



**KAUNO TECHNOLOGIJOS UNIVERSITETAS**  
**ELEKTROS IR ELEKTRONIKOS FAKULTETAS**

**Žydrūnas Pocius**

**VĖJO ELEKTRINIŲ SU SINTETINE INERCIJA ĮTAKOS  
ELEKTROS SISTEMOS DAŽNIO CHARAKTERISTIKOMS  
TYRIMAS**

Baigiamasis magistro projektas

**Vadovas**  
Doc. dr. Audrius Jonaitis

**KAUNAS, 2017**

**KAUNO TECHNOLOGIJOS UNIVERSITETAS**

**ELEKTROS IR ELEKTRONIKOS FAKULTETAS**

**ELEKTROS ENERGETIKOS SISTEMŲ KATEDRA**

**VĖJO ELEKTRINIŲ SU SINTETINE INERCIA ĮTAKOS  
ELEKTROS SISTEMOS DAŽNIO CHARAKTERISTIKOMS  
TYRIMAS**

Baigiamasis magistro projektas

Elektros energetikos sistemos (kodas 621H63005)

**Vadovas**

Doc. dr. Audrius Jonaitis

2017-06-01

**Recenzentas**

Doc. dr. Mindaugas Ažubalis

2017-06-01

**Projektą atliko**

Žydrūnas Pocius

2017-06-01

**KAUNAS, 2017**



KAUNO TECHNOLOGIJOS UNIVERSITETAS  
**ELEKTROS IR ELEKTRONIKOS FAKULTETAS**

**Žydrūnas Pocius**

**Elektros energetikos sistemos (kodas 621H63005)**

Baigiamojo projekto „Vėjo elektrinių su sintetinė inercija įtakos elektros sistemos dažnio charakteristikoms tyrimas“

**AKADEMINIO SAŽININGUMO DEKLARACIJA**

20 17 m. birželio 01 d.  
Kaunas

Patvirtinu, kad mano **Žydrūno Pociaus** baigiamasis projektas tema „Vėjo elektrinių su sintetinė inercija įtakos elektros sistemos dažnio charakteristikoms tyrimas“ yra parašytas visiškai savarankiškai, o visi pateikti duomenys ar tyrimų rezultatai yra teisingi ir gauti sąžiningai. Šiame darbe nei viena dalis nėra plagijuota nuo jokių spausdintinių ar internetinių šaltinių, visos kitų šaltinių tiesioginės ir netiesioginės citatos nurodytos literatūros nuorodose. Įstatymų nenumatytų piniginių sumų už šį darbą niekam nesu mokėjęs.

Aš suprantu, kad išaiškėjus nesąžiningumo faktui, man bus taikomos nuobaudos, remiantis Kauno technologijos universitete galiojančia tvarka.

---

(vardą ir pavardę įrašyti ranka)

---

(parašas)

Pocius, Ž. Vėjo elektrinių su sintetinė inercija įtakos elektros sistemos dažnio charakteristikoms tyrimas. *Elektros energetikos sistemų* baigiamasis projektas / vadovas doc. dr. Audrius Jonaitis; Kauno technologijos universitetas, elektros ir elektronikos fakultetas, elektros energetikos sistemų katedra.

Mokslo kryptis ir sritis: Elektros ir elektronikos inžinerija, Technologiniai mokslai

Reikšminiai žodžiai : *sintetinė inercija, vėjo elektrinė, įtampos keitiklis.*

Kaunas, 2017. 51 p.

## SANTRAUKA

*Magistro darbe pateiktas vėjo elektrinių su sintetinė inercija įtakos elektros sistemos dažnio charakteristikoms tyrimas.*

*Darbe apžvelgiama kitų autorių rašyta literatūra apie pačią inerciją ir jos stokos sukeliamas problemas, apie vėjo elektrines ir šių elektrinių papildomus valdiklius sintetinei inercijai išgauti bei tai kokią įtaką sintetinė inercija turi elektros sistemos dažniui. Antrame skyriuje aprašytas elektros sistemos modelis ir jos elementai, bei pateiktos jų schemas, kurie skirti tyrimui atlikti. Taip pat pateikta tipinės vėjo elektrinės su asinchroniniu generatoriumi su faziniu rotoriumi įtampos keitiklio rotoriaus pusės lygintuvo valdymo schema ir lygtys aprašančios jo valdymą, bei sintetinės inercijos valdiklių schemas, papildančios keitiklio valdymo schemą. Trečiame skyriuje pateikti rezultatai apie dažnio charakteristikas tinkle kintant sinchroninių generatorių skaičiui, palygintas sintetinės inercijos ir statizmo valdiklių poveikis elektros sistemos dažniui, bei parodoma šių valdiklių įtaka elektros sistemos dažniui keičiant jų proporcingumo koeficientus. Galiausiai darbas apibendrinamas išvadamis.*

Pocius, Ž. Impact study of wind power plants with synthetic inertia on frequency characteristics of electric power system. Final project of *Electrical Power Systems* / supervisor doc. dr. Aurdrius Jonaitis; Kaunas University of Technology, Faculty of Electrical and Electronics Engineering, department of Electrical Power Systems.

Research area and field: Electrical and Electronics Engineering, Technological Sciences

Key words: *synthetic inertia, wind power plant, voltage source converter*

Kaunas, 2017. 51 p.

## SUMMARY

*This masters paper presents an impact study of wind power plants with synthetic inertia on frequency characteristics of electric power system.*

*In this paper the works of other authors are reviewed about inertia of the power grid and the problems caused by the lack of it, also about wind power plants and their supplementary controllers for the extraction of synthetic inertia and also about the impact of synthetic inertia on the frequency of an electric power system. In the second section of this work the model of an electric power system and its elements is described and their schemes are presented which are needed for the study to be done. The scheme for the control of a rotor side converter of a wind power plant with wound rotor induction generator along with the schemes of the supplementary synthetic inertia controllers are also presented along with the formulas that describe the control. In the third section results are presented on frequency characteristics depending on the number of synchronous generators connected to the power system, the impact of synthetic inertia and droop controllers on the frequency characteristics are compared and also their effects depending on their proportional coefficients is presented. Finally the study is completed with conclusions.*

# TURINYS

SANTRUMPŲ IR ŽENKLŲ AIŠKINIMO ŽODYNAS .....	7
Įvadas .....	8
1. Literatūros apžvalga .....	9
1.1 Elektros sistemos inercija.....	9
1.2 Elektros sistemos inercijos stokos pasekmės .....	11
1.3 Vėjo elektrinių technologijų apžvalga.....	13
1.4 Papildomi vėjo elektrinių valdikliai .....	15
1.5 Sintetinės inercijos įtaka sistemos dažnio charakteristikoms .....	18
2. Metodika .....	22
2.1. Tyrimo schema ir jos elementai .....	22
2.2. Sinchroninio generatoriaus žadinimo sistema .....	24
2.3. Sinchroninio generatoriaus garo turbina .....	25
2.4. D-q transformacija.....	26
2.5. Rotoriaus pusės keitiklio valdymas.....	27
2.6. Sintetinės inercijos valdiklių funkcinės schemos .....	32
3. Tyrimas ir rezultatai .....	34
3.1 Sinchroninių generatorių skaičiaus įtaka sistemos dažnio kitimui .....	34
3.2 Sintetinės inercijos ir statizmo valdiklių įtaka .....	35
3.3 Proporcingumo koeficiento įtaka sintetinės inercijos valdikliui .....	37
3.4 Proporcingumo koeficiento įtaka statizmo valdikliui .....	41
3.5 Optimalių proporcingumo koeficientų naudojimo rezultatai .....	43
IŠVADOS .....	45
LITERATŪROS SĄRAŠAS.....	46
PRIEDAI .....	48
Priedas 1. Nagrinėjamos elektros sistemos modelis MATLAB Simulink erdvėje.....	49
Priedas 2. Sinchroninio generatoriaus žadinimo sistemos schema MATLAB Simulink erdvėje .....	50
Priedas 3. Sinchroninio generatoriaus garo turbinos schema MATLAB Simulink erdvėje.....	50
Priedas 4. Sinchroninio generatoriaus garo turbinos greičio regulatoriaus schema MATLAB Simulink erdvėje.....	50
Priedas 5. Sintetinės inercijos valdiklio schema MATLAB Simulink erdvėje .....	51
Priedas 6. Statizmo valdiklio schema MATLAB Simulink erdvėje.....	51

## SANTRUMPŲ IR ŽENKLŲ AIŠKINIMO ŽODYNAS

ASFG – asinchroninis generatorius su faziniu rotoriumi

ASNR – asinchroninis generatorius su narveliniu rotoriumi

SG – sinchroninis generatorius

VE – Vėjo elektrinė

DKG – dažnio kitimo greitis

## Ivadas

Jau keletą dešimtmečių pasauliui aktualus aplinkos saugojimas nuo taršos poveikių. Vienas iš būdų tai daryti yra diegti švarias elektros energijos gamybos technologijas, tokias kaip saulės modulių ar vėjo elektrines. Taigi pastarajame dešimtmetyje ypač išaugo šių elektrinių kiekių. 2015 metais Europos Sąjungos šalyse vėjo elektrinių instaliuota galia sudarė 142 GW, o saulės elektrinių – 95 GW. Atitinkamai tai sudarė 15,6% ir 10,5% visos instaliuotos galios [1]. Tam, kad būtų pasiekti įvairūs užsibrėžti tikslai bei įvykdyti įsipareigojimai, saulės ir vėjo elektrinių kiekis tik didėja. Didelis vėjo ir saulės elektrinių procentas elektros energetikos sistemoje sukelia įvairių sunkumų ir problemų. Viena iš problemų yra mažėjanti elektros energetikos sistemos inercija, nes mažėja prie elektros sistemos tiesiogiai prijungtų elektrinių, kurios turi besisukančią masę. Saulės moduliai neturi jokios besisukančios masės, taigi jos visiškai negali prisidėti prie sistemos inercijos. Vėjo elektrinės inerciją gali kaupti savo mentėse, turbinoje bei rotorijoje, kinetinės energijos formoje, bet kadangi vėjo elektrinės prie elektros sistemos tinklo dažniausiai būna prijungtos per galios elektronikos keitiklius, jų turima inercija yra atsiejama nuo sistemos. Vienas iš būdų spręsti šiai problemai yra sintetinės inercijos panaudojimas, kuri išgaunama iš vėjo elektrinių besisukančiose dalyse sukauptos kinetinės energijos. Tai padaroma papildant vėjo elektrinės įtampos keitiklio valdymą papildomomis funkcijomis.

Darbo tikslas: ištirti sintetinės inercijos įtaką elektros sistemos dažninėms charakteristikoms

Darbo uždaviniai:

1. Apžvelgti kitų autorių darbus apie sintetinę inerciją, jos išgavimą bei įtaką elektros sistemos darbui.
2. Aprašyti bei MATLAB Simulink erdvėje sumodeliuoti elektros sistemą sintetinės inercijos valdiklių veikimui patikrinti bei jų įtaką elektros sistemos dažninėms charakteristikoms ištirti.
3. Palyginti nagrinėjamos elektros sistemos dažnio charakteristikas naudojant ir nenaudojant sintetinės inercijos valdiklius.
4. Ištirti šių valdiklių įtaką, elektros sistemos dažninėms charakteristikoms, keičiant jų parametrus.



# 1. Literatūros apžvalga

## 1.1 Elektros sistemos inercija

Bendrai inerciją galima apibūdinti kaip kūno, turinčio masę, priešinimąsi jo greičio ir greičio krypties kitimui. Elektros energetikos sistemos inercija yra sudaryta iš visų prie jos sinchroniškai prijungtų elektros įrenginių besisukančių dalių, tokių kaip sinchroninių generatorių ir jų turbinų. Kuo generatoriai ir turbinos yra didesnės masės, tuo didesnė yra sistemos inercija. Dėl sistemos turimos inercijos, joje atsiradus generuojamos galios trūkumui, dažnis kinta ne staiga, o palaipsniui per tam tikrą laiko tarpą. Taip yra dėl to, jog kinetinė energija, sukaupia besisukančioje masėje, jai lėtėjant, yra paduodama į elektros tinklą, elektros energijos forma. Besisukančios masės kinetinė energija aprašoma tokia lygtimi:

$$E_k = \frac{J \cdot \omega_m^2}{2} \quad (1.1.1)$$

čia:

$J$  – generatoriaus ir turbinos inercijos momentas;

$\omega_m$  – mechaninis generatoriaus sukimosi greitis;

Į elektros tinklą padavus papildomos elektros energijos yra sumažinamas galios disbalansas, kas atitinkamai lėtina elektros dažnio kitimą. Kuo sistemos inercija didesnė, tuo dažnio kitimas lėtesnis, o tai duoda daugiau laiko pradėti veikti dažnio reguliavimo įrenginiams. Straipsnyje [2] aprašyta priklausomybė tarp galių balanso ir generatoriaus sukimosi greičio (1.1.2):

$$J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} = P_m - P_e \quad (1.1.2)$$

čia:

$P_m$  – mechaninė generatoriaus galia;

$P_e$  – apkrovos galia.

Kairioji lygties pusė yra turbinos ir generatoriaus kinetinės energijos ( $E_k$ ) išvestinė. Ši energija dažnai yra išreiškiama proporcingai generatoriaus vardinės galios dydžiui ir yra vadinama inercijos konstanta  $H_G$ . Inercijos konstanta parodo, kiek laiko generatorius gali tiekti

vardinę galią naudodamas tik savo turimą kinetinę energiją. Inercijos konstantą galima apskaičiuoti taip:

$$H_G = \frac{\frac{J \cdot \omega_m^2}{2}}{S_v} = \frac{E_k}{S_v} \quad (1.1.3)$$

Čia  $S_v$  yra generatoriaus vardinė galia. Lygtį (1.1.2) išreiškus santykiniais vienetais (—) naudojantis (1.1.3) lygtimi gaunamas toks rezultatas:

$$2 \cdot H_G \cdot \bar{\omega}_m \cdot \frac{d\bar{\omega}_m}{dt} = \bar{P}_m - \bar{P}_e \quad (1.1.4)$$

Kadangi sistemos dažnis vienodas visoje sistemoje, tai galima visus atskirus generatorius aprašyti kaip vieną ( $\bar{P}_g$ ) su bendra apkrova ( $\bar{P}_a$ ):

$$2 \cdot H_{sist} \cdot \bar{\omega}_m \cdot \frac{d\bar{\omega}_m}{dt} = \bar{P}_g - \bar{P}_a \quad (1.1.5)$$

kur

$$H_{sist} = \frac{\sum H \cdot S_v}{\sum S_v} = \frac{\sum E_k}{S_{sist}} \quad (1.1.6)$$

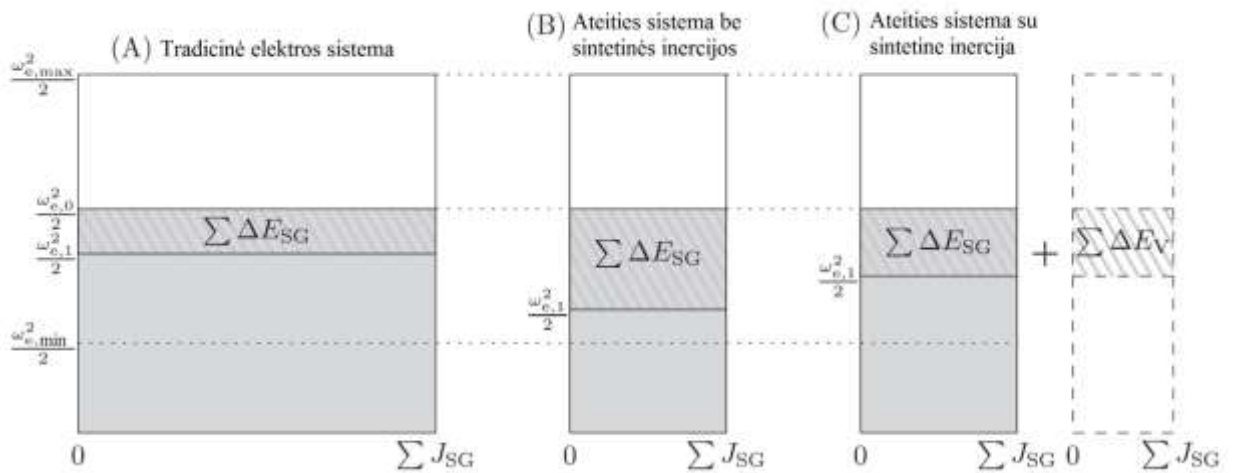
yra visos elektros energetikos sistemos inercijos konstanta (laikantis sąlygos, kad prie elektros tinklo prijungti tik sinchroniniai generatoriai, bei neįvertinant apkrovos inercijos).  $\bar{P}_g$  – yra bendra sistemoje esančių generatorių generuojama galia,  $\bar{P}_a$  – bendra sistemos apkrova,  $S_{sist}$  – sistemoje esančių generatorių bendra įrengtoji galia. Laikantis sąlygos, kad generatorių sukimosi greitis santykiniais vienetais  $\bar{\omega}_m \approx 1$ , galiausiai gaunama tokia lygtis:

$$2 \cdot H_{sist} \cdot \frac{d\bar{\omega}_m}{dt} = \bar{P}_g - \bar{P}_a \quad (1.1.7)$$

Naudojantis šia formule, bei anksčiau minėtu inercijos apibrėžimu, galima teigti, kad bendra visos tradicinės (nėra daug saulės ir vėjo elektrinių) elektros sistemos inercija yra visų sinchroniškai sujungtų generatorių priešinimasis, kinetinės energijos forma, tinklo dažnio kitimui, kuris atsiranda dėl generuojamos ir vartojamos galių disbalanso.

