma, kad nepaisant prijungiamos apkrovos vietos, prijungus SK laikas žymiai sutrumpėja. O trumpesnis laiko tarpas suprastina apsaugų veikimo sąlygas, nes joms lieka mažiau laiko sureaguoti. Taigi didžiausia sinchroninio kompensatoriaus nauda tinklui pasiekama, kai arčiau jo yra prijungiama apkrova.

4.5. Sinchroninio kompensatoriaus įtaka dažniui, kai prie tinklo prijungiama reaktyvioji apkrova

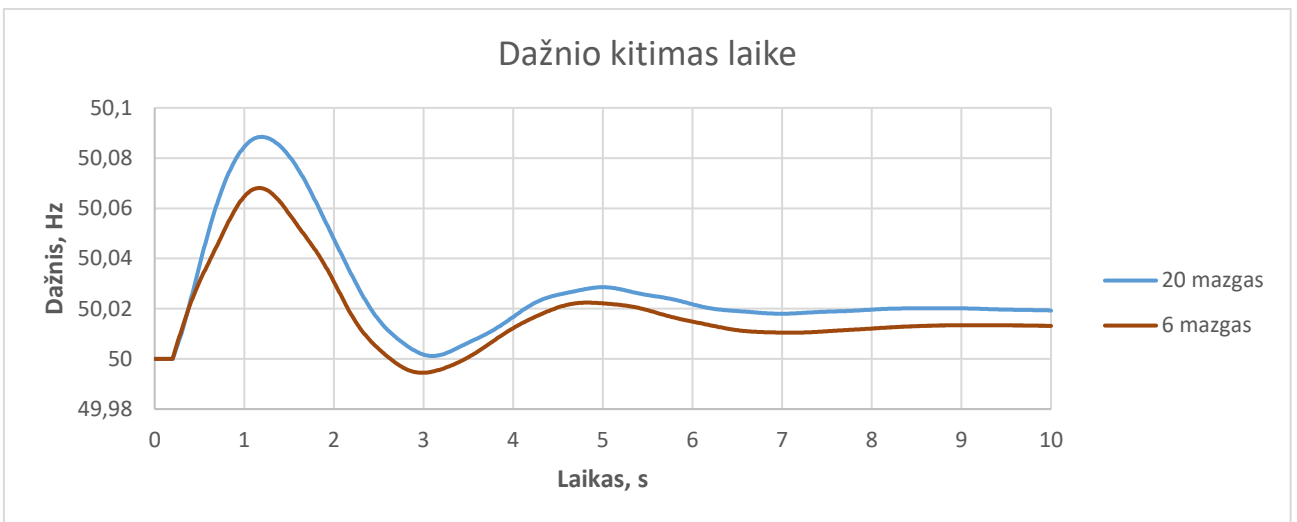
Šio bandymo metu prie tinklo prijungiama reaktyvi apkrova, kurios parametrai jau buvo minėti anksčiau. Reaktyvi apkrova prijungiama prie šių mazgų atitinkamai 20, 19, 16, 15, 14, 4, 5, 6. Šie mazgai parinkti taip, kad prijungiama akrova toltų nuo SK prijungimo vietos. 20 – arčiausiai prie SK esantis mazgas, 6 – toliausiai nuo SK esantis mazgas. Bandymas atliekamas taikant visus tris scenarijus. Pirmojo scenarijaus metu gauti rezultatai pateikiami 45-48 paveikslėliuose.



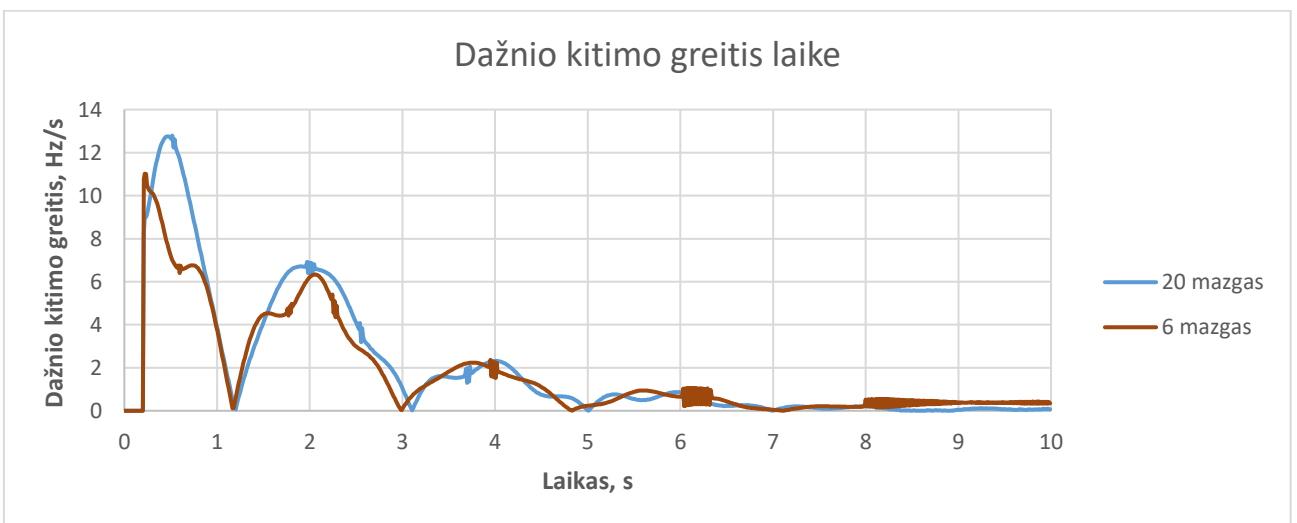
45 pav. Dažnio kitimas laike, taikant pirmąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta



46 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant pirmąjį scenarijų, kai keičiama resaktyviosios apkrovos prijungimo vieta