## 1.2 Elektros sistemos inercijos stokos pasekmės

Galimos inercijos stokos pasekmės aprašytos [2] straipsnyje ir grafiškai pavaizduotos 1.2.1 paveiksle. Čia blokuose parodyta elektros energetikos sistemoje sukaupta kinetinė energija. Vieno bloko plotis atitinka suminį inercijos momentą  $\sum J_{SG}$ , o aukštis – sistemos kampinį dažnį  $\omega_e^2/2$ . Pilka bloko dalis rodo, kiek kinetinės energijos turi sistema, dirbdama vardiniu dažniu  $\omega_{e,0}$ . Ši dalis gali kisti, priklausomai nuo dažnio, ribose tarp  $\omega_{e,min}$  ir  $\omega_{e,max}$ . Užbrūkšniuota pilkos erdvės dalis rodo, kiek kinetinės energijos netektų sistema, jei joje staiga atsirastų galios deficitas. Iš paveikslo matyti, kad tokiu atveju sistemos dažnis nukristų iki  $\omega_{e,1}$  vertės ir šis dažnio sumažėjimas įvyktų per  $t_1$  laiko tarpą (1.2.2 pav.). Tradicinėje sistemoje su daug sinchroninių generatorių (1.2.1 pav. (A)) dažnio sumažėjimas per laiko tarpą  $t_1$  yra mažesnis, negu numatomoje ateities sistemoje (1.2.1 pav. (B)), kurioje sinchroniniai generatoriai yra pakeisti į atsinaujinančius energijos išteklius vartojančius generatorius. Tačiau ateities scenarijus gali būti ir kitoks. Paveiksle 1.2.1 pavaizduotame (B) scenarijuje atsinaujinančius energijos išteklius vartojantys generatoriai neprisideda prie sistemos inercijos, nes, arba neturi besisukančių elementų, arba juos turi, tačiau nuo tinklo yra atskirti per galios elektronikos keitiklius. Tačiau pastarieji sistemos elementai gali prisidėti prie sistemos inercijos, jei jų keitikliai turės sintetinės inercijos valdiklius. Kaip minėta anksčiau, vėjo elektrinės turi kinetinės energijos ir jos, gedimo sistemoje atveju, su atitinkama valdiklių funkcija, gali duoti inercinį atsaką taip prisidėdamos prie sistemos dažnio kitimo greičio mažėjimo. Ši situacija pavaizduota 1.2.1 pav. (C) atvejuje ir kaip matyti, tokio pat sistemos sutrikimo atveju, kaip ir ankstesniais atvejais, sistemos dažnio pokytis per laiko tarpą  $t_1$  yra mažesnis nei (B) atveju.



1.2.1 pav. Sukauptos kinetinės energijos pokyčio pavaizdavimas [2]

Paveiksle pavaizduotame (C) atvejuje sistemos dažnis nukrinta labiau nei (A) atveju, nes tradicinių generatorių inercijos pastovioji  $H$  būna 2–9 sekundės [3], o vėjo elektrinių 2–6 sekundės [4]. Taigi bendra sistemos inercija gaunasi mažesnė, kaip matyti iš formulės:

$$H_{sist} = \frac{\sum E_k + \sum E_V}{S_{sist}} \quad (1.2.1)$$

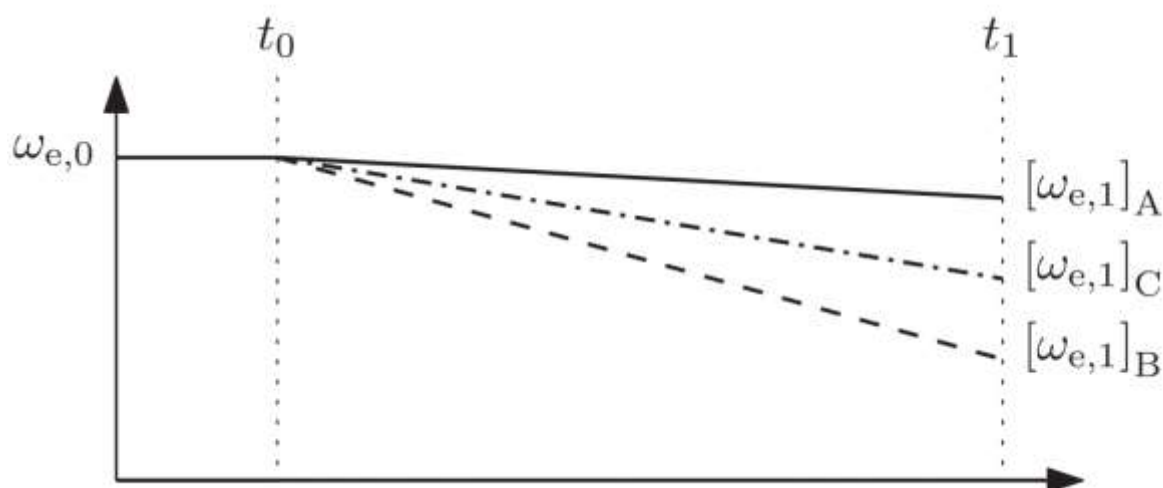
čia:

$E_k$  – kinetinė energija sukaupta tradicinėse elektrinėse;

$E_V$  – kinetinė energija sukaupta vėjo elektrinėse;

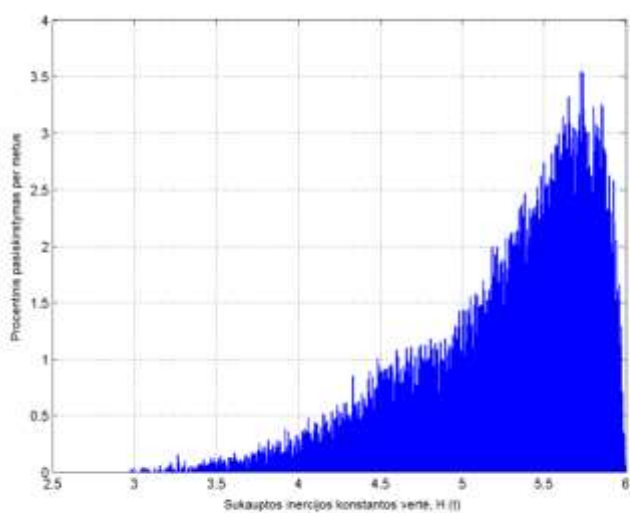
$S_{sist}$  – bendra sistemos įrengtoji galia.

Dažnio kitimo greitis visiems trimis atvejais vaizdžiau pateiktas 1.2.2 paveiksle:

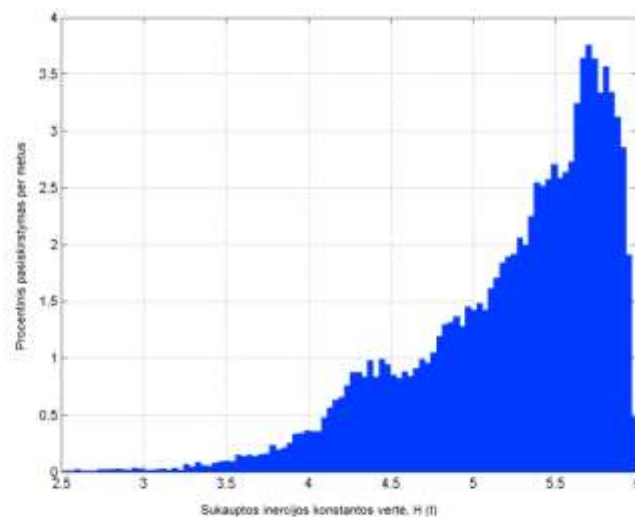


**1.2.2 pav.** Dažnio kitimo greičio priklausomybė nuo nagrinėjamos sistemos [2]

Kai kuriose šalyse, kuriose yra daug atsinaujinančius energijos išteklius vartojančių elektrinių, jau galima pastebėti šių elektrinių įtaką sistemos inercijai. Viena iš tokių šalių yra Vokietija. 2012 metais Vokietijoje sistemos inercijos konstanta buvo mažesnė nei 4-ios sekundės 3,3% viso laiko, mažiau nei 3,5 sekundės – 0,65% viso laiko [5]. 2013 metais sistemos inercija nesiekė 4-ių sekundžių 3,6% viso laiko, 3-ijų sekundžių – 0,22% viso laiko [6]. Grafiškai informacija pateikta 1.2.3 paveiksle. Iš paveikslo yra matyti, kad sistemos inercija nebėra pastovi laiko atžvilgiu ir gali kisti nuo nominalios vertės iki labai mažos.



(a)



(b)

**1.2.3 pav.** 2012 m. (a) ir 2013 m. (b) sistemos inercijos procentinis pasiskirstymas Vokietijoje

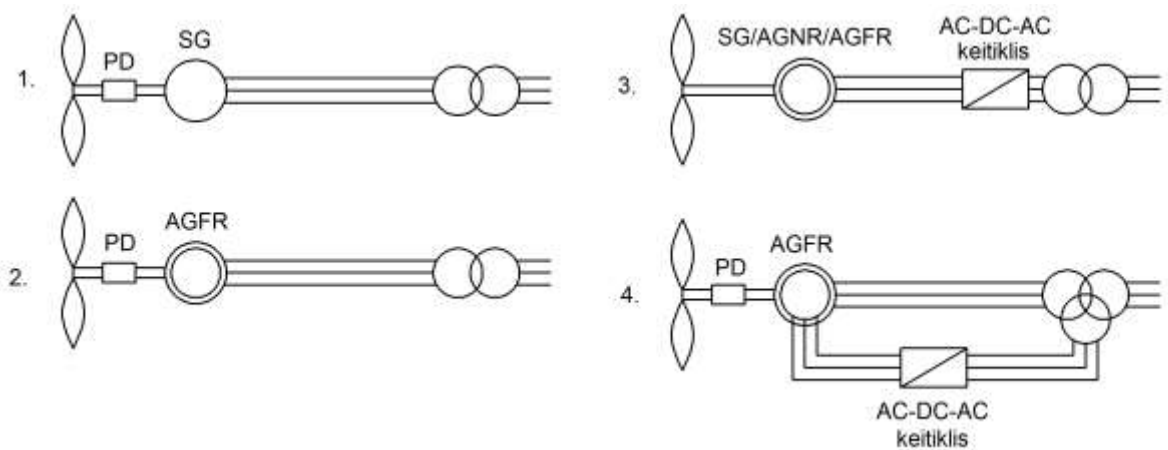
[5,6]

### 1.3 Vėjo elektrinių technologijų apžvalga

Vėjo elektrinės pagal savo generatorių tipus ir pagal tai, kaip jos yra prijungtos prie elektros tinklo, gali būti skirstomos į keturi tipus [7]:

1. Vėjo elektrinės su sinchroniniais generatoriais, kurios prie elektros tinklo prijungtos tiesiogiai.
2. Vėjo elektrinės su asinchroniniais generatoriais su faziniu rotoriumi, kurios prie elektros tinklo prijungtos tiesiogiai.
3. Vėjo elektrinės kurios prie tinklo yra prijungtos per įtampos keitiklį, nepriklausomai nuo to koks yra naudojamas generatorius.
4. Vėjo elektrinės su asinchroniniais generatoriais su faziniu rotoriumi, kurių statoriaus apvijos prie elektros tinklo prijungtos tiesiogiai, o rotoriaus – per įtampos keitiklį.

Šių vėjo elektrinių schemas pavaizduotos 1.3.1 paveiksle.



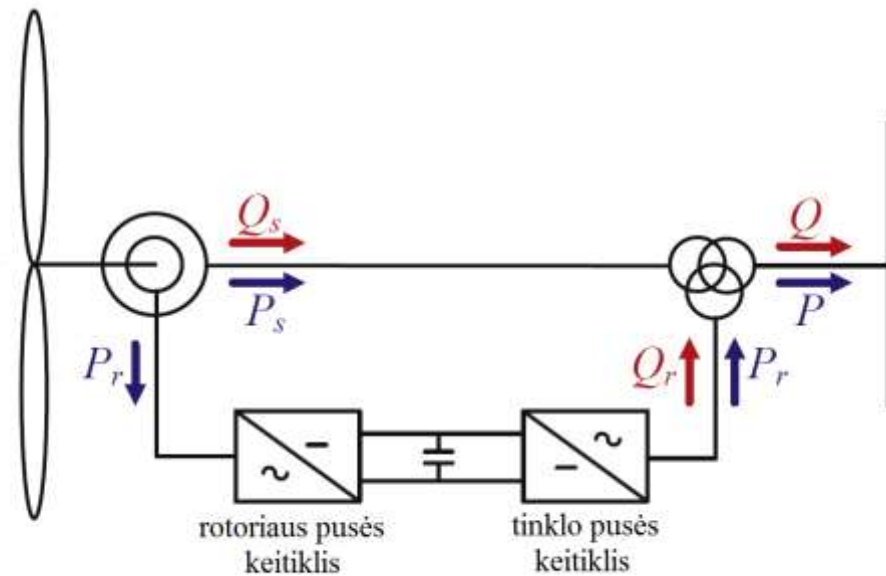
**1.3.1 pav.** Vėjo elektrinių tipai. SG – sinchroninis generatorius, AGNR – asinchroninis generatorius su narveliniu rotoriumi, AGFR – asinchroninis generatorius su faziniu rotoriumi, PD – pavarų dėžė.

Pirmame ir antrame punkte įvardintos elektrinės nėra plačiai naudojamos dėl savo ribotos galimybės valdyti rotoriaus sukimosi greitį. Trečiame punkte įvardinta elektrinė gali pilnai valdyti rotoriaus sukimosi greitį tačiau dėl to, kad prie elektros tinklo yra pilnai prijungta per įtampos keitiklį, ji yra daug brangesnė nei kitos alternatyvos. Ketvirtame punkte įvardinta elektrinė yra pati populiariausia. Dalį energijos į tinklą ji perduoda per statoriaus apvijas, o kitą dalį per rotoriaus apvijas, kurios prie tinklo yra prijungtos per AC-DC-AC įtampos keitiklį, kuris įgalina vėjo elektrinės rotorijų suktis gana plačiu diapazonu (paprastai nuo -40% iki +30% nuo sinchroninio greičio). Šis įtampos keitiklis yra mažesnės galios, todėl vėjo elektrinė kainuoja pigiau, nei elektrinė aprašyta trečiame punkte.

Vėjo elektrinių veikimo principas ir metodai, kaip panaudoti jas elektros energetikos sistemos inercijos gerinimui aprašytas [8] straipsnyje. Vėjo elektrinės dirba efektyviausiai, kai generatoriaus rotorius sukasi tam tikru optimaliu greičiu esant tam tikram vėjo greičiui. Dėl to vėjo elektrinių rotorius yra sukamas jų optimaliu greičiu, kuris yra nustatomas maksimalaus galios taško nustatymo (*angl. maximum power point tracking (MPPT)*) algoritmu. Dėl to optimalaus greičio sukimo funkcijai užtikrinti vėjo elektrinės dažniausiai ir naudoja asinchroninius generatorius su faziniu rotoriumi (*angl. wound rotor induction generator (WRIG)*), kurių rotoriaus apvijos prie tinklo prijungtos per įtampos keitiklį. Vėjo elektrinės su šiais generatoriais toliau bus vadinamos vėjo elektrinėmis su dvipusio maitinimo asinchroniniais generatoriais. Tokių vėjo elektrinių rotoriaus sukimosi greitį reguliuoja rotoriaus pusės įtampos keitiklis (1.3.2 pav.), kuris tiekia reikiamo dydžio įtampą rotoriaus žadinimo apvijoms. Tinklo pusės keitiklis su rotoriaus pusės keitikliu yra sujungtas nuolatinės srovės jungtimi. Tinklo pusės keitiklio pagrindinė funkcija yra palaikyti reikiamą nuolatinės srovės jungties įtampą. Rotoriaus

pusės keitiklis kontroliuoja statoriaus aktyviosios galios  $P_s$  tiekimą ir statoriaus reaktyviosios galios  $Q_s$  tiekimą. Esant būtinybei tinklo pusės keitiklis taip pat gali tiekti reaktyviają galią  $Q_r$  į tinklą. Aktyviosios galios pasiskirstymas per rotoriaus pusės keitiklį ( $P_r$ ) ir statoriumi ( $P_s$ ) susietas per asinchroninio generatoriaus slydimą  $s$ :

$$s = \frac{P_r}{P_s} \quad (1.3.1)$$



**1.3.2 pav.** Tipinė asinchroninio generatoriaus su faziniu rotoriumi schema [8]

Elektros tinkle atsiradus dažnio pokyčiui, vėjo elektrinės rotoriaus greitis nesikeičia, nes vėjo elektrinės greičio valdikliai stengiasi išlaikyti optimalų rotoriaus sukimosi greitį. Dėl tokio vėjo elektrinės valdymo nėra išnaudojama rotoriaus sukaupta kinetinė energija ir elektrinė nedaro įtakos sistemos inercijos. Tačiau papildant vėjo elektrinės įtampos keitiklį papildomomis funkcijomis, galima pasiekti, kad jos sukurtų inercinį poveikį.

## 1.4 Papildomi vėjo elektrinių valdikliai

Norint jog vėjo elektrinės su dvipusio maitinimo asinchroniniais generatoriais prisidėtų prie sistemos inercijos į jų rotoriaus pusės keitiklius galima įdiegti papildomus valdiklius. Šie valdikliai aprašyti [9] straipsnyje. Pirmasis, vadinamas inercijos valdikliu, reaguoja į tinklo dažnio kitimo greitį ir yra aprašomas tokia lygtimi:

$$T = 2 \cdot H \cdot \frac{d\omega_e}{dt} \quad (1.4.1)$$

čia:

$H$  – inercijos konstanta,

$\omega_e$  – elektros tinklo kampinis dažnis,

$T$  – papildomas inercijos momentas išgaunamas iš vėjo elektrinės.

Šis valdiklis reaguoja į staigų elektros sistemos dažnio kitimą ir paduoda sukimo momento signalą, kuris imituotų inercinį atsaką į dažnio svyravimą.

Antrasis valdiklis, vadinamas statizmo (*angl. droop*) valdikliu, imituoja tipinių generatorių funkciją prisidėti prie pirminio dažnio reguliavimo ir reaguoja į absoliutinį dažnio pokytį. Papildomai išgaunamas sukimo momentas aprašomas taip:

$$T = k_p(\omega_0 - \omega_e) \quad (1.4.2)$$

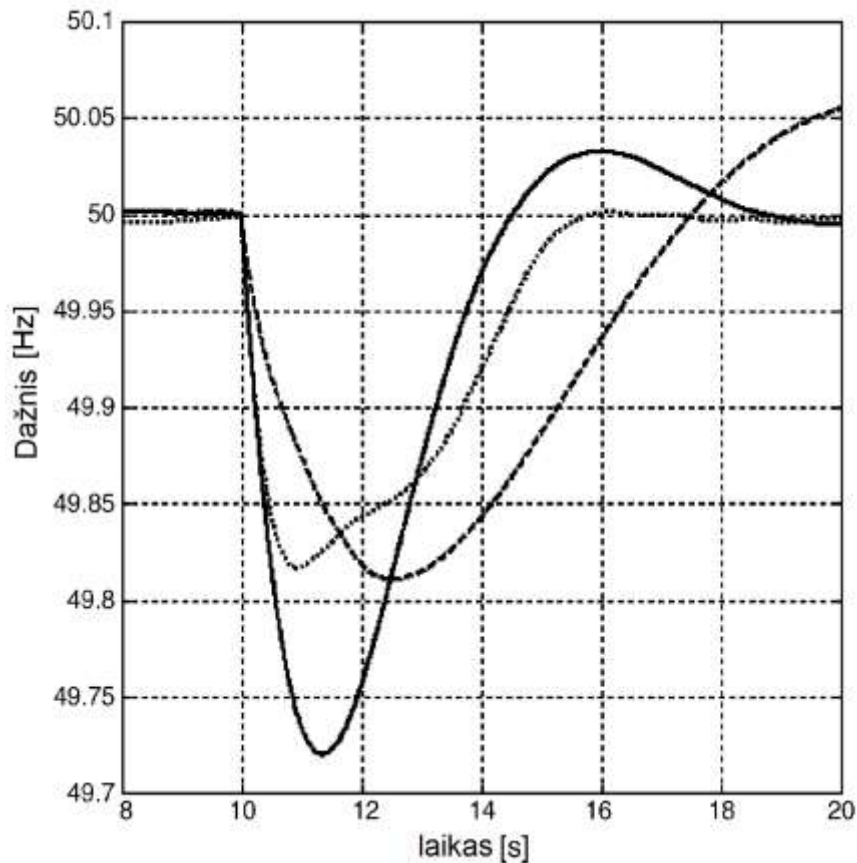
čia:

$k_p$  – proporcingumo koeficientas,

$\omega_0$  – vardinis tinklo kampinis dažnis.

Tame pačiame straipsnyje atlikta simuliacija, kai sistemoje sukuriamas galios disbalansas. Simuliacijoje tirtos sistemos dažnio kitimo rezultatai, pateikti 1.4.1 paveiksle:





**1.4.1 pav.** Inercijos valdiklių palyginimas [9]

Vientisa linija, pavaizduotas sistemos dažnis, kai vėjo elektrinės neprisideda prie dažnio stabilumo, brūkšniuota linija – dažnis, kai naudojamas inercijos valdiklis ir taškuota linija, kai naudojamas statizmo valdiklis. Matyti, kad naudojant tiek vieną tiek antrą valdiklį, dažnis gedimo metu krinta mažiau. Taip pat galima pastebėti, kad naudojant statizmo valdiklį dažnis nustoja mažėti anksčiau ir iki normalios vertės atsikuria greičiau, nei naudojant inercinį.

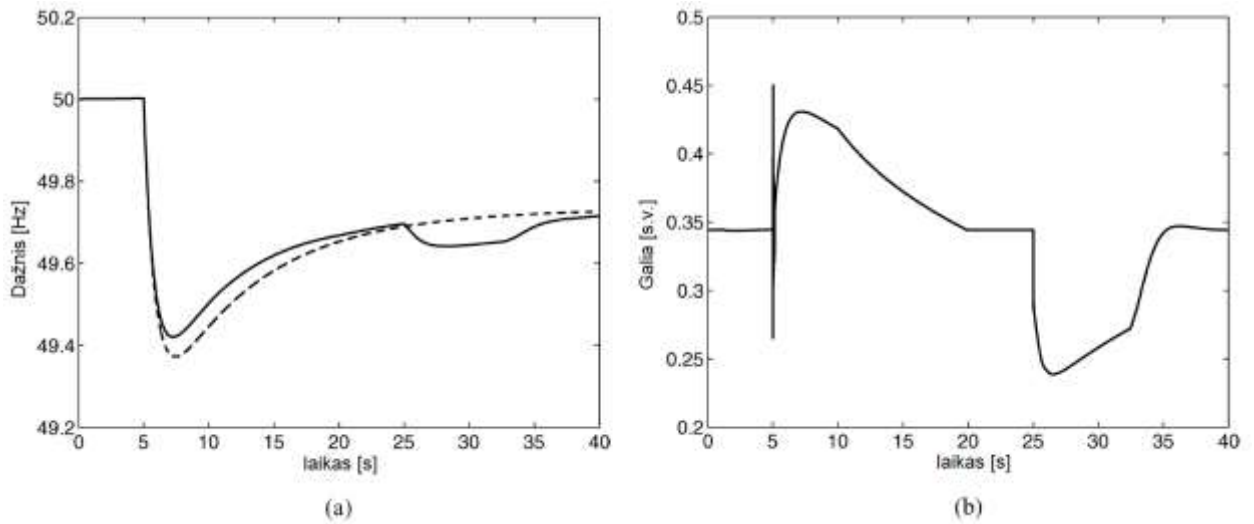
Kitas valdiklis aprašytas [10] darbe. Čia pasiūlytas valdiklis, kuris turėtų panaudoti didesnę vėjo elektrinės su dvipusiu maitinimu sukauptos kinetinės energijos kiekį, nei įprastas valdiklis. Anuot autorių, įprastinius valdiklius galima pagerinti išlaikant pastovų galios pokytį  $\Delta P_{inercijos}$ .  $\Delta P_{inercijos}$  yra galios pokytis, kurį papildomai duotų vėjo elektrinė, dažnio mažėjimo metu, naudodama sintetinės inercijos valdiklį. Galios pokyčio  $\Delta P_{inercijos}$  vertė priklauso nuo dažnio kitimo greičio vertės. Prieš suveikiant sintetinės inercijos valdikliui, dažnio kitimo greitis būna didelis, bet vėliau dėl sintetinės inercijos įtakos pradeda mažėti ir tuo pačiu mažėja  $\Delta P_{inercijos}$  vertė. Naujame valdiklyje ši vertė nemažėtų, o išliktų tokia kokia buvo užfiksuota kai ji turėjo didžiausią vertę. Toliau darbe atlikus simuliacinius tyrimus, buvo matyti teigiamas skirtumas dažnio reguliavime, tarp įprastinio valdiklio ir siūlomo.

Straipsnyje [11] taip pat pasiūlytas būdas pagerinti sintetinės inercijos valdiklius. Valdikliai tarpusavyje ir tuo pačiu nuo anksčiau minėtų valdiklių skiriasi tuo, jog turi aktyvacijos valdiklį. Autoriaus nuomone, anksčiau minėti valdikliai yra nepraktiški, nes veikia nuolatos, o jo siūlomi valdikliai suveiktų tik prie tam tikrų sąlygų gavus atitinkamus signalus. Pirmasis signalas būtų paduodamas tik tada kai elektros tinklo dažnis pasiektų tam tikrą nustatytą vertę, o antrasis – kai dažnio kitimo greitis pasiektų tam tikrą vertę. Tik gavus abu signalus būtų įgalintas sintetinės inercijos valdiklis. Toliau atliktame simuliaciniame tyrime, buvo nustatyta, kad abu nauji valdikliai veikia lėčiau, nei valdiklis veikiantis nuolatos, tačiau, jiems suveikus, jų paduodama galia ir tuo pačiu simuliuota inercija buvo didesnė.

### **1.5 Sintetinės inercijos įtaka sistemos dažnio charakteristikoms**

Dažnio kritimo mažėjimas, simuliuojant sintetinę inerciją, aprašytas [12] straipsnyje ir pavaizduotas 1.5.1 (a) paveiksle. Paveiksle brūkšniuota linija pavaizduotas dažnio kritimas sistemoje, kai vėjo elektrinė neprisideda prie dažnio palaikymo, ir vientisa linija – kai elektrinė prisideda prie dažnio palaikymo. Matyti, kad vėjo elektrinei paduodant papildomos galios į sistemą, dažnis nukrinta mažiau, nei nepaduodant galios.

Vėjo elektrinė į tinklą paduoda papildomą galios kiekį, atiduodama savo mentėse, turbinoje ir rotoruje esančią kinetinę energiją. Tai reiškia, kad mažėja vėjo elektrinės turbinos greitis, o tuo pačiu ir galia. Vėjo elektrinės galios kitimas pavaizduotas 1.5.1 (b) paveiksle. Čia matyti, kad po 25 sekundžių elektrinės galia staiga krinta ir vėl pradeda didėti iki vardinės reikšmės. Šiuo momentu vėjo elektrinė perėjo į normalų darbo režimą, o galia krito dėl to, kad turbina nedirbo prie optimalaus greičio. Šis galios kritimas lemia dažnio kritimą, pavaizduotą 1.5.1 (a) paveiksle, praėjus 25-ioms sekundėms nuo simuliacijos pradžios. Šis dažnio sumažėjimas gali sukelti problemų vėjo parkams, todėl vėjo elektrinės, turėtų būti sureguliuotos taip, kad visos vienu metu nepradėtų veikti normaliu režimu.



**1.5.1 pav.** Sintetinės inercijos įtaka sistemos dažniui (a) ir vėjo elektrinės generuojamai galiai (b) [12]

Elektros energetikos sistemos dažnio nukrypimų mažinimas yra svarbus, sistemos patikimumui užtikrinti. Tam yra naudojami dažnio reguliavimo įrenginiai bei rezervai. Pirminis dažnio reguliavimas veikia tol, kol suveikia antrinis, o šis – tol kol paleidžiamas tretinis rezervas. Tradicinėje sistemoje šitaip paeiliui paleidžiami rezervai užtikrina, kad dėl dažnio kritimo nebus atjungti generatoriai, ir dėl dažninio nukrovimo nebus atjunginėjami elektros vartotojai. Tačiau dažniui krintant labai greitai, dažnio reguliavimo įrenginiai gali nespėti suveikti iki kol bus pradėti atjunginėti vartotojai. Kaip matyti iš 1.2.2 paveikslo, sistemoje, su daug vėjo elektrinių, kurios neprisideda prie sistemos inercijos, dažnis, galios deficito atveju, krenta greičiau, nei sistemoje sudarytoje beveik vien tik iš sinchroninių generatorių. Straipsnyje [13] nagrinėta situacija, ar vėjo elektrinių su dvipusio maitinimo asinchroniniais generatoriais prisidėjimas prie sistemos inercijos gali būti pakankamas, tam kad nereiktų naudoti dažninio nukrovimo funkcijos. Prieita išvados, kad sistemoje, kurioje yra instaliuota 100,736 GW sinchroninių generatorių galios, 30 GW galios vėjo elektrinių ir yra 96,75GW apkrovos, atsiradus 1,8 GW galios deficitui reikia naudoti dažninio nukrovimo funkciją, nustatytą suveikti ties 49,8 Hz riba, tačiau yra reikalingas mažesnis apkrovos atjungimas. Taigi išnaudojant sintetinę inerciją galima sušvelninti pasekmes atsiradusias dėl didelio galios deficito.

Įtaką dažnio svyravimams turi ir elektros sistemos tinklo struktūra. Atliktame simuliuotame tyrime [6] buvo nustatyta, kad trys sistemos esančios sujungtos nuosekliai turėjo didesnius dažnio svyravimus, nei sistemos sujungtos trikampiu (kiekviena sistema turėjo po jungtį su kita sistema). Iš šito galima prieiti prie išvados, kad dažnio kritimą galios disbalanso metu, galima sumažinti, turint elektros sistemos tinklą, kuriame mazgai yra gausiai tarpusavyje sujungti.

Straipsnyje [14] taip pat nagrinėta vėjo elektrinių, su sintetinė inercija ir be jos, įtaka elektros sistemos dažniui. Buvo sumodeliuota elektros energetikos sistema su 17611 MW bendros įrengtos galios, iš kurių 3680 MW (20,9%) buvo vėjo elektrinės ir 15658 MW bei 4382 Mvar apkrovos. Sumodeliuotoje elektros sistemoje buvo tikrinama kokią įtaką vėjo elektrinės be sintetinės inercijos turi bendrai tinklo inercijai, bei kokią įtaką daro vėjo elektrinės su sintetinė inercija. Nagrinėjant pirmąjį atvejį buvo nustatyta, kad vėjo elektrinės ir be sintetinės inercijos prisideda prie bendros tinklo inercijos, tačiau dažnio pokytis, sutrikimo sistemoje metu, buvo per daug mažas, kad būtų tikslinga vertinti natūralią vėjo elektrinių inerciją. Tikrinant vėjo elektrinių su sintetinės inercijos funkcija įtaką dažnio stabilumui, buvo nagrinėti trys sutrikimo sistemoje atvejai: kai prarandama 4%, 12% ir 16% bendros elektros energijos generacijos. Visais trimis atvejais dažnio sumažėjimas panaudojant sintetinę inerciją buvo mažesnis, nei jos nenaudojant. Tačiau šis padidėjimas dviem atvejais nebuvo labai reikšmingas. Antru ir trečiu atveju mažiausia dažnio reikšmė, tiek tinkle be sintetinės inercijos, tiek su ja, buvo mažesnė už kritinę reikšmę, prie kurios pradeda atjunginėti vartotojus nuo elektros tinklo. Pirmu atveju, ši riba nebuvo pasiekta. Taigi buvo nustatyta, kad vėjo elektrinės su sintetinės inercijos funkcija gali prisidėti prie dažnio stabilumo išsaugojimo, tačiau šis prisidėjimas, netenkant didelio procento generacijos, nebūtinai padės išvengti dažnio mažėjimo ir apkrovų atjunginėjimo problemų. Taip pat verta paminėti, kad nežinia, ar identišką galios tinklas, sudarytas vien tik iš tradicinių generatorių, tokių pat gedimų atvejais nebūtų pasiekęs kritinio dažnio ribos. Galutinė išvada, šiame straipsnyje buvo, tai, kad naudojant sintetinę inerciją dažnio atsistatymas iki normalios vertės trunka maždaug 1,5 karto ilgiau, nei nenaudojant sintetinės inercijos.

Vėjo elektrinių su dvipusiu maitinimu sintetinės inercijos įtaka tinklui, bei sintetinės inercijos išgavimo įtaka pačiai vėjo elektrinei aprašyta [15] straipsnyje. Jame buvo plačiai aprašytas vėjo elektrinės modeliavimo principas, bei pateikta valdiklio schema, kurią naudojant turėtų būti išgaunama vėjo elektrinės su dvipusiu maitinimu sintetinė inercija. Kaip ir ankstesniais atvejais, valdiklio dėka, vėjo elektrinės galėjo prisidėti prie sistemos inercijos. Be įtakos sistemos inercijai, buvo pažiūrėta, kaip keičiasi srovė inverterio pusėje. Buvo nustatyta, kad vieną sekundę srovė įrenginiuose padidėjo 15% lyginant su nominalia srovės verte. Kadangi sintetinė inercija išgaunama kelioms sekundėms, toks srovės padidėjimas buvo leistinas. Iš šito buvo prieita išvada, kad sintetinės inercijos išgavimas neturėtų reikalauti papildomų investicijų į vėjo elektrinių įrenginių gerinimą.

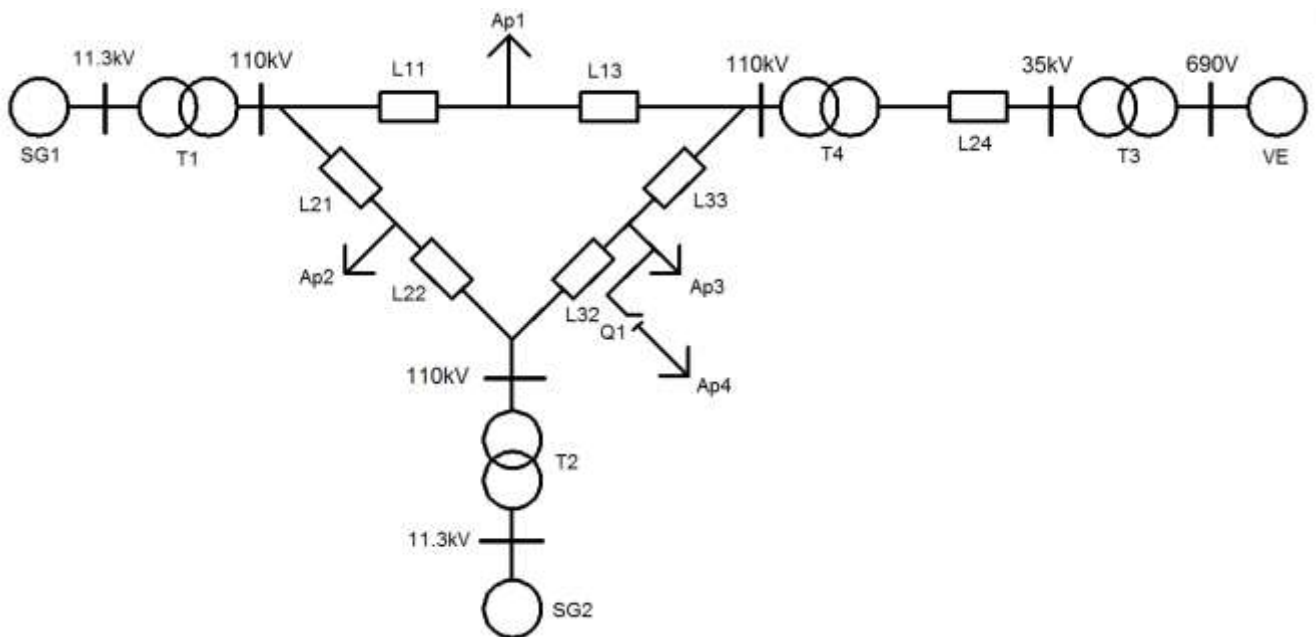
Straipsnyje [16] nagrinėta kokią įtaką vėjo elektrinių sintetinė inercija duotų mikro tinklams dirbantiems salos režimu. Tyrime naudotas supaprastintas mikro tinklo modelis,

sudarytas iš vienos jungties su elektros sistema, dviejų apkrovų, vėjo elektrinės su dvipusio maitinimo asinchroniniu generatoriumi bei kuro celių baterija. Įprastomis sąlygomis nutrūkus elektros energijos tiekimui iš elektros sistemos ir mikro tinklui pradėjus veikti salos režimu, kuro celių baterija turi atstatyti tinklo elektros parametrus iki normalių verčių ir toliau tiekti energiją apkrovoms. Šiuo atveju vėjo elektrinė prisideda tik prie apkrovų maitinimo. Atveju, kai vėjo elektrinė prisidėjo prie dažnio reguliavimo, buvo matyti, kad celių baterijai reikėjo mažiau galios stabilizuoti pereinamajam procesui. Taigi išnaudojant vėjo elektrinės inerciją tokiame tinkle būtų galima diegti mažesnės galios kuro celes.

## 2. Metodika

### 2.1. Tyrimo schema ir jos elementai

Šiame darbe sintetinės inercijos poveikis tiriamas atliekant simuliacijas MATLAB programiniu paketu, Simulink erdvėje. Tam sumodeliuojama elektros sistema kuri yra sudaryta iš dvylikos mazgų, dviejų sinchroninių generatorių ir vieno vėjo elektrinių parko, sudaryto iš dešimties vėjo elektrinių su dvipusio maitinimo asinchroniniais generatoriais kurių kiekvienos galia yra po 1,5 MW, keturių transformatorių, septynių varžų atstojančių oro linijas bei keturių apkrovų, iš kurių viena prie sistemos gali būti prijungiama per jungtuvą. Nagrinėjama schema pateikta 2.1.1 paveiksle, o sistemos schema MATLAB simulink erdvėje pateikta pirmame priede .