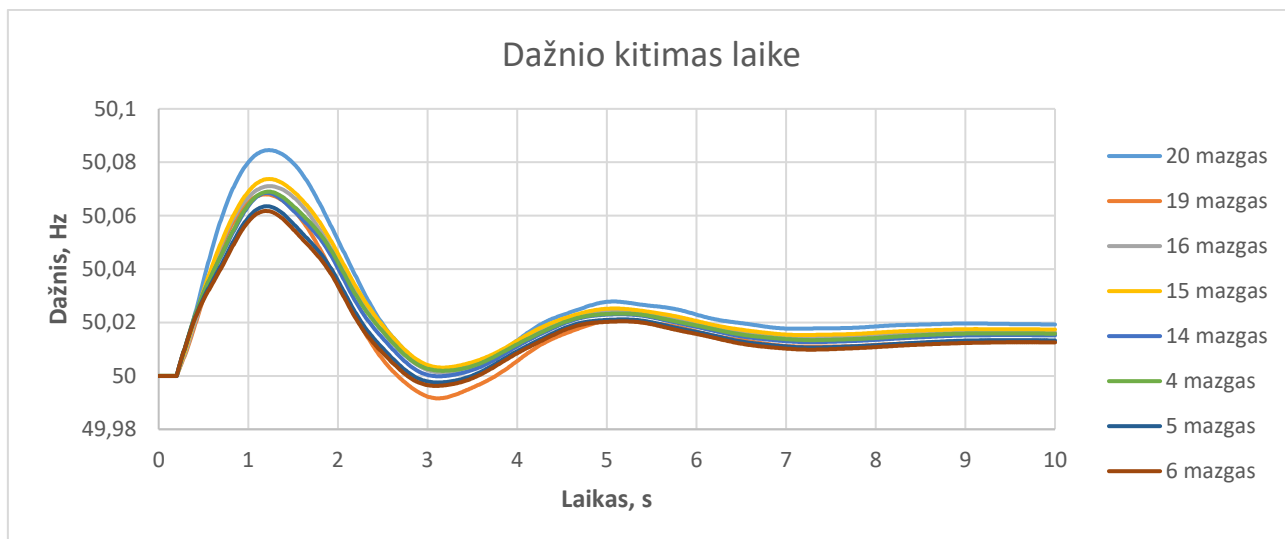


47 pav. Dažnio kitimas laike, taikant pirmąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai

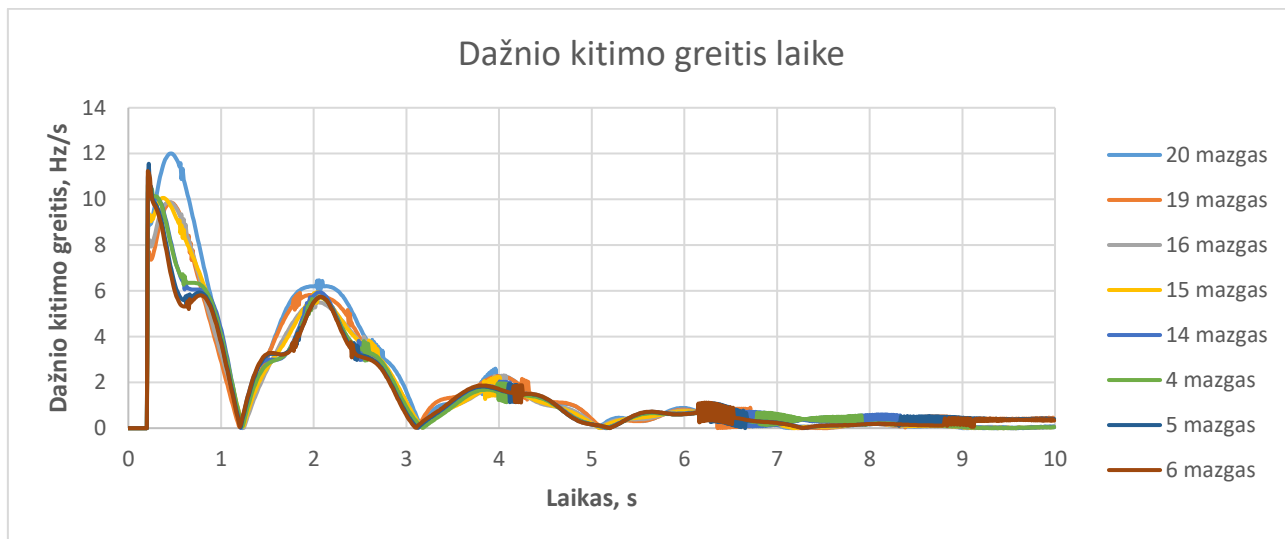


48 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant pirmąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai

Šiuo atveju, atvirksčiai nei aktyviosios apkrovos prijungimo metu, tinkle dažnio pokytis yra teigiamas. Pirmojo scenarijaus metu fiksuojama maksimali dažnio reikšmė 20 mazge – 50,088 Hz, o 6 mazge – 50,068 Hz. Analizuojant dažnio kitimo greitį, lygiai taip pat matoma, kad SK arčiausiame mazge jis yra didžiausias – 12,789 Hz/s, o mažiausias siekia 11,021 Hz/s tolimiausiame mazge. Vertinant laiko tarpą, per kurį pasiekiamas didžiausias dažnio nuokrypis, nustatyta, kad tolstant prijungiamos apkrovos vietai, laikas nežymiai kinta nuo 1,19 s iki 1,168 s. Skirtinguose mazguose dažnis nusistovi nuo 6,712 s ir jo reikšmė siekia nuo 50,01 Hz iki 50,018 Hz.



49 pav. Dažnio kitimas laike, taikant antrąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta



50 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant antrąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta

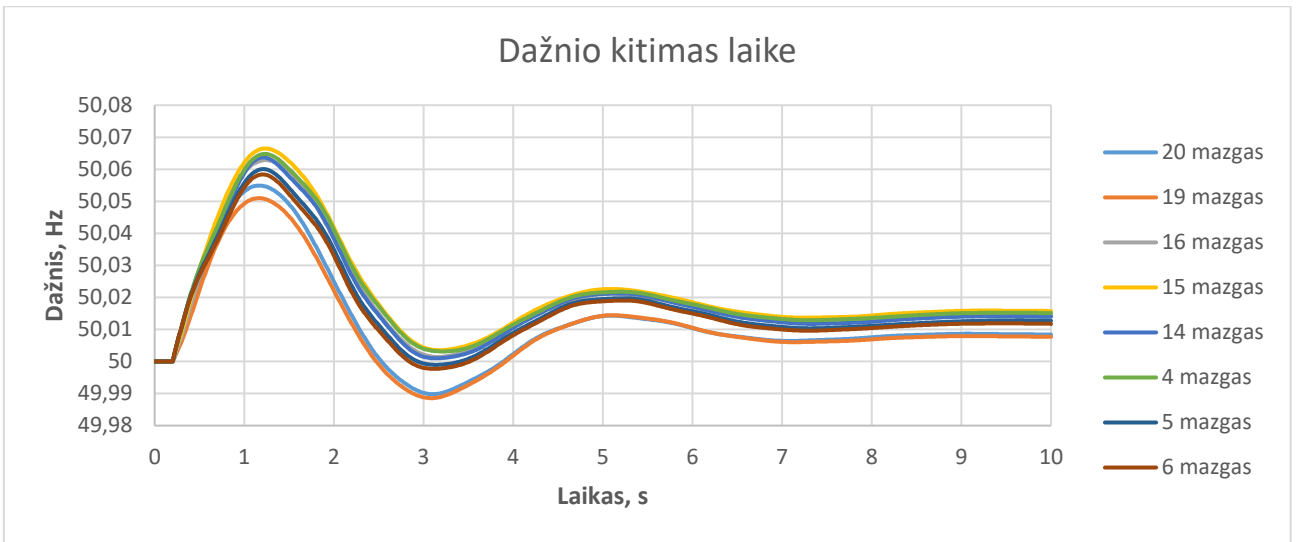


51 pav. Dažnio kitimas laike, taikant antrąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai

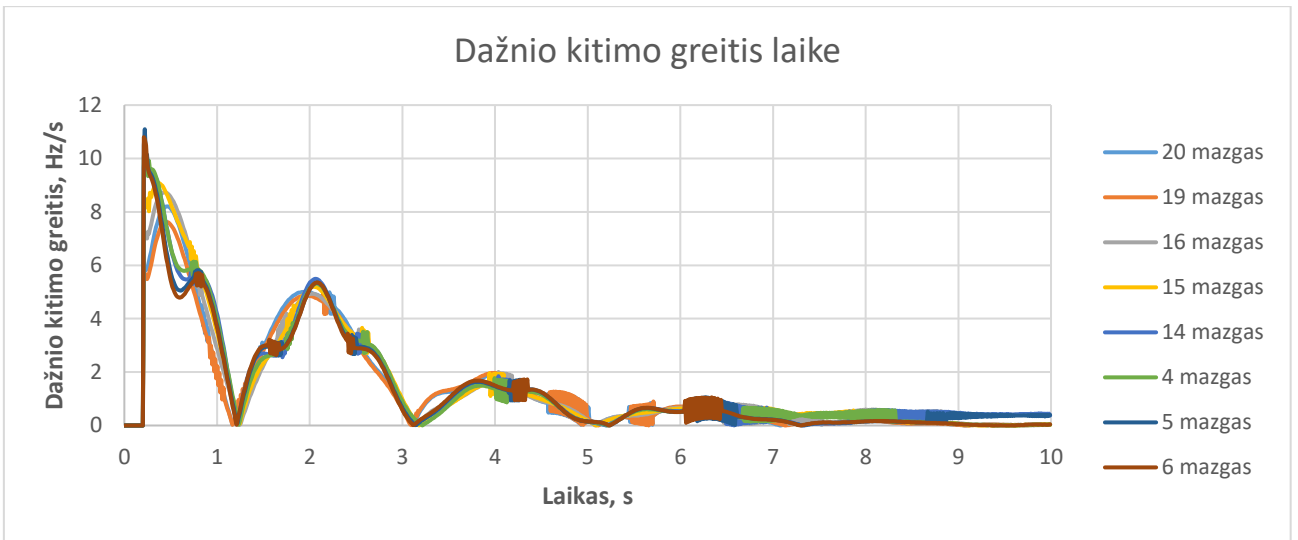


52 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant antrąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai

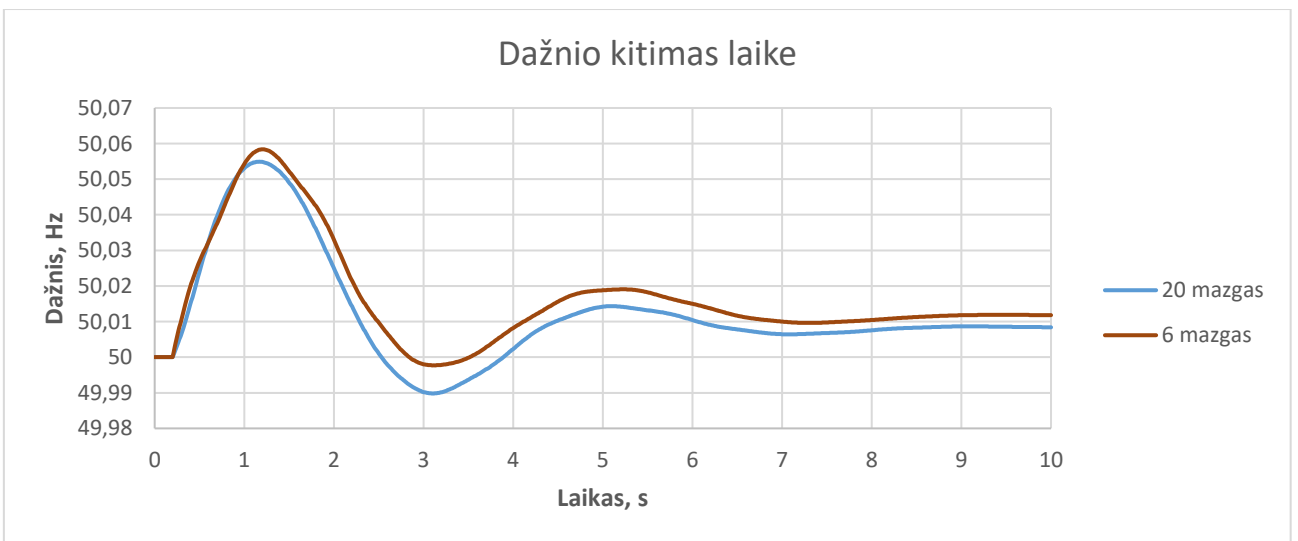
Antrojo scenarijaus metu, tendencijos nesiskiria, fiksuojama maksimali dažnio reikšmė 20 mazge – 50,085 Hz, o 6 mazge – 50,062 Hz. Analizuojant dažnio kitimo greitį, lygiai taip pat matoma, kad SK arčiausiame mazge jis didžiausias 11,999 Hz/s, o mažiausias siekia 11,234 Hz/s tolimiausiame mazge. Vertinant laiko tarpą, per kurį pasiekiamas didžiausias dažnio nuokrypis, matoma, kad tolstant prijungiamos apkrovos vietai laikas nežymiai kinta nuo 1,223 s iki 1,201 s. Skirtinguose mazguose dažnis nusistovi nuo 6,767 s ir jo reikšmė siekia nuo 50,018 Hz iki 50,011 Hz.



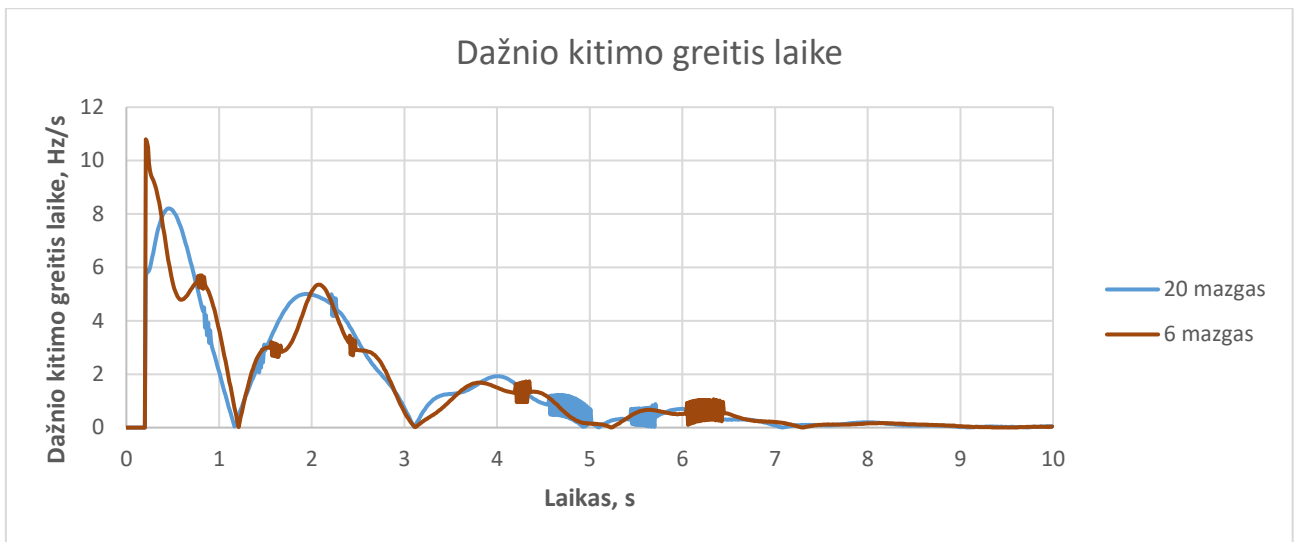
53 pav. Dažnio kitimas laike, taikant trečiąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta



54 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant trečiąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta

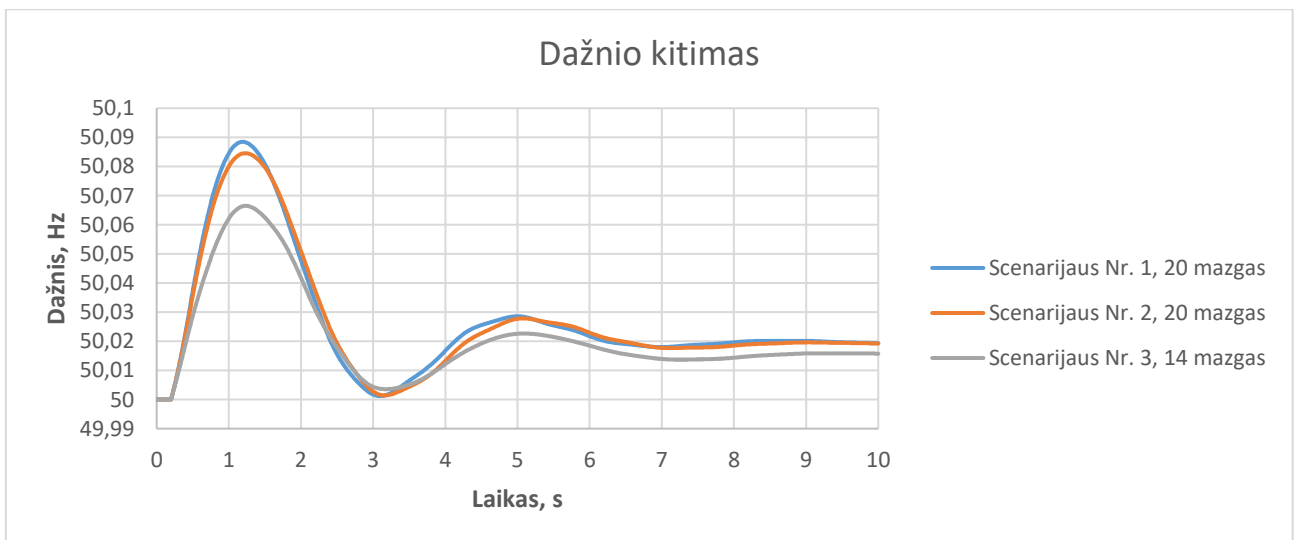


55 pav. Dažnio kitimas laike, taikant trečiąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai

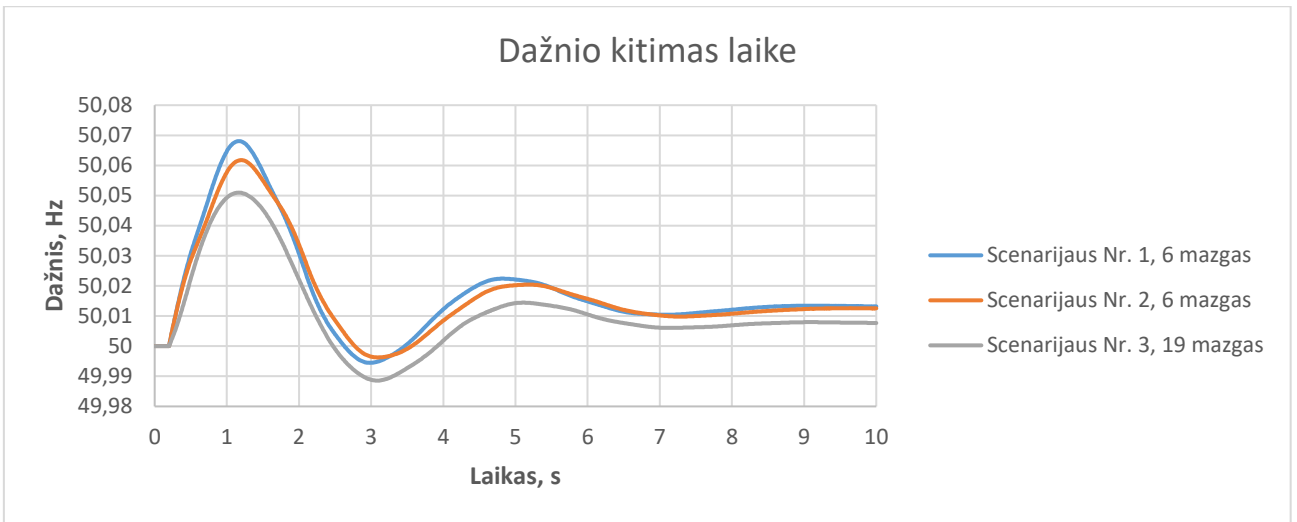


56 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant antrąjį scenarijų, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta. Lyginami pirmojo ir paskutiniojo atvejų rezultatai