2.1.1 pav. Nagrinėjama schema

Sistemos supaprastinimui visų oro linijų parametrai yra vienodi – aktyvioji varža  $R=1\Omega$ , induktyvumas  $L=0,001$  H. Kitų sistemos elementų galios parametrai pateikti lentelėje:

2.1.1 lentelė. Modelyje naudojamų elementų galios

Žymėjimas	Galia
Elektrinių vardinė galia	
SG1	150 MW
SG2	25 MW
VE	30 MW
Transformatorių galia	
T1	150 MVA
T2	25 MVA
T3	30 MVA
T4	30 MVA
Apkrovos	
Ap1	14,7 MW
Ap2	15 MW
Ap3	100 MW
Ap4	10 MW

Kiti sistemos elementų parametrai paliekami tokie, kokie yra nustatyti pagal nutylėjimą. Sinchroninių generatorių inercijos konstanta  $H$  parenkama 3,7s , garo turbinos – 1,8s , o vėjo elektrinės – 5,04s.

Papildomai verta paminėti kad:

1. Skaičiavimai Simulink erdvės simuliacijoje atliekami naudojant santykinis vienetus.
2. Skaičiavimai Simulink erdvėje atliekami naudojant fazinį (*angl. phasor*) skaičiavimo metodą. Dėl šio metodo dažnis elektros sistemos linijose yra palaikomas pastoviu. Norint išmatuoti koks yra realus sistemos dažnis, matuojamas vieno sinchroninio generatoriaus rotoriaus apsisukimų dažnis.
3. Ketvirtoji apkrova Ap4 prie sistemos yra prijungiama tik praėjus 50 sekundžių nuo simuliacijos pradžios. Tai padaroma tam, kad sistemoje būtų sukuriama apkrovos perteklius dėl kurio kristų sistemos dažnis.
4. Vėjo greitis visų simuliacijų metu yra 10,6 m/s. Prie šio greičio, vėjo elektrinių parkas, kurio instaliuota galia yra 30MW į tinklą paduoda 14,7 MW galios.
5. Reali sinchroninių generatorių SG1 ir SG2 į tinklą paduodama galia atitinkamai yra 100MW ir 15MW.

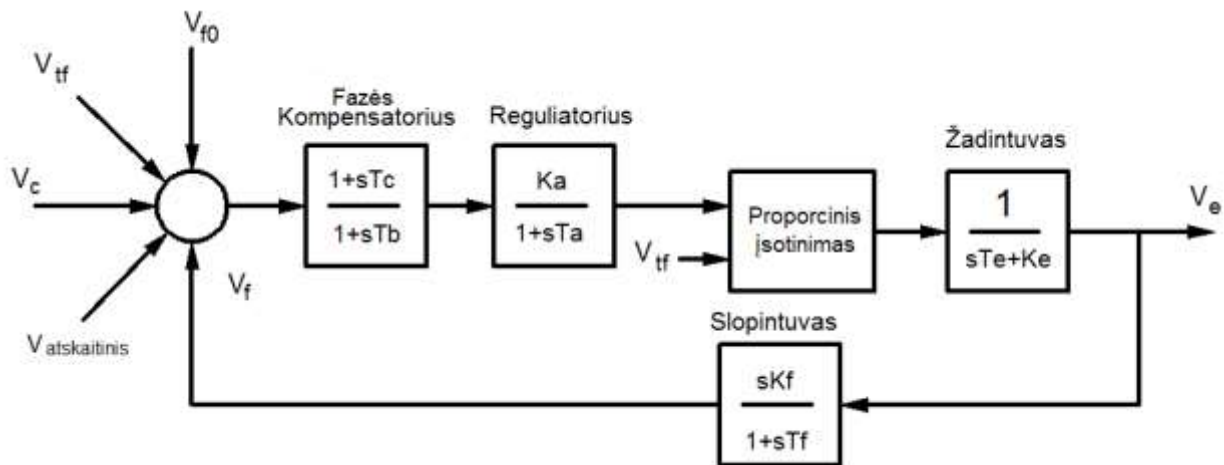
Sinchroniniai generatoriai MATLAB Simulink erdvėje savyje neturi įtraukę žadinimo sistemos bei turbinos, todėl jie prie generatorių pridedami atskirais blokais.

## 2.2. Sinchroninio generatoriaus žadinimo sistema

Žadinimo sistemos reikalingos generatoriaus apvijų magnetiniam laukui sukurti (sužadinti). Tai padaroma, į rotoriaus apvijas paduodant nuolatinę srovę, kuri indukuoja magnetinį lauką. Žadinimo sistemos pagal savo žadinimo šaltinio tipą skirstomos į tris grupes[17]:

1. Nuolatinės srovės tipo žadinimo sistemos, kurios naudoja nuolatinės srovės generatorių;
2. Kintamos srovės tipo žadinimo sistemos, kurios naudoja kintamos srovės generatorių ir lygintuvus, kuriais sukuriama nuolatinė srovė, kuri reikalinga sinchroninės mašinos magnetiniam laukui sukurti.
3. Žadinimo sistemos, kurioms žadinimui reikalinga galia yra tiekiamas per transformatorius arba papildomas generatoriaus grandines ir lygintuvus.

Simuliacijoje naudota nuolatinės srovės šaltinio žadinimo sistema. Jos blokinė schema pateikta 2.2.1 paveiksle.



2.2.1 pav. Žadinimo sistemos blokinė schema

Čia:  $K_a$  – įtampos regulatoriaus proporcingumo koeficientas;  $K_e$  – žadintuvo konstanta susijusi su susižadavimo lauku;  $T_a$ ,  $T_b$ ,  $T_c$  – įtampos reguliavimo laiko konstantos;  $T_e$  – žadintuvo laiko konstanta;  $T_f$  – žadinimo sistemos stabilizatoriaus laiko konstanta;  $V_{f0}$  – pradinė žadinimo įtampos vertė;  $V_c$  – įtampos šaltinio ir apkrovos kompensavimo elementų įtampa;  $V_f$  – žadinimo sistemos įtampa;  $V_{tf}$  – generatoriaus gnybtų įtampos vertė;  $V_{atskaitinis}$  – atskaitinė įtampos vertė, nuo kurios skaičiuojamas įtampos nuokrypis;  $V_e$  – žadinimo įtampa;  $s$  – diferencijavimo operatorius,

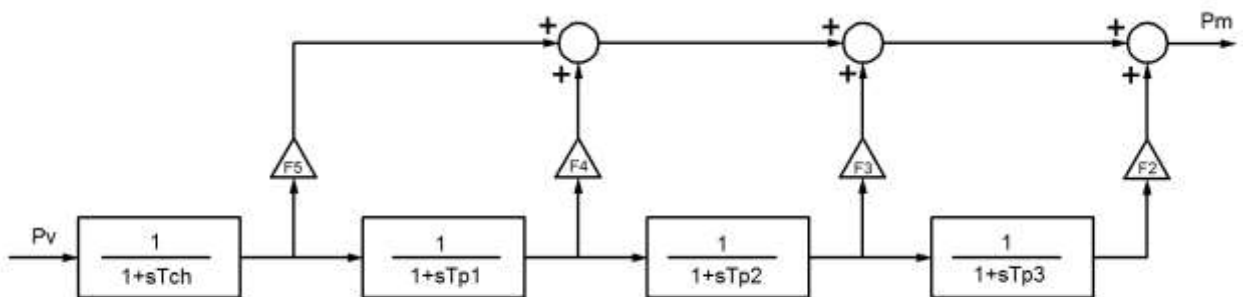


Šiame darbe  $V_{atskaitinis}$  reikšmė laikoma 1(s.v.). Detali žadinimo schema MATLAB programoje pateikta priede 2.

### 2.3. Sinchroninio generatoriaus garo turbina

Garų turbinos yra šiluminiai varikliai, kurie karštuose garuose sukauptą energiją paverčia į mechaninę sukimo energiją. Ši energija vėlu yra perduodama į elektros generatorių, kuris sukimo energiją paverčia į elektros energiją.

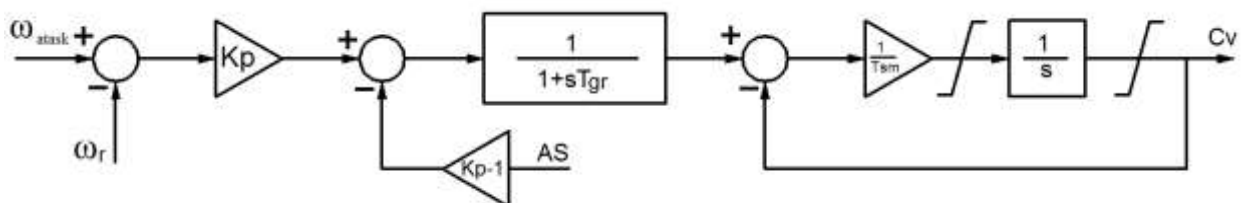
MATLAB programiniame pakete garų turbina yra įtraukta į bendrą bloką kartu su greičio regulatoriumi ir sukimo vėlu, kurie yra sujungti paeiliui. Pati garų turbina yra tiesioginio modelio su dvigubu papildomu pašildymu. Jos funkcinė schema pateikta 2.3.1 paveiksle:



2.3.1 pav. Garų turbinos blokinė schema

Čia:  $s$  – diferencijavimo operatorius,  $T_{ch}$ ,  $T_{p1}$ ,  $T_{p2}$ ,  $T_{p3}$  – laiko konstantos, F2-F5 – turbinos sukimo momento dalys, kurių suma turi būti lygi vienetui,  $P_v$  – pro vožtuvą paduodama galia,  $P_m$  – garų turbinos mechaninė galia.

Garų turbinos greičio regulatorius lygina generatoriaus rotoriaus sukimosi greitį su atskaitine verte ir esant jų skirtumui į garų turbiną paduoda atitinkamo dydžio signalą  $C_v$ , nuo kurio priklauso, kiek garų yra praleidžiama pro turbinos vožtuvus. Garų turbinos greičio regulatoriaus blokinė schema pateikta 2.3.2 paveiksle.



2.3.2 pav. Garų turbinos greičio regulatoriaus funkcinė schema

Čia:  $s$  – diferencijavimo operatorius,  $T_{gr}, T_{sm}$  – laiko konstantos,  $\omega_r$  – rotoriaus sukimosi kampinis dažnis,  $\omega_{atsk}$  – atskaitinė kampinio greičio vertė,  $C_V$  – garo turbinos vožtuvo reguliavimo signalas,  $K_p$  – proporcingumo koeficientas,  $AS$  – aukšto slėgio srautas.

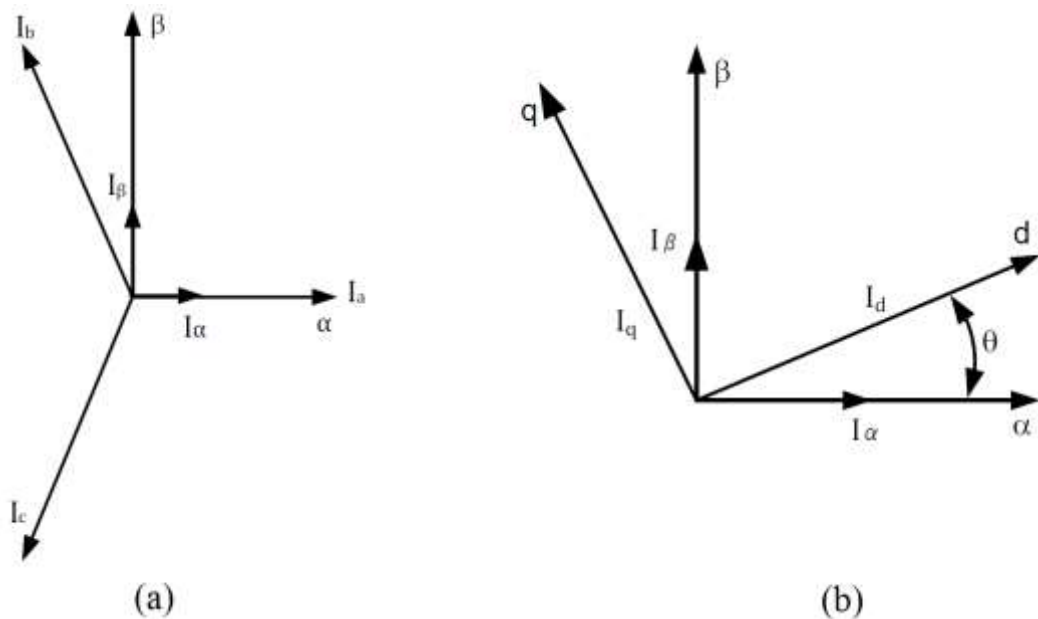
Garų turbinos bloko modelis ir jos greičio regulatorius Simulink modeliavimo erdvėje atitinkamai pateikti prieduose 3 ir 4.

## 2.4. D-q transformacija

Vėjo elektrinės rotoriaus pusės keitiklis yra valdomas vektoriniu būdu, taigi valdymą aprašančios lygtys yra sudaromos  $d-q$  atskaitinėje sistemoje. Ši sistema yra ypatinga tuo, jog nėra stacionari, o sukasi tam tikru kampiniu dažniu. Taip pat, šioje sistemoje, elektros srovei, įtampai ir surištajam magnetiniam srautui pilnai aprašyti, užtenka dviejų komponentų, vietoje trijų naudojamų trifazėje sistemoje. Transformacija vykdoma dviem etapais:

1. Taikant Clarke transformaciją, trifazė stacionari sistema pakeičiama į dvifazę  $\alpha\beta$  stacionarią sistemą.
2. Taikant Park transformaciją, stacionari dvifazė  $\alpha\beta$  sistema pakeičiama į dvifazę  $d-q$  sistemą, kuri sukasi kampiniu greičiu  $\omega$  ir kurios ašis  $d$  yra pasukta  $\alpha$  ašies atžvilgiu kampu  $\theta$ .

Paveikslėlyje 2.4.1 vizualiai parodyti skirtumai tarp atskaitinių sistemų.



2.4.1 pav. a – trifazė abc ir dvifazė  $\alpha\beta$  sistemos; b – dvifazės  $\alpha\beta$  ir  $d-q$  sistemos

Matricos pavidalu, Clarke transformacija srovėms užrašoma taip:

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (2.4.1)$$

Matricos pavidalu, Park transformacija srovėms užrašoma taip:

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (2.4.2)$$

Turint dydžius  $dq$  formoje, juos atgal paversti į trifazius elementus galima naudojant atvirkštines Park ir Clarke transformacijas, atitinkamai aprašomas taip:

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (2.4.3)$$

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (2.4.4)$$

Analogiškai šios lygtys gali būti taikomas įtampos ir statoriaus surištojo magnetinio srauto skaičiavimams.

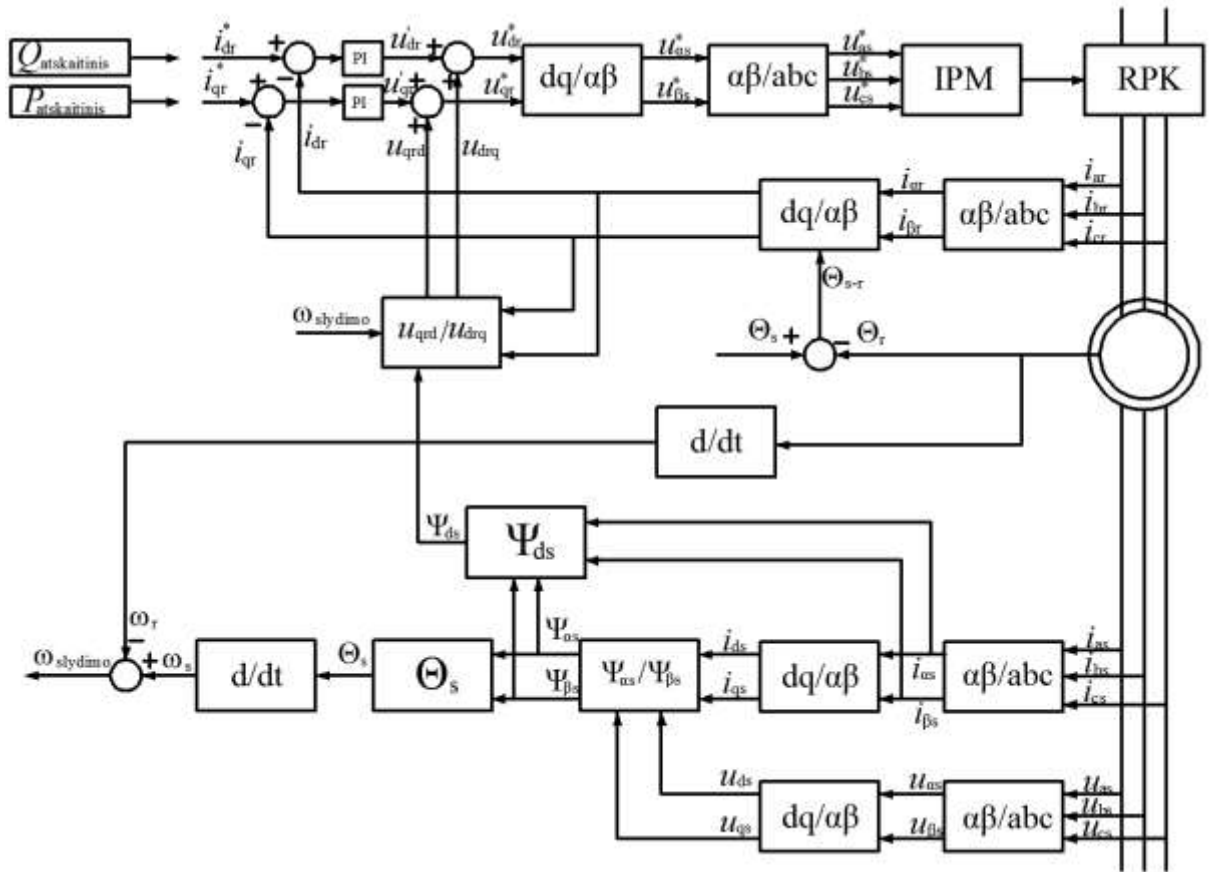
## 2.5. Rotoriaus pusės keitiklio valdymas

Vėjo elektrinės su dvipusio maitinimo asinchroniniu generatoriumi galia yra valdoma AC-DC-AC rotoriaus pusės įtampos keitikliu. Jo veikimui užtikrinti reikalingas atitinkamas valdymas. Paprastai yra naudojamas vektorinis valdymas, kai skaičiavimai atliekami  $d-q$  atskaitinėje sistemoje. Yra du pagrindiniai keitiklio valdymo metodai: valdymas orientuotas pagal įtampą arba pagal statoriaus magnetinį srautą, kuris ir yra dažniausiai naudojamas. Naudojant šį metodą statoriaus surištojo magnetinio srauto erdvinis vektorius  $\Psi_s$  yra sulyginamas su sistemos  $d$  ašimi. Taigi gaunasi, jog:

$$\Psi_{ds} = \Psi_s ;$$

$$\Psi_{qs} = 0.$$

Tipinė blokinė rotoriaus pusės įtampas keitiklio valdymo schema pateikta 2.5.1 paveiksle.