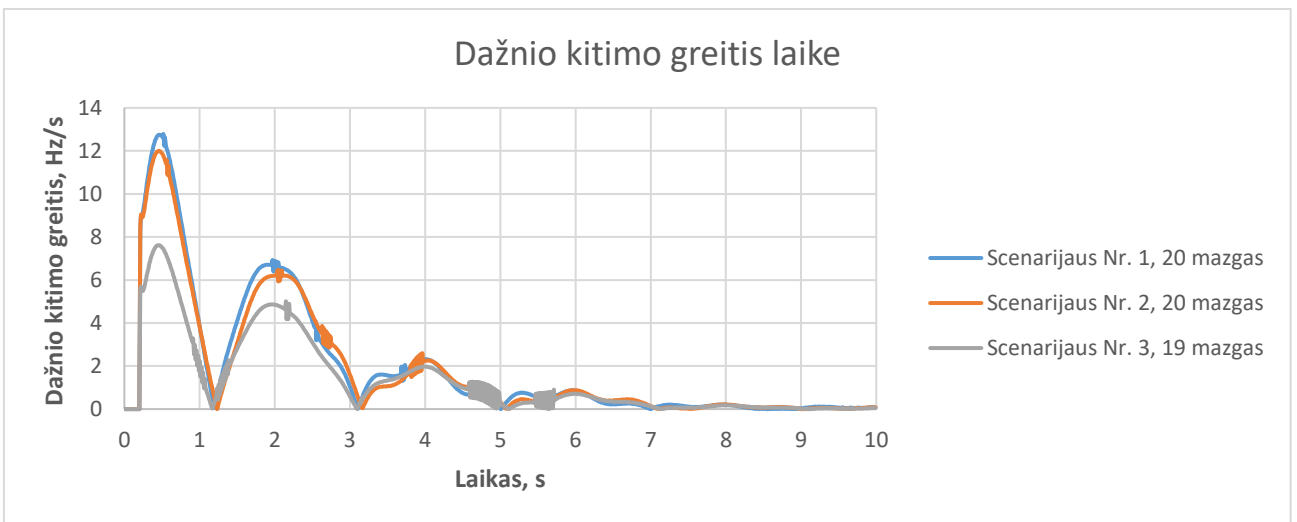
Po trečiojo scenarijaus bandymo, fiksuojama maksimali dažnio vertė 15 mazge, kuri lygi 50,066 Hz, o mažiausia 19 mazge – 50,051 Hz. Analizuojant dažnio kitimo greitį matoma, kad priešingai nei praeituose scenarijuose, didžiausias dažnio kitimo greitis užfiksuotas 5 mazge – 11,096 Hz/s, o mažiausias siekia 7,616 Hz/s 19 mazge. Vertinant laiko tarpą, per kurį pasiekiamas didžiausias dažnio nuokrypis, matoma, kad tolstant prijungiamos apkrovos vietai laikas kinta nuo 1,168 s iki 1,245 s. Skirtinguose mazguose dažnis nusistovi nuo 6,129 s ir jo reikšmė siekia nuo 50,009 Hz iki 50,014 Hz.



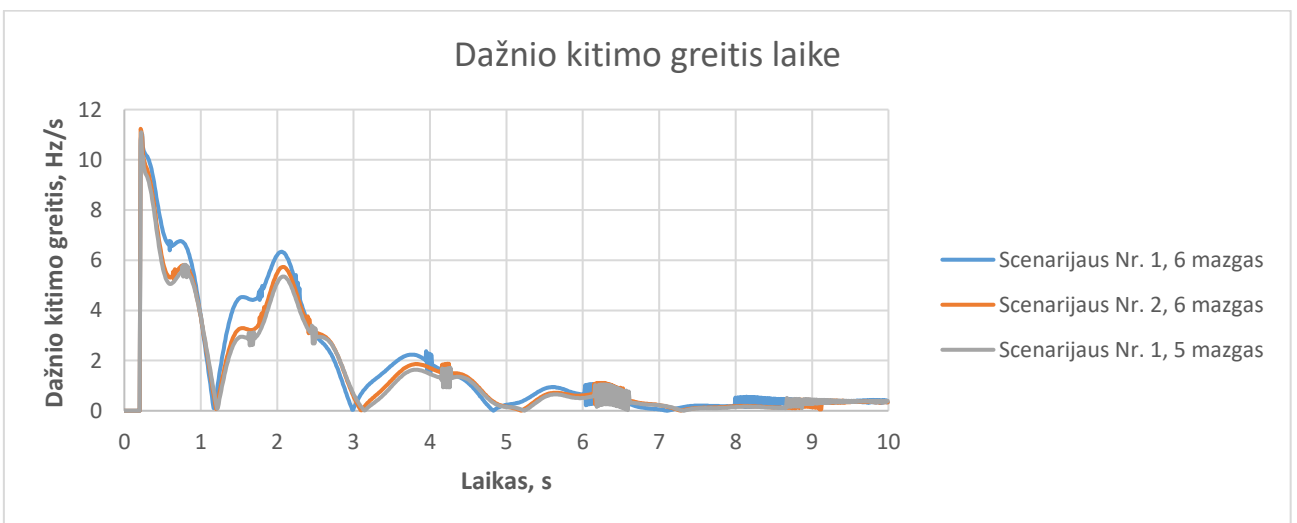
57 pav. Dažnio kitimas laike, taikant visus tris scenarijus, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta 14 ir 20 mazguose



58 pav. Dažnio kitimas laike, taikant visus tris scenarijus, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta 6 ir 19 mazguose

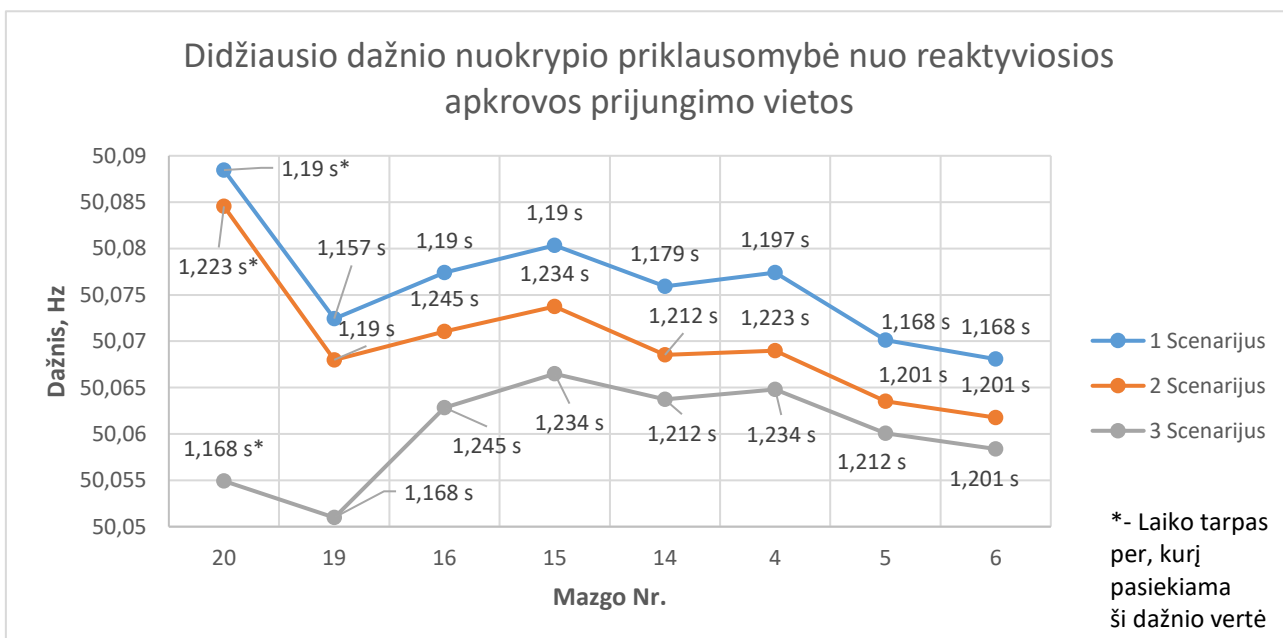


59 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant visus tris scenarijus, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta 20 mazge

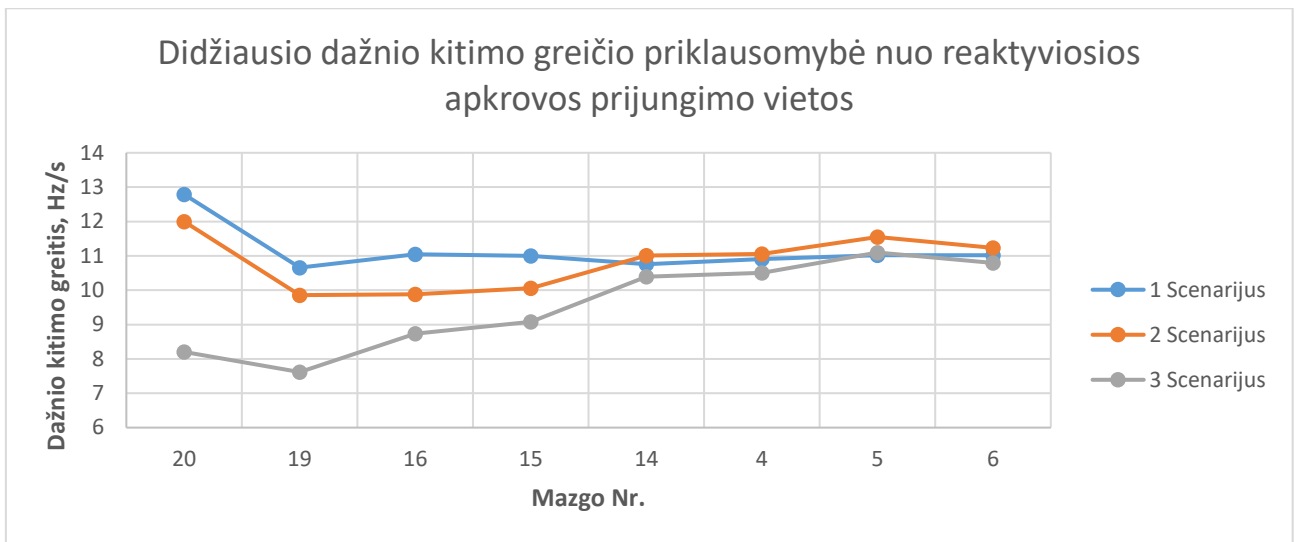


60 pav. Dažnio kitimo greitis, taikant visus tris scenarijus, kai keičiama reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta 6 mazge

Palyginus visų trijų scenarijų rezultatus iš 57 ir 58 paveikslėlyje pateiktų grafikų, galima teigti, kad SK turi teigiamą įtaką tinklo stabilumui, kai prie jo yra prijungiama papildoma reaktyvioji apkrova. Šiame bandyme nustatyta, kad taikant trečiąją scenarijų, kai prie tinklo prijungiamas SK, gaunamos mažesnės dažnio nuokrypio reikšmės, nei taikant scenarijus, kuriuose SK nėra prijungtas. Tačiau priešingai, nei ankstesniuose bandymuose, didžiausias dažnio nuokrypis fiksuotas 15 mazge, o mažiausias 19 mazge. Tai reiškia, kad šiuo atveju reaktyviosios apkrovos prijungimo vieta neturi aiškios įtakos. Taip pat ištirta, kad antrojo scenarijaus metu prijungiamos vėjo elektrinės daro teigiamą įtaką tinklui, kur didžiausias dažnio nuokrypis mažesnis, nei pirmojo scenarijaus metu. 59 ir 60 paveikslėliuose pastebima, kad didžiausias skirtumas tarp dažnio kitimo greičio matomas tarp pirmojo ir paskutiniojo scenarijų. Pirmojo ir antrojo scenarijaus metu dažnio kitimo greitis mažiausias 19 mazge, o didžiausias 20. Trečiojo scenarijaus atveju, priešingai, nei kituose bandymuose, 19 mazge fiksuojamas mažiausias dažnio kitimo greitis, o 5 – didžiausias. Įvertinus laiko tarpą, per kurį pasiekiamas didžiausias dažnio nuokrypis, rezultatus matoma, kad nepaisant prijungiamos apkrovos vietos, prijungus SK laikas nežymiai pailgėja. Ilgesnis laiko tarpas gerina apsaugų veikimo sąlygas, nes joms lieka daugiau laiko sureaguoti. Visų scenarijų metu dažnio nusistovėjimo greitis ir reikšmės panašios.



61 pav. Didžiausio dažnio nuokrypio reikšmės priklausomybė nuo reaktyviosios apkrovos prijungimo vietos



62 pav. Didžiausio dažnio kitimo greičio reikšmės priklausomybė nuo reaktyviosios apkrovos prijungimo vietos

Iš 61 ir 62 paveikslėliuose pateiktų priklausomybių matoma, kad jei atsižvelgsime į didžiausią dažnio nuokrypį, tai pirmojo ir antrojo scenarijų metu tolstant reaktyviosios apkrovos prijungimo vietai, tinkle gaunamos mažesnės vertės. Tačiau prijungus SK, mažiausias dažnio nuokrypis gaunamas artimesniame 19 mazge. Taigi tokiu atveju reaktyvią apkrovą geriau prijungti arčiau SK. Be to, atsižvelgiant į dažnio kritimo greičio parametą matoma, kad didžiausia SK nauda tinklui gaunama trečiojo scenarijaus metu, kai apkrova prijungiama arčiau jo, nes tokiu atveju gaunamas mažiausias greitis.