2.5.1 pav. Rotoriaus pusės keitiklio valdymo schema

Straipsniuose [18] ir [19] pateikti rotoriaus pusės keitiklio valdymo aprašymai bei formulės. Rotoriaus pusės keitiklio valdymas prasideda išmatuojant statoriaus įtampas ir sroves, bei rotoriaus sroves ir jo kampą  $\theta_r$ . Statoriaus įtampas bei srovės yra transformuojamos į  $\alpha$  ir  $\beta$  komponentes. Iš jų, pagal (2.5.1), (2.5.2) formules apskaičiuojamos  $\alpha$  ir  $\beta$  statoriaus surištojo magnetinio srauto komponentės:

$$\Psi_{\alpha s} = \int (u_{\alpha s} - R_s \cdot i_{\alpha s}) dt \quad (2.5.1)$$

$$\Psi_{\beta s} = \int (u_{\beta s} - R_s \cdot i_{\beta s}) dt \quad (2.5.2)$$

Turint šias reikšmes apskaičiuojamas statoriaus kampas  $\theta_s$ , o pagal jį statoriaus kampinis dažnis  $\omega_s$ :

$$\theta_s = \arctan\left(\frac{\Psi_{\beta s}}{\Psi_{\alpha s}}\right) \quad (2.5.3)$$

$$\omega_s = \frac{d\theta_s}{dt} \quad (2.5.4)$$

Turint šiuos dydžius galima apskaičiuoti absoliutinę statoriaus surištojo magnetinio srauto  $\Psi_s$  vertę, bei jos erdvinį vektorių  $\Psi_s$  :

$$\Psi_s = \sqrt{\Psi_{\alpha s}^2 + \Psi_{\beta s}^2} \quad (2.5.5)$$

$$\Psi_s = \Psi_s e^{-j\theta_s} \quad (2.5.6)$$

Išmatavus rotorius kampą  $\theta_r$ , analogiškai pagal (2.5.4) formulę apskaičiuojamas jo kampinis dažnis  $\omega_r$ . Žinant statoriaus ir rotorius kampinius dažnius, galima rasti kampinį slydimo dažnį:

$$\omega_{slydimos} = \omega_s - \omega_r \quad (2.5.7)$$

Žinant skirtumą tarp statoriaus ir rotorius kampų  $\theta_s - \theta_r$  galima transformuoti išmatuotų rotorius srovių  $i_r$  komponentes į  $d-q$  sistemos elementus.

Rotorius galia yra valdoma per rotorius įtampas  $u_{dr}^*$  ir  $u_{qr}^*$ . Toliau pateiktas detalus šių įtampų formulių išvedimas. Statoriaus ir rotorius įtampos, erdvinį vektorių formoje, gali būti aprašomos taip:

$$u_s = R_s \cdot i_s + \frac{d\Psi_s}{dt} + j\omega_s \cdot \Psi_s \quad (2.5.8)$$

$$u_r = -R_r \cdot i_r + \frac{d\Psi_r}{dt} + j(\omega_s - \omega_r) \cdot \Psi_r \quad (2.5.9)$$

kai

$$\omega_r = P \cdot \omega_{mech} \quad (2.5.10)$$

čia:

$R_s, R_r$  – statoriaus ir rotorius aktyvioji varža;

$i_s, i_r$  – statoriaus ir rotorius srovių erdviniai vektoriai;

$P$  – polių porų skaičius;

$\omega_{mech}$  – mechaninis rotorius kampinis dažnis;

$\omega_s, \omega_r$  – statoriaus ir rotorius kampinis dažnis;

$\Psi_s, \Psi_r$  – statoriaus ir rotoriaus surištojo magnetinio srauto erdviniai vektoriai.

Įtampų lygtys  $d-q$  sistemoje aprašomos taip:

$$u_{ds} = R_s \cdot i_{ds} + \frac{d\Psi_{ds}}{dt} - j\omega_s \cdot \Psi_{qs} \quad (2.5.11)$$

$$u_{qs} = R_s \cdot i_{qs} + \frac{d\Psi_{qs}}{dt} + j\omega_s \cdot \Psi_{ds} \quad (2.5.12)$$

$$u_{dr} = -R_r \cdot i_{dr} + \frac{d\Psi_{dr}}{dt} - j\omega_{slydimio} \cdot \Psi_{qr} \quad (2.5.13)$$

$$u_{qr} = -R_r \cdot i_{qr} + \frac{d\Psi_{qr}}{dt} + j\omega_{slydimio} \cdot \Psi_{dr} \quad (2.5.14)$$

Statoriaus ir rotoriaus surištojo magnetinio srauto lygtys, erdvinių vektorių formoje, aprašomos taip:

$$\Psi_s = L_s \cdot i_s - L_m \cdot i_r \quad (2.5.15)$$

$$\Psi_r = L_m \cdot i_s - L_r \cdot i_r \quad (2.5.16)$$

čia:

$L_s, L_r$  – statoriaus ir rotoriaus induktyvumai;

$L_m$  – abipusis induktyvumas.

Surištojo magnetinio srauto lygtys  $d-q$  sistemoje aprašomos taip:

$$\Psi_{ds} = L_s \cdot i_{ds} - L_m \cdot i_{dr} \quad (2.5.17)$$

$$\Psi_{qs} = L_s \cdot i_{qs} - L_m \cdot i_{qr} \quad (2.5.18)$$

$$\Psi_{dr} = L_m \cdot i_{ds} - L_r \cdot i_{dr} \quad (2.5.19)$$

$$\Psi_{qr} = L_m \cdot i_{qs} - L_r \cdot i_{qr} \quad (2.5.20)$$

Formules (2.5.19) ir (2.5.20) įstačius į rotoriaus įtampos lygtis (2.5.13), (2.5.14) gaunamos tokios išraiškos:

$$u_{dr}^* = u'_{dr} + u_{drq} \quad (2.5.21)$$

$$u_{qr}^* = u'_{qr} + u_{qrd} \quad (2.5.22)$$

kai

$$u'_{dr} = - \left( R_r i_{dr} + \sigma \cdot L_r \cdot \frac{di_{dr}}{dt} \right) \quad (2.5.23)$$

$$u'_{qr} = - \left( R_r i_{qr} + \sigma \cdot L_r \cdot \frac{di_{qr}}{dt} \right) \quad (2.5.24)$$

$$u_{drq} = \omega_{slydimo} \cdot \sigma \cdot L_r \cdot i_{qr} \quad (2.5.25)$$

$$u_{qrd} = \omega_{slydimo} \cdot \left( \sigma \cdot L_r \cdot i_{dr} - \frac{L_m}{L_s} \Psi_{ds} \right) \quad (2.5.26)$$

$$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r} \quad (2.5.27)$$

Šiose įtampos išraiškose, pasinaudojus (2.5.17), (2.5.18) formulėmis, bei priimta sąlyga, kad  $\Psi_{qs} = 0$ , eliminuotos statoriaus  $i_{ds}$  ir  $i_{qs}$  srovių dedamosios.

Rotoriaus įtampoms apskaičiuoti reikalingos atskaitinės rotoriaus srovės  $i_{dr}^*$ ,  $i_{qr}^*$ . Jos gali būti gaunamos iš statoriaus aktyviosios ir reaktyvios galios. Šios galios aprašomos taip:

$$P_s = \frac{3}{2} (u_{ds} \cdot i_{ds} + u_{qs} \cdot i_{qs}) \quad (2.5.28)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (u_{qs} \cdot i_{ds} - u_{ds} \cdot i_{qs}) \quad (2.5.29)$$

Nevertinant statoriaus aktyviosios varžos, bei pagal priimtą sąlygą kad  $\Psi_{ds} = \Psi_s$ , o  $\Psi_{qs} = 0$  gaunamos tokios statoriaus įtampos :

$$u_{ds} = 0 \quad (2.5.30)$$

$$u_{qs} = u_s \quad (2.5.31)$$

Pasinaudojus visomis šiomis sąlygomis, bei (2.5.17), (2.5.18) formulėmis, statoriaus aktyviają ir reaktyviają galią, galima išreikšti taip:

$$P_s = \frac{3}{2} \cdot \frac{X_m}{X_s} \cdot U_s \cdot i_{qr} \quad (2.5.32)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} \cdot U_s \cdot \frac{1}{X_s} (U_s + X_m \cdot i_{dr}) \quad (2.5.33)$$

Atskaitinės statoriaus aktyvioji ir reaktyvioji galios yra apskaičiuojamos išoriniais vėjo elektrinės valdymo blokais. Iš šių galios reikšmių gaunamos atskaitinės rotoriaus srovių vertės  $i_{qr}^*$  ir  $i_{dr}^*$  :

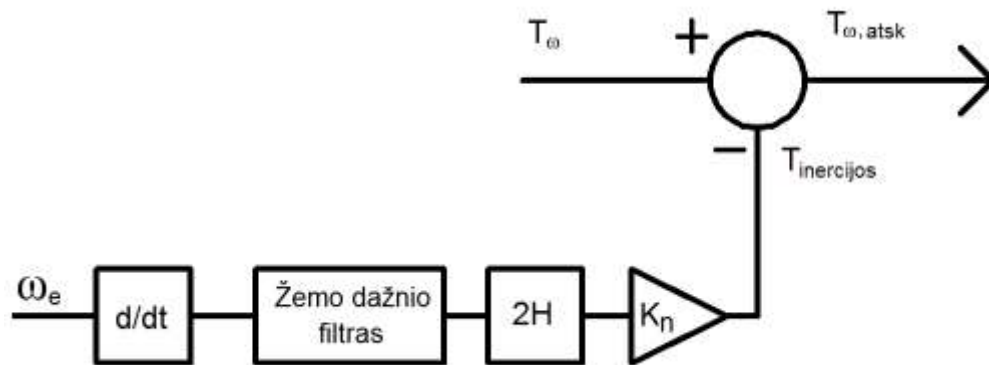
$$i_{qr}^* = \frac{2}{3} \cdot \frac{X_s}{X_m} \cdot \frac{P_s}{U_s} \quad (2.5.34)$$

$$i_{dr}^* = \left( \frac{2}{3} \cdot Q_s \cdot \frac{X_s}{U_s} - U_s \right) \cdot \frac{1}{X_m} \quad (2.5.35)$$

Šios srovės yra lyginamos su išmatuotomis rotoriaus pusės įtampos keitiklio valdymo schemoje. Gautas skirtumas yra paduodamas į PI valdiklius, iš kurių gaunamos lyginamosios rotoriaus įtampos  $u'_{dr}$  ir  $u'_{qr}$  ((2.5.23), (2.5.24)). Toliau naudojant (2.5.21 – 2.5.27) formules, gaunamos rotoriaus įtampos  $u_{dr}^*$  ir  $u_{qr}^*$ . Galiausiai jos yra transformuojamos į  $\alpha\beta$  komponentes, o šios į trifazę įtampą. Trifazės įtampos signalai paduodami į impulso pločio moduliacijos bloką, kuriame kuriami atitinkamo dydžio signalai, kuriais valdomas rotoriaus pusės keitiklis.

## 2.6. Sintetinės inercijos valdiklių funkcinės schemas

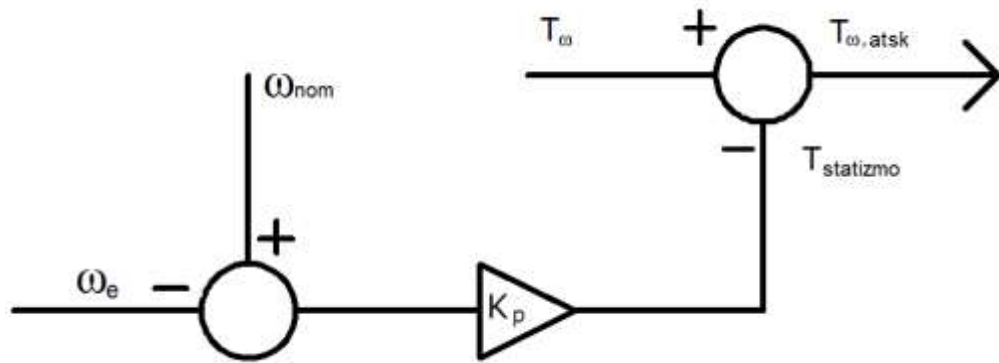
Norint iš vėjo elektrinės išgauti inercinį atsaką į elektros tinklo dažnio svyravimus reikia naudoti specialius valdiklius, aptartus 1.4 skyriuje. Abu valdikliai reaguoja į tinklo dažnį ir pagal (1.4.1), (1.4.2) išgauna sukimo momento pataisos signalus. Valdiklių blokinės schemas atitinkančios minėtas formulės atitinkamai pateiktos 2.6.1 ir 2.6.2 paveiksluose.



2.6.1 pav. Inercinio valdiklio blokinė schema

Į inercinį valdiklį atėjęs tinklo dažnio signalas yra diferencijuojamas. Toliau jis praleidžiamas pro žemo dažnio filtrą, kuris nepraleidžia aukšto dažnio signalų. Tai padaro dažnio kreivę nuožulnesne. Filtrą praėję signalai dauginami iš vėjo elektrinės inercijos konstantos  $H$ , bei iš proporcingumo koeficiento, kuris leidžia sustiprinti signalo vertę.





2.6.2 pav. Statizmo valdiklio blokinė schema

Statizmo valdiklis imituoja pirminį dažnio reguliavimą. Valdiklis lygina tinklo dažnį su nominalia verte (šiam darbe  $\omega_{nom} = 1$ , s.v.) ir atsiradus jų skirtumui, dažnio nuokrypis yra padauginamas iš proporcingumo koeficiento taip sukuriama statizmo sukimo momento signalą. Šių valdiklių schemas MATLAB Simulink erdvėje pateiktos 5 ir 6 prieduose.

MATLAB programos Simulink erdvės vėjo elektrinės modelis, įtampos keitiklio valdyme, atskaitinių rotorius srovės dedamųjų išgavimui, naudoja aktyviają galią todėl šių papildomų valdiklių sukimo momento signalus reikia paversti į aktyviosios galios signalus. Tai atliekama sukimo momentą padauginus iš elektros tinklo kampinio dažnio:

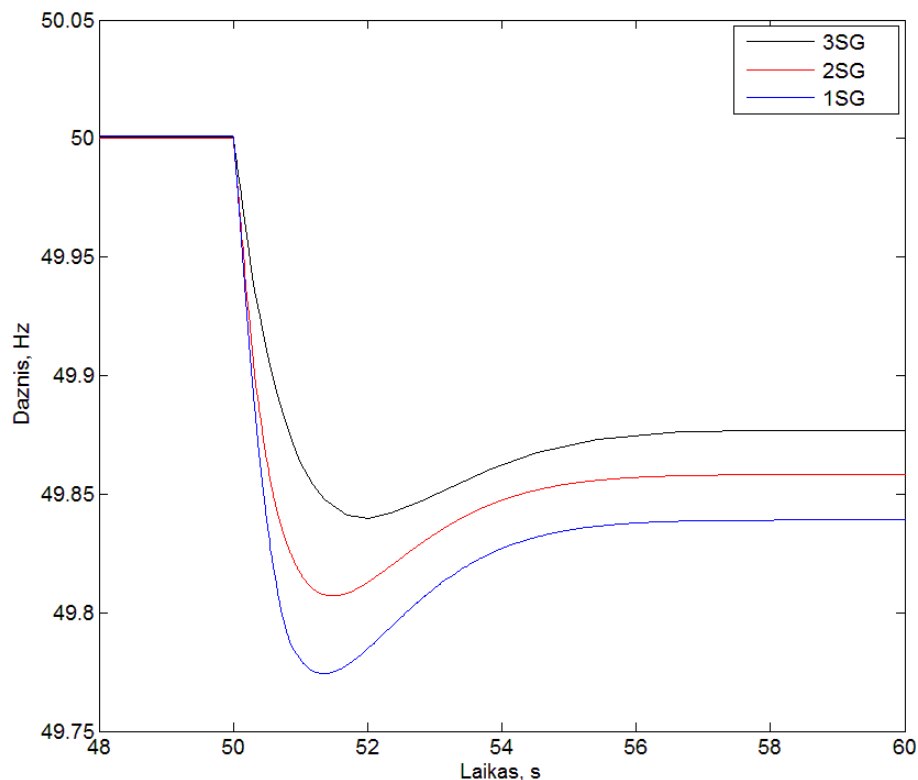
$$P_{pataisos} = T_{pataisos} \cdot \omega_e \quad (2.6.1)$$

Gautas pataisos signalas yra atimamas iš galios signalo siunčiamo iš maksimalios galios taško nustatymo bloko į rotorius pusės įtampos keitiklio valdymo bloką. Šitaip rotorius pusės valdymo blokas gauna pataisytą atskaitinį galios signalą, dėl kurio rotorius pusės įtampos keitiklis pakeičia rotorius sukimosi greitį taip, kaip jis pasikeistų reaguojant į tinkle atsiradusį dažnio pokytį, jei būtų prie to tinklo prijungtas tiesiogiai.

### 3. Tyrimas ir rezultatai

#### 3.1 Sinchroninių generatorių skaičiaus įtaka sistemos dažnio kitimui

Pirmuoju tyrimu tikrinama kaip keisis nagrinėjamos sistemos dažnis, po to kai prie sistemos prijungiama papildoma apkrova, joje mažėjant sinchroninių generatorių skaičiui, kuriuos pakeičia tos pačios galios vėjo elektrinių parkai, kurių vėjo elektrinės neprisideda prie sistemos inercijos. Iš viso tikrinamos trys situacijos: kai sistema sudaryta tik iš trijų sinchroninių generatorių, kai sistema sudaryta iš dviejų sinchroninių generatorių ir vieno vėjo elektrinių parko ir kai sistema sudaryta iš vieno sinchroninio generatoriaus bei dviejų vėjo elektrinių parkų. Pirmu atveju nagrinėjamoje sistemoje, kuri pavaizduota 2.1.1 paveiksle, vėjo parko blokas VE pakeičiamas į identišką bloką antrajam sinchroniniam generatoriui SG2. Trečiajame atvejyje sistema keičiama atvirkščiai – antrasis sinchroninis generatoriaus blokas SG2 pakeičiamas identišku vėjo parko bloku VE. Tyrimo rezultatai pateikti 3.1.1 paveiksle ir 3.1.1 lentelėje.