Išvados

1. Baigiamajame darbe sukurta metodika ir pritaikytas modelis, skirti ištirti elektros sistemos su sinchroniniu kompensatoriumi inercijai. Ištirta sinchroninio kompensatoriaus įtaka modeliuojamo tinklo dažniui. Literatūros analizėje apžvelgta, jog didėjantis atsinaujinančių šaltinių kiekis ir mažėjantis tradicinių generatorių skaičius sąlygoja inercijos mažėjimą sistemoje. Didžioji dalis inercijos sukuriama tradicinių generatorių šaltinių, tačiau papildomai sintetinei inercijai sukurti gali būti naudojami ir atsinaujinantys šaltiniai su pridėtiniais valdikliais arba technologijomis.
2. Prie tinklo prijungus atsinaujinančius šaltinius nustatytas didesnis dažnio nuokrypis. Bandyto metu, kai prie tinklo prijungiamas sinchroninis kompensatorius su 2,7 s inercijos reikšme, žymūs pokyčiai nenustatyti. Tačiau didinant kompensatoriaus inercijos reikšmę, dažnio kitimo greitis sumažėjo 1,54 Hz/s, o minimali dažnio vertė kito nuo 49,56 Hz iki 49,58 Hz. Ta pati tendencija gauta, kai tinkle prijungti du kompensatoriai ir didinama jų inercijos reikšmė. Dažnio kitimo greitis sumažėjo 4,28 Hz/s, o minimali dažnio vertė kito nuo 49,53 Hz iki 49,55 Hz. Ištirta, kad didinant mašinų inerciją, laiko tarpas, per kurį pasiekiamas mažiausias dažnio reikšmė ilgėjo nuo 1,74 s iki 1,9 s, kai prijungtas vienas sinchroninis kompensatorius ir nuo 2,17 s iki 2,29 s, kai prijungti du sinchroniniai kompensatoriai.
3. Nagrinėjamo tinklo schemoje, nepriklausomai nuo sinchroninio kompensatoriaus prijungimo vietos, nuokrypio arba dažnio kitimo vertės beveik nepakito. Todėl nustatyta, kad sinchroninio kompensatoriaus prijungimo vieta neturi žymios įtakos modeliuojamos sistemos inercijai.
4. Dažnio deficito imitavimo metu prijungus aktyviąją apkrovą nustatyta, kad sinchroninis kompensatorius turi teigiamos naudos tinklo dažnio nuokrypiui. Geriausi rezultatai nustatyti labiausiai nuo sinchroninio kompensatoriaus nutolusiame 6 mazge tarp pirmojo ir trečiojo scenarijų. Ištirta, kad dažnio kitimo greitis sumažėjo 0,585 Hz/s bei pasiekiamas minimali vertė padidėjo nuo 49,42 Hz iki 49,53 Hz. Visgi, laiko tarpas, per kurį pasiekiamas mažiausias dažnio reikšmė, kai tinkle nėra prijungta atsinaujinančių šaltinių bei sinchroninio kompensatoriaus, lygus 2,72 s. Kai prie tinklo buvo prijungtas sinchroninis kompensatorius, šis laikas sutrumpėjo iki 1,92 s. Bandyto metu ištirta, kad labiau slopinamas dažnio kitimas, kai apkrova prijungiama arčiau sinchroninio kompensatoriaus.
5. Dažnio pertekliaus imitavimo metu prijungus reaktyviąją apkrovą nustatyta, kad sinchroninis kompensatorius turi teigiamos naudos tinklo dažnio nuokrypiui. Geriausi rezultatai nustatyti arti sinchroninio kompensatoriaus esančiame 19 mazge tarp pirmojo ir trečiojo scenarijų. Ištirta, kad dažnio kitimo greitis sumažėjo 3,04 Hz/s, o pasiekiamas jo maksimali vertė sumažėjo nuo 50,07 Hz iki 50,05 Hz. Laiko tarpas, per kurį didžiausia dažnio reikšmė pasiekiamas pirmuoju ir trečiuoju scenarijumi išliko tas pats 1,168 s, antruoju scenarijumi pailgėjo iki 1,201 s. Tačiau didžiausia nauda tinklui nustatyta, kai atsižvelgiama į dažnio kitimo greičio parametą. Visais atvejais gautos reikšmės mažesnės, kai apkrova prijungiama 19 mazge, arčiau sinchroninio kompensatoriaus.

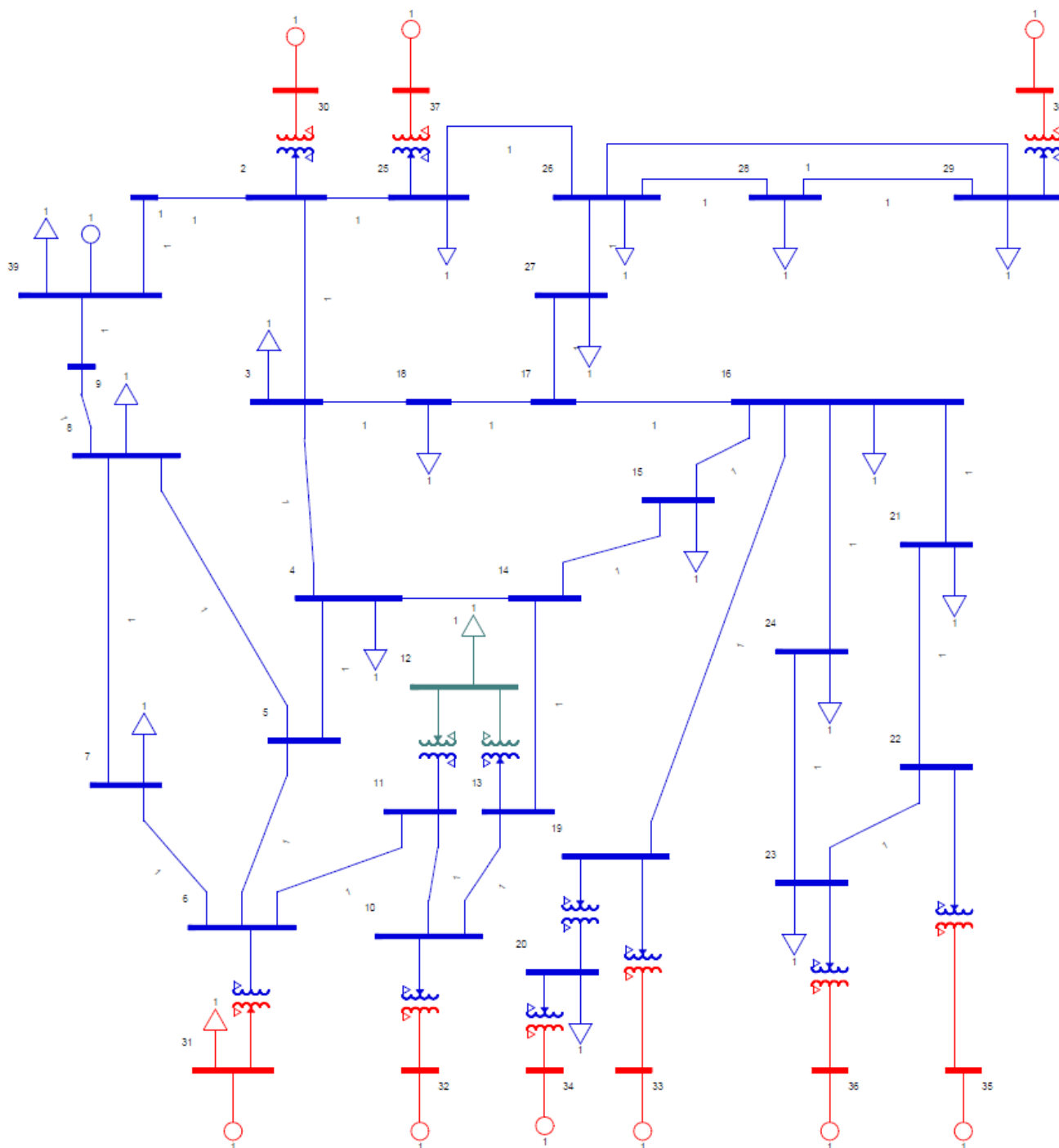
Literatūros sąrašas

1. FERNÁNDEZ-GUILLAMÓN, A., et al. A review of virtual inertia techniques for renewable energy-based generators. *IntechOpen*. 2021.
2. HA THI NGUYEN, et al. Frequency stability improvement of low inertia systems using synchronous condensers. *IEEE*. 2016.
3. VOKONY, I. Effect of inertia deficit on power system stability - synthetic inertia concepts analysis. *IEEE*. 2017.
4. MEHRASA, M., et al. Control of power electronics-based synchronous generator for the integration of renewable energies into the power grid. *Elsevier BV*. 2019, 111:300–14.
5. Elektros tinklų naudojimo taisyklės 1-116 „Dėl Elektros tinklų naudojimo taisyklių patvirtinimo“. [žiūrėta 2021-03-17]. Prieiga per: <https://e-seimas.lrs.lt/portal/legalAct/lt/TAD/TAIS.428001?jfwid=16a7xc2f3c>
6. TUOHY, A. Implications of reduced inertia levels on the electricity system: technical report on the challenges and solutions for system operations with very high penetrations of non-synchronous resources. *EPRI*. 2019.
7. TIELENS, P., et al. The relevance of inertia in power systems. *Elsevier BV*. 2016, 55:999–1009.
8. YANG, Y., et al. Integrated size and energy management design of battery storage to enhance grid integration of large-scale pv power plants. *IEEE*. 2018, 65(1):394–402.
9. HOKE, A.F., et al. Rapid active power control of photovoltaic systems for grid frequency support. *IEEE*. 2017, 5(3):1154–63.
10. ABHINAV, R. And N.M. PINDORIYA. Grid integration of wind turbine and battery energy storage system: Review and key challenges. *IEEE*. 2016.
11. DATTA, U., et al. Battery energy storage system for aggregated inertia-droop control and a novel frequency dependent state-of-charge recovery. *MDPI AG*. 2020, 18;13(8):2003.
12. MOSCA, C., et al. Mitigation of frequency stability issues in low inertia power systems using synchronous compensators and battery energy storage systems. *IET*. 2019, 8;13(17):3951–9.
13. PEÑA ASENSIO, A., et al. Analysis of the converter synchronizing method for the contribution of battery energy storage systems to inertia emulation. *MDPI AG*. 2020, 20;13(6):1478.
14. WEN, Y., et al. Frequency dynamics constrained unit commitment with battery energy storage. *IEEE*. 2017.
15. HARNEFORS, L., et al. Impact on interarea modes of fast HVDC primary frequency control. *IEEE*. 2017.
16. ZHANG, M., et al. Inertia and primary frequency provisions of pll-synchronized vsc hvdc when attached to islanded ac system. *IEEE*. 2018, 33(4):4179–88.
17. DU, P. and W. LI. Frequency response impact of integration of hvdc into a low-inertia ac power grid. *IEEE*. 2021, 36(1):613–22.
18. BOLUND, B., et al. Flywheel energy and power storage systems. *Elsevier BV*. 2007, 11(2):235–58.
19. YAO, J., et al. Frequency regulation control strategy for PMSG wind-power generation system with flywheel energy storage unit. *IET*. 2017, 10;11(8):1082–93.
20. TUOHY, A. Meeting the challenges of declining system inertia. *EPRI*. 2019.

21. ARAYAMPARAMBIL, V. M., et al.. Stabilising influence of a synchronous condenser in low inertia networks. *IET*. 2020, 2;14(17):3582–93.
22. Europos elektros perdavimo sistemos operatorių asociacija. [žiūrėta 2021-03-17]. Prieiga per: <https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/synchronous-condenser>.
23. UIJLINGS, W., et al. RoCoF Alternative solutions technology assessment. DNV GL. 2015, 16011111, REV. 005.
24. THIESEN, H. and C. JAUCH. Determining the Load Inertia Contribution from Different. *MDPI AG*. 2020, 1;13(7):1588.

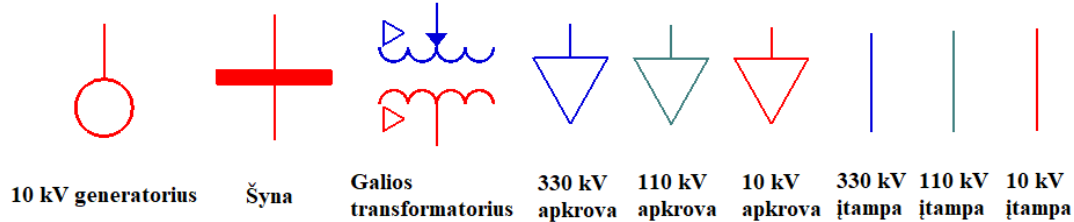
Priedai

1 priedas. Modeliuojamo tinklo schema ir parametrai



1 pav. Modeliuojamo 39 mazgų elektros energijos perdavimo tinklo struktūra PSSE programos aplinkoje

Sutartiniai žymėjimai



1 lentelė. Galios transformatorių parametrai

Mazgo Nr. Nuo	Mazgo Nr. Iki	Pilnutinė galia, MVA
2	30	900
6	31	1800
10	32	900
11	12	125
12	13	125
19	20	900
19	33	900
20	34	900
22	35	900
23	36	900
25	37	900
29	38	1200

2 lentelė. Generuojančių šaltinių parametrai

Mazgo Nr.	Įtampa, kV	Generuojama galia, MW	Pilnutinė galia, MVA
30	10	250	1114
31	10	532	712
32	10	650	785
33	10	632	698
34	10	508	535
35	10	650	750
36	10	560	628
37	10	540	617
38	10	830	916
39	330	1870	2140
Iš viso:		7022	8895

3 lentelė. Apkrovų parametrai

Mazgo Nr.	Įtampa, kV	Aktyvioji apkrova, MW	Reaktyvioji apkrova, MVar
3	330	322	2,4
4	330	500	184
7	330	233,8	84
8	330	522	176
12	110	120	40
15	330	320	153
16	330	329	32,3
18	330	158	30
20	330	628	103
21	330	274	115
23	330	247,5	84
24	330	308	-92
25	330	224	47,2
26	330	139	17
27	330	281	75,5
28	330	206	27,6
29	330	283,5	26,9
31	10	9,2	4,6
39	330	1104	250
Iš viso:		6209	1360

4 lentelė. Elektros linijų parametrai

Mazgo Nr. Nuo	Mazgo Nr. Iki	Linijos aktyvioji varža, Ω	Linijos reaktyvioji varža, Ω	Talpinis laidis, S/km	Maksimalus linijos 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

Modeliuojamų elektros linijų pralaidumai parikti tokia, kad atsijungus bet kuriai vienai linijai, likusios nepersikrautų.