**3.1.1 pav.** Dažnio kritimas galios disbalanso metu priklausomai nuo sinchroninių generatorių skaičiaus

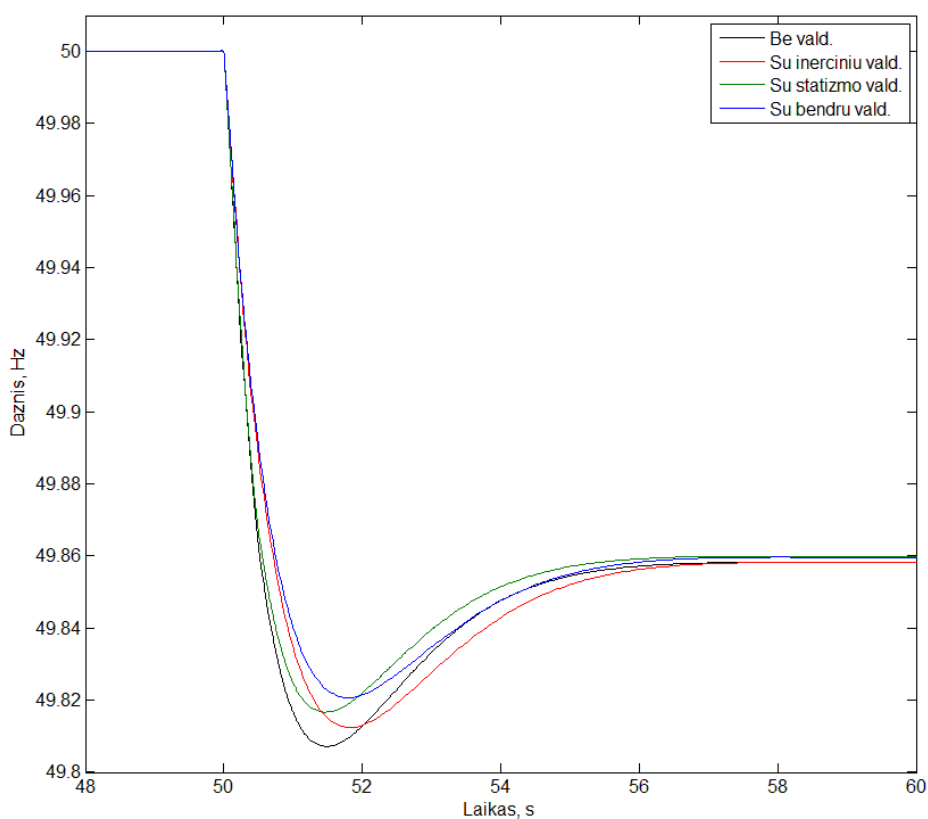
3.1.1 lentelė. Dažnio kitimo greitis, minimali dažnio vertė ir kritimo laikas

	1SG	2SG	3SG
DKG, Hz/s	0.161	0.129	0.078
$f_{min}$ , Hz	49.775	49.807	49.84
$t_{min}$ , s	51.35	51.5	52.03

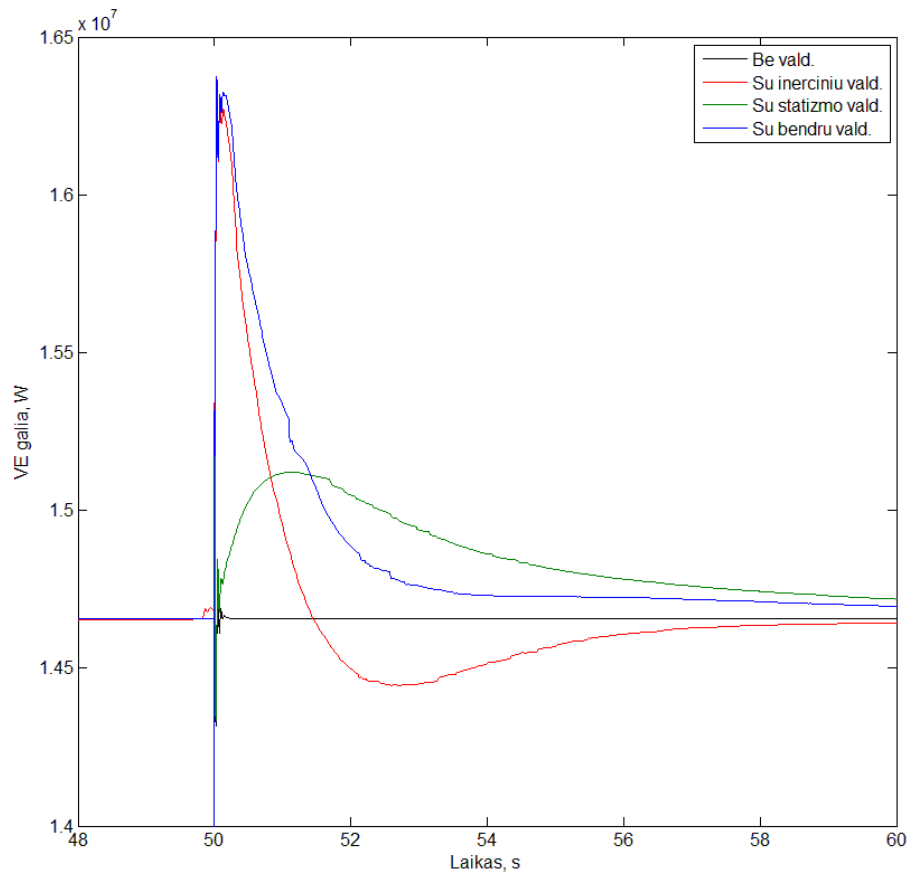
Paveiksle ir lentelėje pateiktuose rezultatuose matyti, jog sistemoje synchroninius generatorius keičiant į vėjo elektrines, sistemos dažnis, staiga padidėjus apkrovai, krinta žemiau ir greičiau. Taigi norint elektros sistemoje esančius synchroninius generatorius keisti vėjo elektrinėmis, pravartu būtų iš jų išgauti sintetinę inerciją galimiems dažnio kritimams sušvelninti.

### 3.2 Sintetinės inercijos ir statizmo valdiklių įtaka

Toliau tiriamas vėjo elektrinių sintetinės inercijos ir statizmo valdiklių veikimas, kurių funkcinės schemas pateiktos 2.6 skyriuje. Šiame tyrime inercinio ir statizmo valdiklių proporcingumo koeficientai atitinkamai parenkami  $K_n = 1$ ,  $K_p = 5$ . Tyrimo rezultatai pateikti 3.2.1 ir 3.2.2 paveiksluose.



3.2.1 pav. Dažnio kritimas galios disbalanso metu priklausomai nuo vėjo elektrinės naudojamų valdiklių



**3.2.2 pav.** Vėjo elektrinės galia disbalanso metu priklausomai nuo vėjo elektrinės naudojamų valdiklių

Iš 3.2.1 paveiksle pavaizduotų kreivių matyti, jog naudojant tiek sintetinės inercijos, tiek statizmo valdiklius dažnis krinta žemiau nei išvis nenaudojant jokių valdiklių. Naudojant tik inercinį valdiklį dažnio kritimas yra nuožulnesnis, trunka ilgesnį laiką ir sustabdžius dažnio kritimą jis galiausiai nusistovi ties ta pačia verte, kaip ir dažnis, kai vėjo elektrinės nenaudoja jokių valdiklių, tačiau dažnio kilimas iki naujos nusistovėjimo vertės taip pat yra lėtesnis. Naudojant tik statizmo valdiklį dažnio kritimas tampa truputi statesniu, bet pats kritimas sustabdomas ankščiau, nei nenaudojant valdiklio ar naudojant tik inercinį valdiklį. Taip pat, naudojant šį valdiklį dažnis prie naujos vertės nusistovi greičiau. Naudojant abu valdiklius rezultatai atitinkamai susideda: dažnio kritimas pasidaro truputi nuožulnesnis, pilnai nustoja kristi maždaug tuo pačiu metu kaip ir inercijos valdiklis, bet prie didesnės dažnio vertės, nei naudojant bet kurį vieną valdiklį. Deja dažnio nusistovėjimas prie naujos vertės trunka truputi lėčiau, nei naudojant tik statizmo valdiklį.

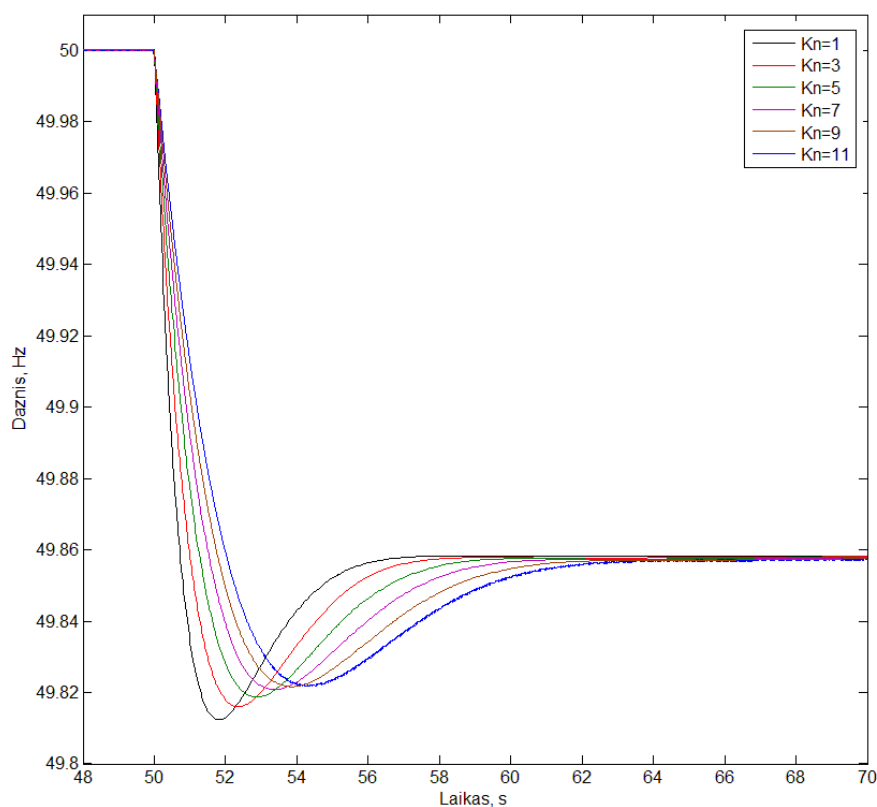
Paveiksle 3.2.2 parodytos vėjo elektrinių parko atiduodamos galios naudojant įvairius valdiklius. Nenaudojant jokių papildomų valdiklių, apkrovos prijungimo metu, VE parko galia pastebimai nepasikeičia. Naudojant inercinį valdiklį, vėjo elektrinės galią padidina staiga,

gedimo momentu, ir po truputi ją mažina. Bemažėdama ji nukrenta iki žemesnės galios vertės, nei buvo iki gedimo, o kiek vėliau vėl pradeda kilti iki darbinės vertės. Naudojant statizmo valdiklį, iš vėjo elektrinių papildoma galia nėra išgauna staiga. Ji po truputi kyla ir pasiekusi maksimalią vertę pradeda leistis iki darbinės vertės. Naudojant abu valdiklius vėjo elektrinių galia išauga staiga ir po truputi leidžiasi iki nominalios galios vertės. Šis leidimasis trunka ilgiau nei naudojant tik inercinį valdiklį ir vėjo elektrinių galia nenukrinta žemiau darbinės vertės. Tačiau toks rezultatas gaunamas tik prie šiame tyrime naudotų proporcingumo koeficientų reikšmių. Keičiant proporcingumo koeficientų reikšmes keičiasi ir vėjo elektrinių atiduodamos galios kreivė bei dažnio charakteristika.

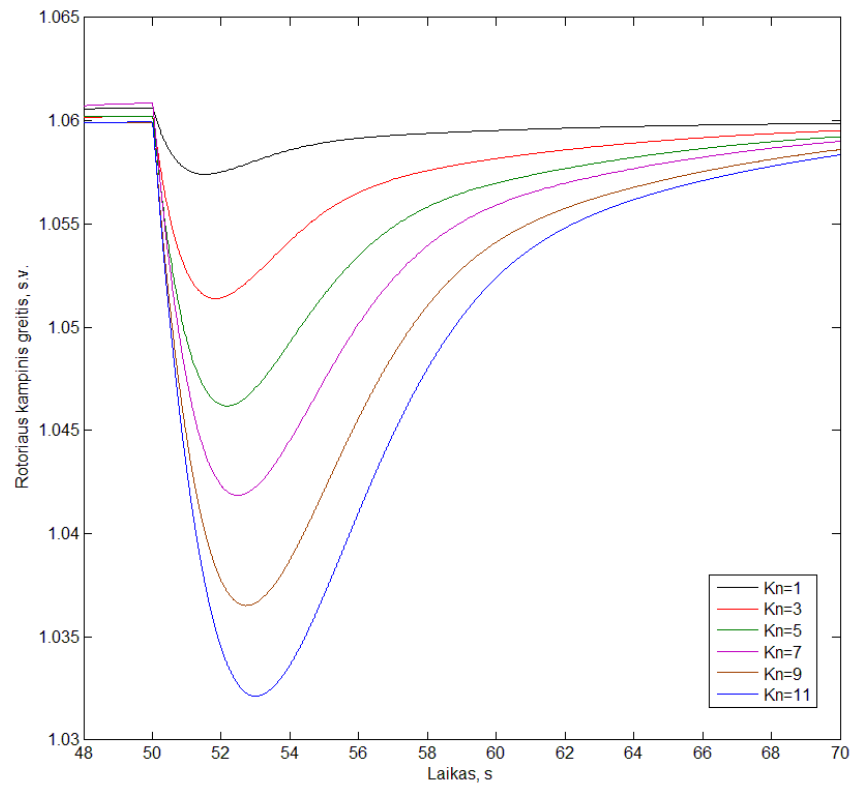
### 3.3 Proporciningumo koeficiento įtaka sintetinės inercijos valdikliui

Išsiaiškinus jog papildomi valdikliai gali pagerinti dažnio charakteristikas verta išsiaiškinti proporcingumo koeficientų įtaką, vėjo elektrinių rotorius sukimosi greičiui ir jų atiduodamai galiai bei elektros sistemos dažniui.

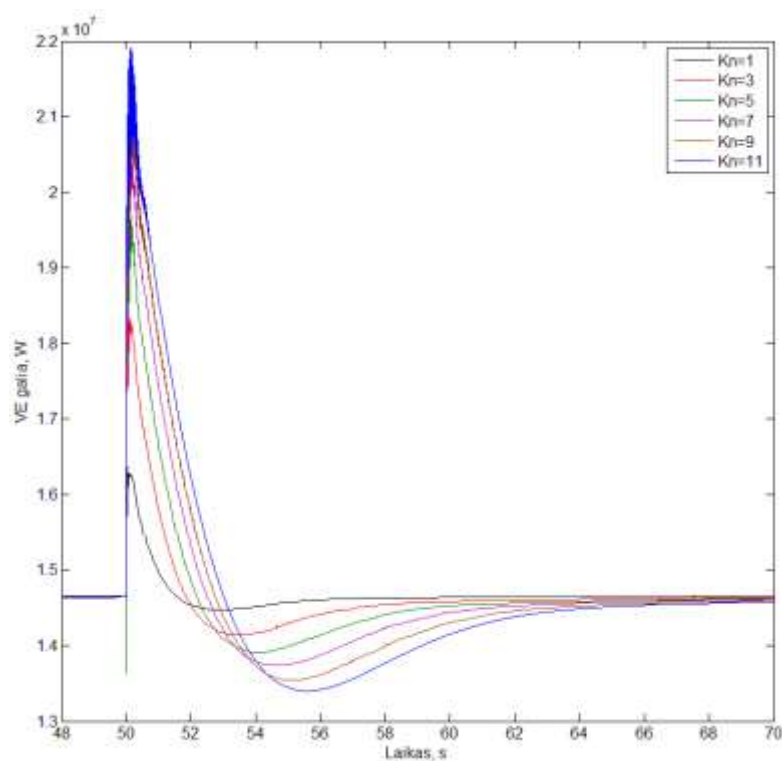
Tiriamos elektros sistemos dažnio, vėjo elektrinės rotorius greičio bei jos galios kreivių pokyčiai, nuo sintetinės inercijos valdiklio proporcingumo koeficiento  $K_n$  reikšmės, atitinkamai pavaizduoti 3.3.1 – 3.3.3 paveiksluose, o dažnio kitimo pokyčio rezultatai pateikti 3.3.1 lentelėje.



**3.3.1 pav.** Sistemos dažnio priklausomybė nuo inercinio valdiklio proporcingumo koeficiento



**3.3.2 pav.** Vėjo elektrinės rotoriaus sukimosi greičio priklausomybė nuo inercinio valdiklio proporcingumo koeficiento



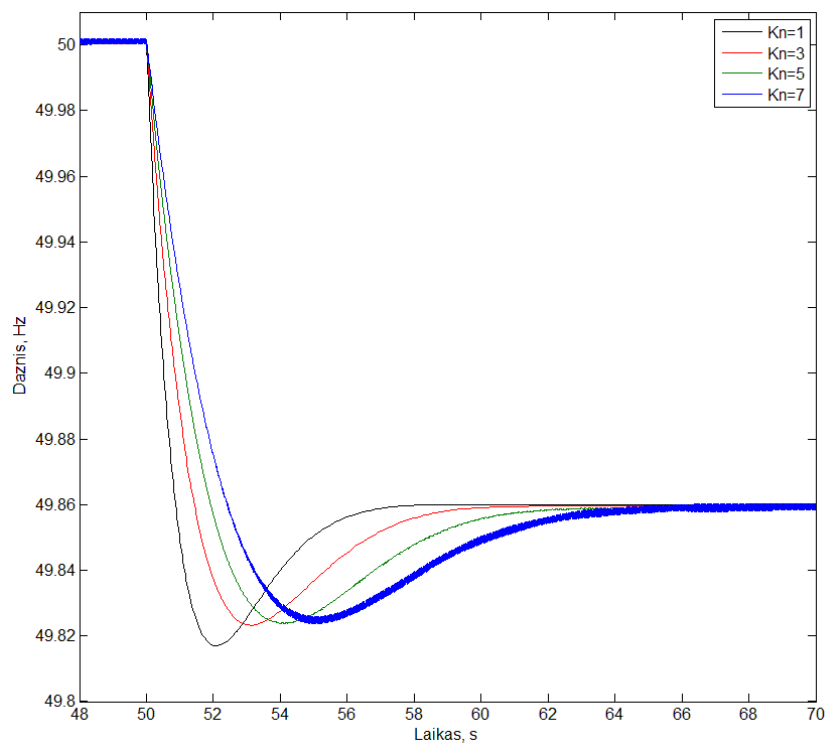
**3.3.3 pav.** Vėjo elektrinės galios priklausomybė nuo inercinio valdiklio proporcingumo koeficiento

3.3.1 lentelė. Dažnio kitimo greitis, minimali dažnio vertė naudojant inercinį valdiklį

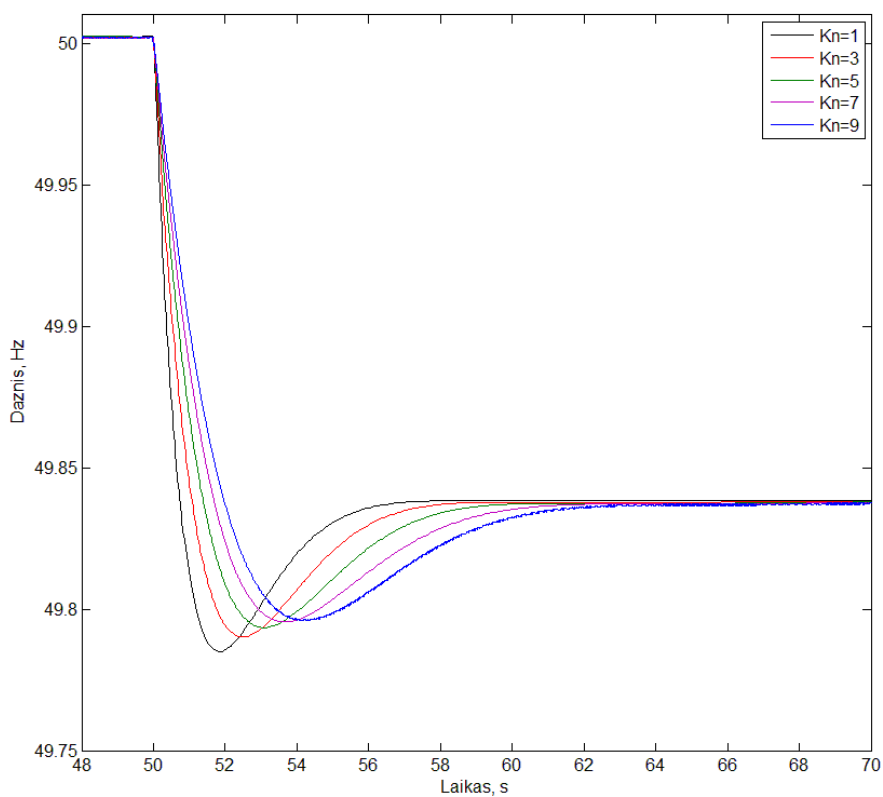
	$K_n=1$	$K_n=3$	$K_n=5$	$K_n=7$	$K_n=9$	$K_n=11$
DKG, Hz/s	0.103	0.078	0.063	0.053	0.046	0.041
$f_{min}$ , Hz	49.812	49.816	49.819	49.821	49.822	49.822
$t_{min}$ , s	51.82	52.35	52.87	53.37	53.85	54.35

Paveiksle 3.3.1 ir lentelėje 3.3.1 matyti, jog didėjant sintetinės inercijos proporcingumo koeficientui mažėja dažnio kitimo greitis, nes sistemos dažnis, sistemos sutrikimo metu, krinta mažiau ir per ilgesnį laiko tarpą. Taip pat didėjant koeficientams ilgiau trunka dažnio nusistovėjimas prie naujos stabilios vertės. Vėjo elektrinės rotoriaus kampinis greitis (3.3.2 pav.) krinta tuo labiau, kuo didesnis proporcingumo koeficientas tačiau po kiek laiko vėl pradeda didėti iki nominalios vertės. Atitinkamai vėjo elektrinės galia sutrikimo momentu (3.3.3 pav.) didėjant koeficientui taip pat didėja, tačiau galiai pradendant mažėti, ji nukrenta iki mažesnės vertės nei nominali, bet po keik laiko pradeda kilti iki nominalios vertės. Šį koeficientą padidinus iki tam tikros vertės pasidaro pastebimi elektros sistemos dažnio svyravimai (žr. 3.3.1 pav. *mėlyna kreivė, kai  $K_n=11$* ), tad šio koeficiento begalinai didinti negalima. Taigi norint tinkle išvengti dažnio svyravimų šiai tiriamajai sistemai optimaliausias proporcingumo koeficientas būtų  $K_n=9$ .

Sintetinės inercijos valdiklio proporcingumo koeficiento reikšmė turi būti parenkama ir atsižvelgiant į turimo tinklo struktūrą. Elektros sistemos dažnio priklausomybė nuo sintetinės inercijos proporcingumo koeficiento pavaizduota dviem atvejais esant pakoreguotoms tinklo struktūroms. Pirmu atveju vėjo elektrinių parko vardinė galia padvigubinama (atiduodama galia pasidaro 29,3 MW), o pirmojo sinchroninio generatoriaus darbinė galia sumažinama nuo 100 MW iki 85 MW. Taigi tiesiog padidinamas vėjo elektrinių procentas sistemoje išlaikant panašią suminę sistemos galią. Antru atveju, vėjo elektrinių parko galia nesikeičia, tačiau yra pašalinamas antrasis sinchroninis generatorius SG2, kurio galią kompensuoja pirmasis SG1, jo darbinę galią pakeliant iki 115 MW. Šiuo atveju tiesiog sumažinama sistemos inercija. Elektros sistemos dažnio kreivės pavaizduotos 3.3.4 ir 3.3.5 paveiksluose.



**3.3.4 pav.** Vėjo elektrinės dažnio priklausomybė nuo inercinio valdiklio proporcingumo koeficiento, kai VE parko galia 60MW



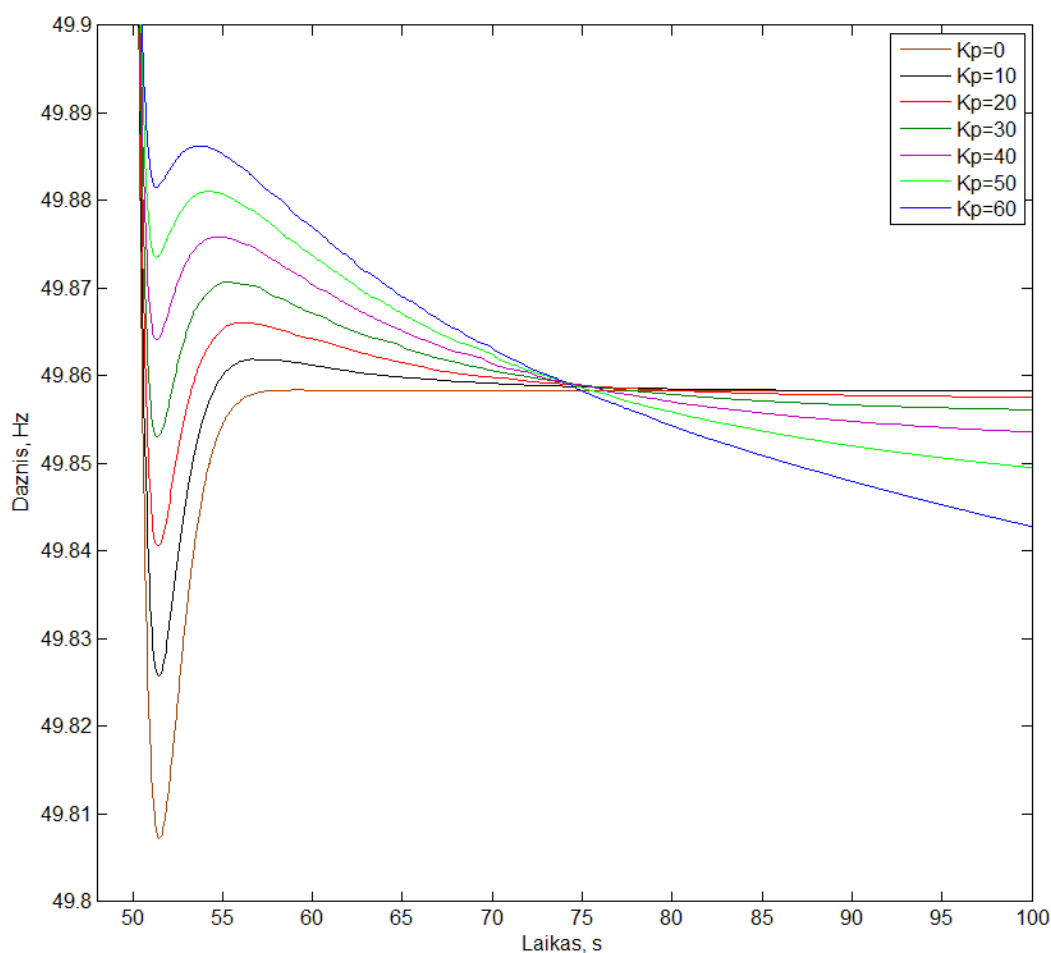
**3.3.5 pav.** Vėjo elektrinės dažnio priklausomybė nuo inercinio valdiklio proporcingumo koeficiento, kai sistemoje yra tik vienas sinchroninis generatorius



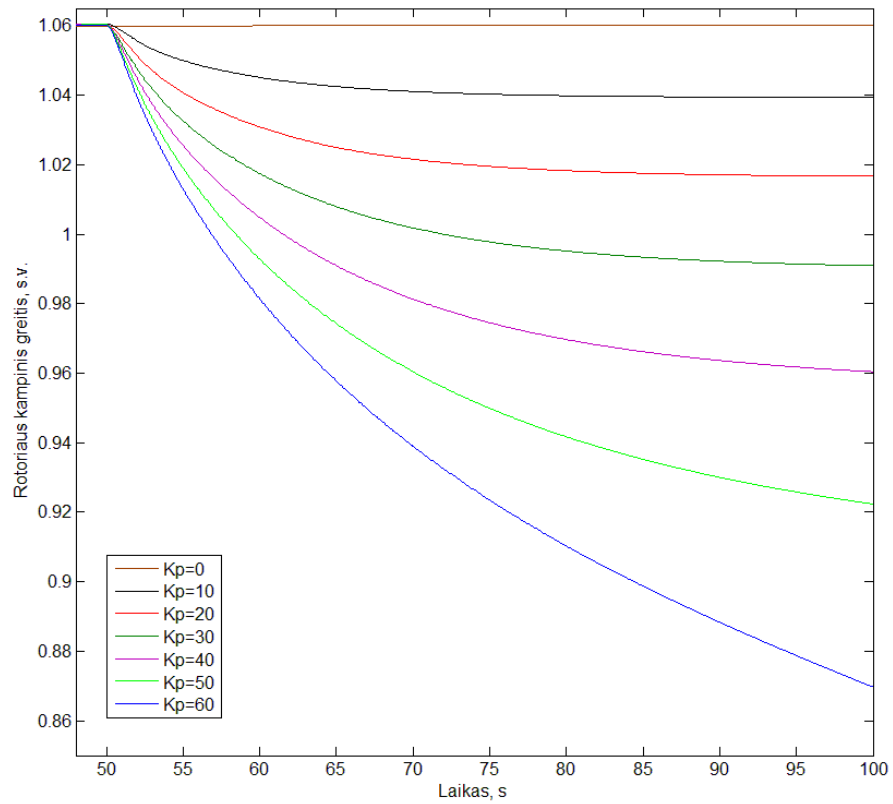
Pirmuoju atveju, elektros sistemos dažnis pradeda svyruoti, kai proporcingumo koeficientas  $K_n=7$ . Antruoju atveju tas pats pasidaro, kai  $K_n=9$ . Abiem šiais atvejais dažnis pradeda svyruoti prie mažesnės vertės nei atveju pavaizduotame 3.3.1 paveiksle, kai sistemoje buvo daugiau sinchroninių generatorių ir buvo mažesnis vėjo elektrinių procentas sistemoje. Taigi parenkant inercijos valdiklio proporcingumo koeficientą būtina atsižvelgti į sistemos struktūrą.

### 3.4 Proporcingumo koeficiento įtaka statizmo valdikliui

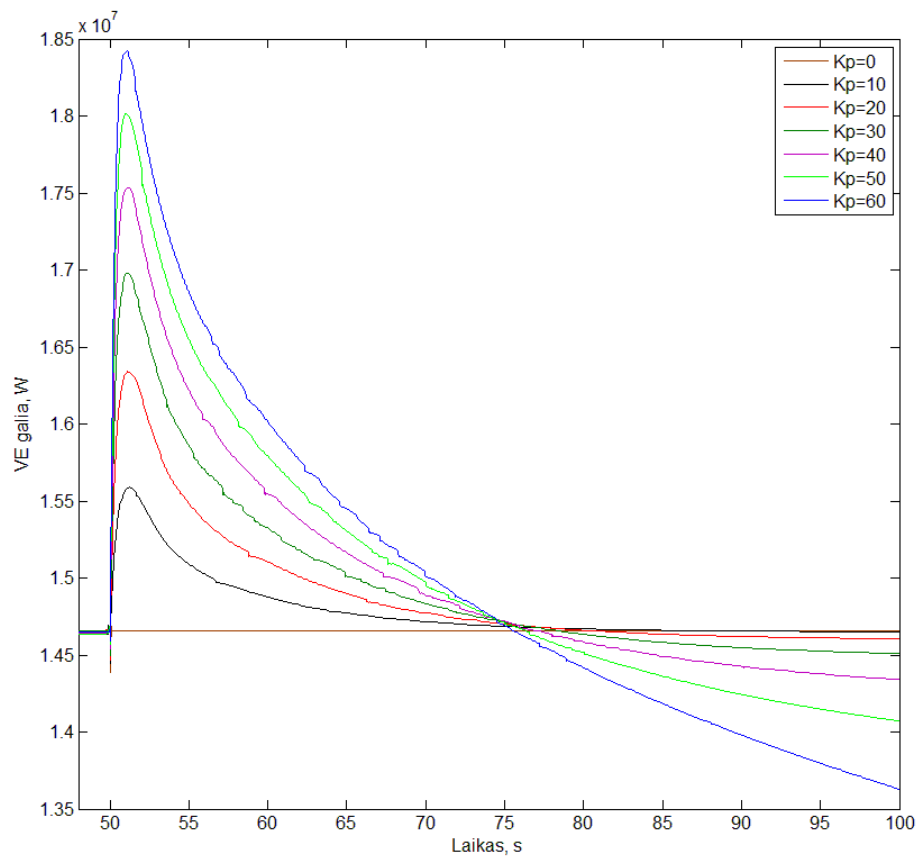
Tiriamos elektros sistemos dažnio, vėjo elektrinės rotoriaus kampinio greičio bei galios kreivių pokyčiai, nuo statizmo valdiklio proporcingumo koeficiento  $K_p$  reikšmės, atitinkamai pavaizduoti 3.4.1 – 3.4.3 paveiksluose, o dažnio kitimo rezultatai pateikti 3.4.1 lentelėje.



3.4.1 pav. Sistemos dažnio priklausomybė nuo inercinio valdiklio proporcingumo koeficiento



3.4.2 pav. Vėjo elektrinės rotoriaus sukimosi greičio priklausomybė nuo inercinio valdiklio



3.4.3 pav. Vėjo elektrinės galios priklausomybė nuo inercinio valdiklio proporcingumo koeficiento

3.4.1 lentelė. Dažnio kitimo greitis, minimali dažnio vertė naudojant statizmo valdiklį

	$K_p=10$	$K_p=20$	$K_p=30$	$K_p=40$	$K_p=50$	$K_p=60$
DKG, Hz/s	0.121	0.114	0.107	0.100	0.095	0.090
$f_{min}$ , Hz	49.826	49.841	49.853	49.864	49.874	49.882
$t_{min}$ , s	51.44	51.4	51.37	51.36	51.32	51.31

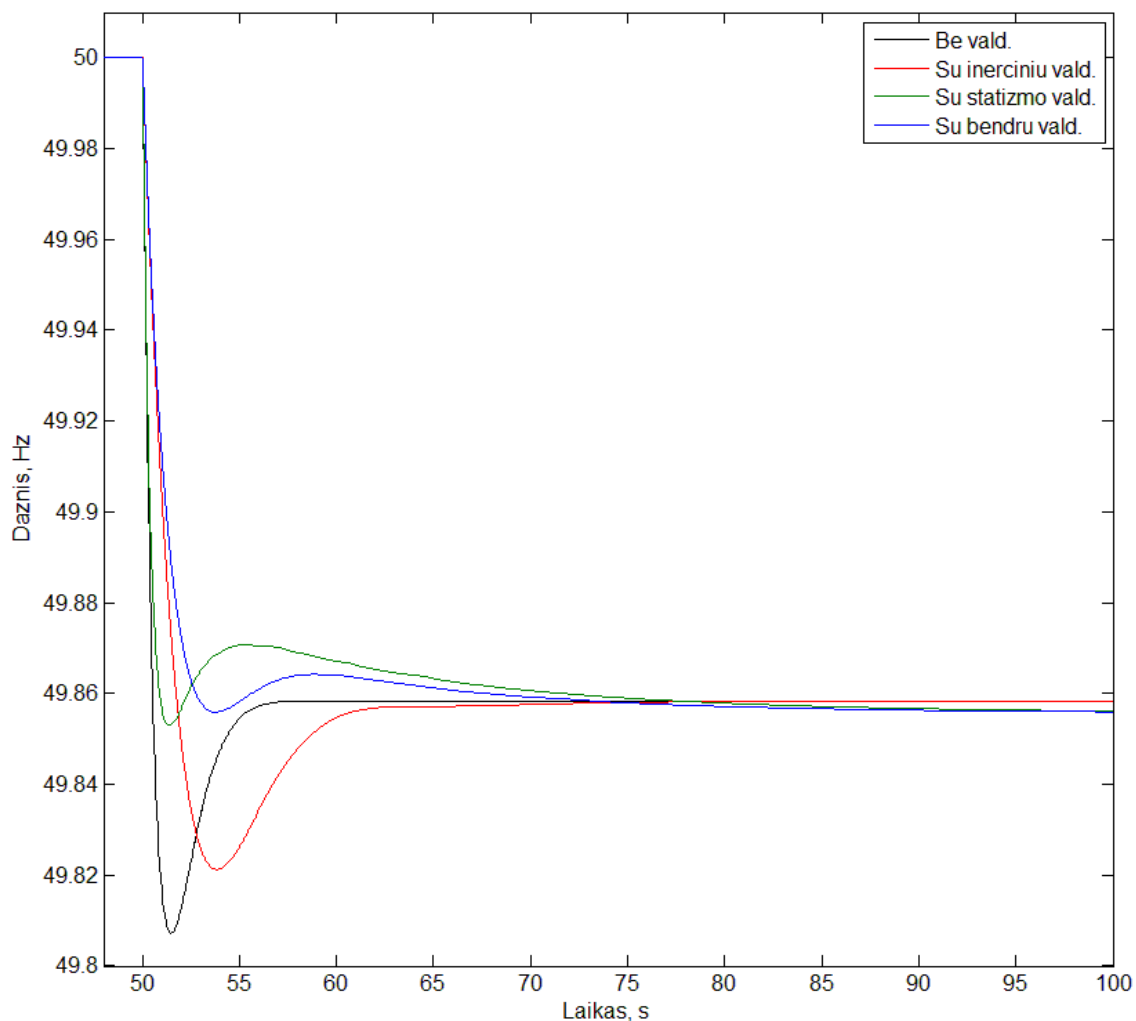
Iš 3.4.1 paveiksle pavaizduotų kreivių ir 3.4.1 lentelės matoma, jog didinant statizmo valdiklio proporcingumo koeficientą dažnis krinta mažiau. Tačiau dažnio kritimas po truputi darosi statesnis ir žemiausia dažnio vertė pasiekama vis anksčiau, bet kadangi minimali vertė iki kurios krinta dažnis didėja labiau nei mažėja minimalios vertės pasiekimo laikas, tai dažnio kitimo greitis, didinant proporcingumo koeficientą, mažėja. Didinant proporcingumo koeficientą taip pat didėja vertė iki kurios dažnis yra užkeliamas pirminio dažnio reguliavimo metu tačiau po šio užkėlimo, laikui einant, dažnis vėl pradeda mažėti. Maždaug apie 76-78-ą sekundę visais atvejais dažnis nukrenta iki lygio iki kurio jį atstato sinchroniniai generatoriai nenaudojant statizmo valdiklio ( $K_p = 0$ ) ir pradeda žemėti toliau, tuo labiau, kuo didesnis proporcingumo koeficientas. To priežastys matyti 3.4.2 paveiksle – didėjant proporcingumo koeficientui, mažėja rotoriaus sukimosi greitis, tačiau kitaip nei naudojant sintetinės inercijos valdiklį, rotoriaus sukimosi greitis po kiek tai laiko neatsistato iki buvusios vertės. Dėl to, kaip matyti iš 3.4.3 paveikslo, iš pradžių vėjo elektrinių atiduodama galia didėja, didėjant proporcingumo koeficientui, ir vėliau pradeda mažėti, bet nenusistovi ties verte, buvusia prieš papildomos apkrovos prijungimą, ir mažėja toliau.

Šiuo atveju nagrinėjamai elektros sistemai norint parinkti optimalų statizmo valdiklio proporcingumo koeficientą reikėtų atsižvelgti į tai ko labiausiai norima pasiekti. Jei norima staigų dažnio kritimą sustabdyti prie kuo didesnės vertės ir toliau tiesiog pakeisti jį į lėtesnį dažnio kritimą verta imti didesnę proporcingumo koeficiento reikšmę (pvz.  $K_p=40\sim60$ ). Atveju kai svarbu dažnio kritimą tiesiog sustabdyti leistinose ribose ir atstatyti dažnį iki naujos stabilios vertės, žemesnis proporcingumo koeficientas būtų tinkamesnis (pvz.  $K_p=10\sim30$ ).

### 3.5 Optimalių proporcingumo koeficientų naudojimo rezultatai

Iš 3.3 – 3.4 skyrių rezultatų matyti, jog didinant valdiklių proporcingumo koeficientų reikšmes galima mažinti dažnio kritimą, tačiau tai daryti reikia atsižvelgiant į turimą sistemą bei jos parametrus. Šiame darbe nagrinėtoje sistemoje optimalius proporcingumo koeficientus

parinkus  $K_n=9$  ir  $K_p=30$  (labiau prioretizuojant dažnio stabilumo išlaikymą), gaunamas toks dažnio kitimo rezultatas:



**3.5.1 pav.** Dažnio kitimo kreivės naudojant įvairius valdiklius prie optimalių proporcingumo koeficientų.

3.5.1 lentelė. Dažnio kitimo greitis, minimali dažnio vertė prie optimalių parametų

	Be valdiklių	Inercinis valdiklis	Statizmo valdiklis	Bendras valdiklis
DKG, Hz/s	0.128	0.047	0.107	0.039
$f_{min}$ , Hz	49.81	49.821	49.853	49.856
$t_{min}$ , s	51.49	53.84	51.37	53.74

Iš paveikslo ir lentelės matyti, jog naudojant papildomus valdiklius su optimaliais proporcingumo koeficientais galima pastebimai sumažinti dažnio kritimo greitį ir minimalią vertę iki kurios krinta dažnis. Šiuo nagrinėjamu atveju minimali vertė iki kurios krinta dažnis padidėja 0,046 Hz, o dažnio kitimo greitis sumažėja 0,089 Hz/s, lyginant su atveju kai nenaudojami jokie valdikliai.

## IŠVADOS

1. Elektros sistemoje atsiradus generacijos deficitui bei mažėjant sinchroninių generatorių skaičiui, mažėja vertė iki kurios nukrenta sistemos dažnis, kol jį sustabdo pirminio dažnio reguliavimo įrenginiai.
2. Tiek sintetinės inercijos, tiek statizmo valdiklis gali sumažinti dažnio kitimo greitį, bei padidinti vertę iki kurios nukrenta dažnis.
3. Didinant sintetinės inercijos valdiklio proporcingumo koeficientą, didėja minimali vertė iki kurios krinta dažnis ir ilgėja dažnio kritimo laikas, taigi dažnio kitimo greitis mažėja. Taip pat didėja ir, dažnio atstatymo iki naujos stabilios vertės, laikas.
4. Pasiekus tam tikrą sintetinės inercijos valdiklio proporcingumo koeficiento reikšmę minimali dažnio vertė nustoja kilusi, o pats dažnis pradeda svyruoti. Ši proporcingumo koeficiento reikšmė skiriasi priklausomai nuo elektros sistemos struktūros.
5. Didinant statizmo valdiklio proporcingumo koeficientą didėja minimali vertė iki kurios krinta dažnis ir truputi mažėja laikas, kada ta minimali vertė yra pasiekama. Taip pat didėjant proporcingumo koeficientui dažnis vis vėliau nusistovi prie naujos stabilios dažnio vertės, kuri taip pat mažėja. Taigi didėjant proporcingumo koeficientui dažnio kritimo sustabdymas ir atstatymas iki naujos stabilios vertės po truputi yra pakeičiamas į tiesiog lėtesnį dažnio kritimą, nei nenaudojant valdiklio.
6. Naudojant valdiklius su optimaliais proporcingumo koeficientais ( $K_n=9$  ir  $K_p=30$ ) tyrinėjamoje sistemoje minimalią vertę iki kurios krinta dažnis galima padidinti 0,046 Hz, o dažnio kitimo greitį sumažinti 0,089 Hz/s.

## LITERATŪROS SĄRAŠAS

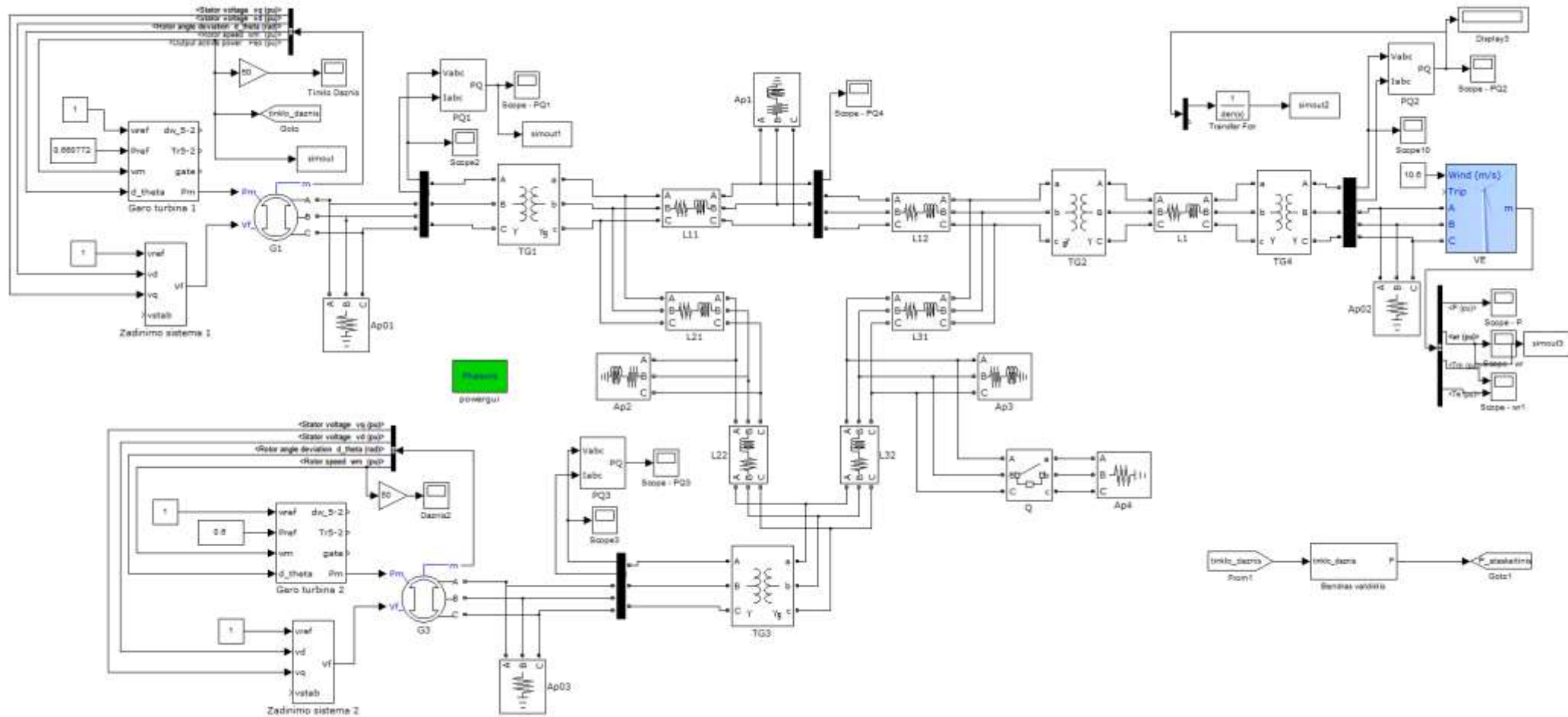
1. EWEA. Wind in power: 2015 European statistics. Techninė ataskaita, the European wind energy association; 2016.
2. Tielens, P.; Van Hertem, D. 2015. The relevance of inertia in power systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 55 (2016): 999-1009.
3. Kundur, P. *Power system stability and control*. 1994. ISBN 0-07-035958-X.
4. Knudsen, H.; Nielsen, J.N. 2005. Introduction to modeling of wind turbines, *Wind Power in Power Systems*: 525-585.
5. Ulbig, A.; Borsche, T.S.; Andersson, G. 2014. Impact of low rotational inertia on power system stability and operation, *IFAC World Congress19*: 7290-7297.
6. Ulbig, A.; Borsche, T.S.; Andersson, G. 2015. Analyzing rotational inertia, Grid topology and their role for power system stability, *IFAC-PapersOnLine* 48-30(2015): 541-547.
7. Ackermann, T. *Wind power in power systems*. 2005. ISBN 0-470-85508-8
8. Wickramasinghe, A. et al. 2016. Synchronous mode operation of DFIG based wind turbines for improvement of power system inertia, *Renewable Energy* 95(2016): 152 – 161.
9. Morren, J.; Pierik, J.; Haan, S.W.H. 2006. Inertial response of variable speed wind turbines, *Electric Power Systems Research* 76(2006): 980 – 987.
10. Dooyeon, K. et al. 2014. Virtual inertial control of a wind power plant using the frequency deviation and the maximum rate of change of frequency, *Journal of International Council on Electrical Engineering* 4(2):179 – 183.
11. Gonzalez-Longat, F. 2015. Activation schemes of synthetic inertia controller of full converter wind turbine (type 4), *Loughborough University Institutional Repository*: 1 – 5.
12. Morren, J. et al. 2006. Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control, *IEEE Transactions on Power Systems* 21(1): 433 – 434.
13. Gonzalez-Longat, F. 2012. Effects of the synthetic inertia from wind power on the total system inertia: simulation study, *2nd International symposium on Environment-Friendly Energies and Applications*: 389 – 395.
14. Seyedi, M.; Bollen M. 2013. The utilization of synthetic inertia from wind farms and its impact on existing speed governors and system performance, *Part 2 Report of Vindforsk Project V-369*: 1 – 51.
15. Licari, J.; Ekanayake, J.; Moore, I. 2013. Inertia response from full-power converter-based permanent magnet wind generators, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 1(1): 26 – 33.
16. Papadimitriou, C. N.; Vovos, N. A. 2010. Transient response improvement of microgrids exploiting the inertia of a doubly-fed induction generator (DFIG), *Energies* 2010: 1049 – 1066.
17. IEEE std 421,5 -2005. *IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies*. IEEE power engineering society. New York, 2006.
18. Stumpf, P. et al. 2015. Dynamics of DFIG controlled by rotor side converter in wind energy. *2015 5th International Youth Conference on Energy (IYCE)*:1-8
19. Pena, R.; Clare, J.C.; Asher, G.M. 1996. Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation.

*IEE Proceedings - Electric Power Applications, Volume 143, No. 3, May 1996: 231-241.*

## **PRIEDAI**

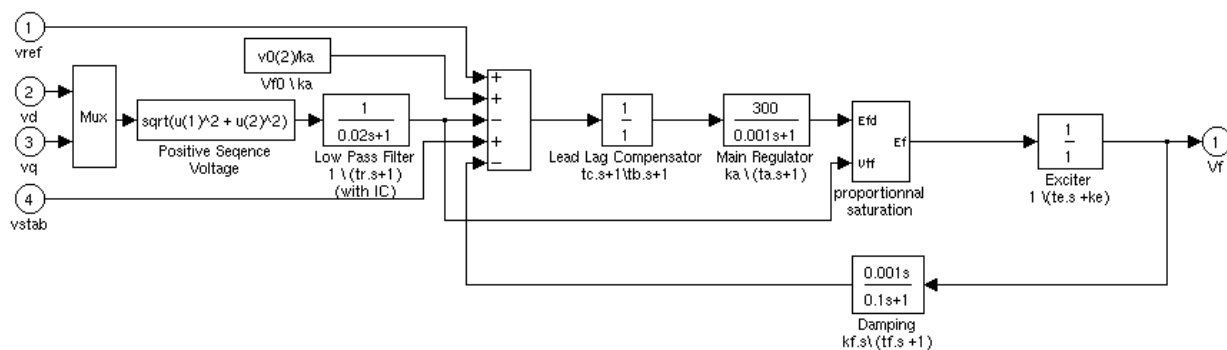


Priedas 1. Nagrinėjamos elektros sistemos modelis MATLAB Simulink erdveje



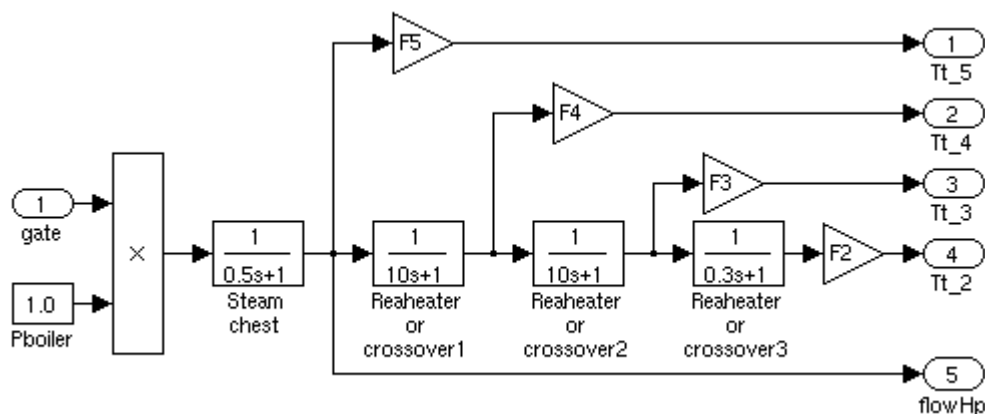
P.1 pav. Nagrinėjamos elektros sistemos modelis MATLAB Simulink erdveje

Priedas 2. Sinchroninio generatoriaus žadinimo sistemos schema MATLAB Simulink erdvėje



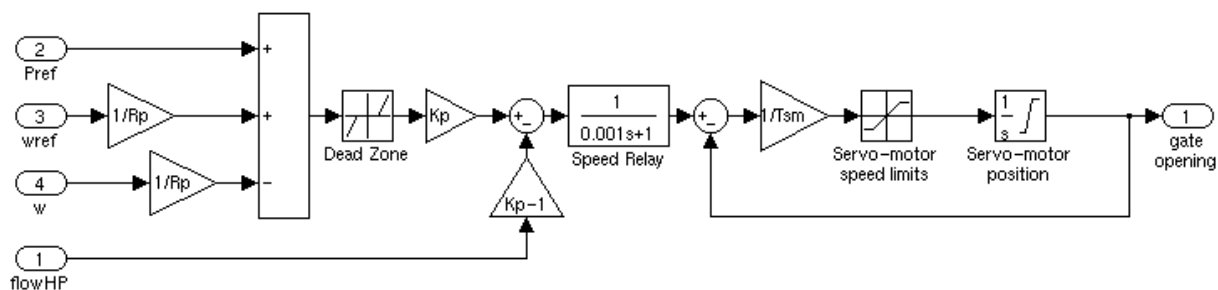
P.2 pav. Sinchroninio generatoriaus žadinimo sistemos schema MATLAB Simulink erdvėje

Priedas 3. Sinchroninio generatoriaus garo turbinos schema MATLAB Simulink erdvėje



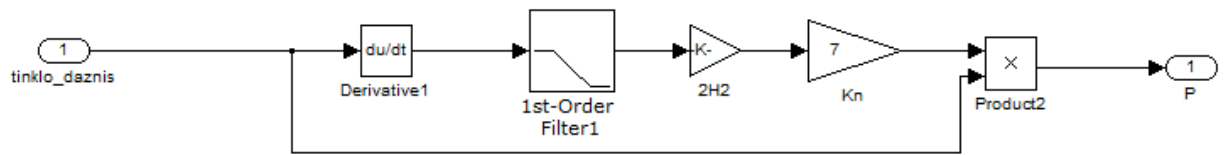
P.3 pav. Sinchroninio generatoriaus garo turbinos schema MATLAB Simulink erdvėje

Priedas 4. Sinchroninio generatoriaus garo turbinos greičio regulatoriaus schema MATLAB Simulink erdvėje



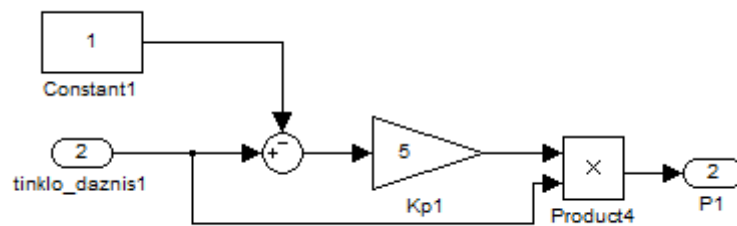
P.4 pav. Sinchroninio generatoriaus garo turbinos greičio regulatoriaus schema MATLAB Simulink erdvėje

Priedas 5. Sintetinės inercijos valdiklio schema MATLAB Simulink erdvėje



**P.5 pav.** Sintetinės inercijos valdiklio schema MATLAB Simulink erdvėje

Priedas 6. Statizmo valdiklio schema MATLAB Simulink erdvėje



**P.6 pav.** Statizmo valdiklio schema MATLAB Simulink erdvėje