



**Kauno technologijos universitetas**

Elektros ir elektronikos fakultetas

**Atsinaujinančios generacijos ir baterijų kaupimo sistemos  
integracijos įtakos tinklo stabilumui analizė PSSE programoje**

Baigiamasis magistro projektas

---

**Veinartas Rasimas**

Projekto autorius

**Doc. Roma Račkienė**

Vadovė

---

**Kaunas, 2026**



**Kauno technologijos universitetas**

Elektros ir elektronikos fakultetas

# **Atsinaujinančios generacijos ir baterijų kaupimo sistemos integracijos įtakos tinklo stabilumui analizė PSSE programoje**

Baigiamasis magistro projektas

Elektros energetikos inžinerija (6211EX010)

---

**Veinartas Rasimas**

Projekto autorius

**Doc. Roma Račkienė**

Vadovė

**Asist. Miglė Kriuglaitė**

Recenzentė

---

**Kaunas, 2026**



**Kauno technologijos universitetas**

Elektros ir elektronikos fakultetas

Veinartas Rasimas

## **Atsinaujinančios generacijos ir baterijų kaupimo sistemos integracijos įtakos tinklo stabilumui analizė PSSE programoje**

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.

Veinartas Rasimas

*Patvirtinta elektroniniu būdu*

Rasimas, Veinartas. Atsinaujinančios generacijos ir baterijų kaupimo sistemos integracijos įtakos tinklo stabilumui analizė PSSE programoje. Magistro baigiamasis projektas / vadovė doc. dr. Roma Račkienė; Kauno technologijos universitetas, Elektros ir elektronikos fakultetas.

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

Reikšminiai žodžiai: dažnis, atsinaujinanti energetika, baterijų energijos kaupimo sistema.

Kaunas, 2026. 46 p.

### **Santrauka**

Sinchroninių generatorių keitimas į keitiklių pagrindu veikiančią atsinaujinančios energijos generaciją lemia elektros sistemos inercijos mažėjimą, todėl prastėja sistemos stabilumas po trikdžių. Šiame darbe kiekybiškai įvertinta atsinaujinančios generacijos ir baterijų energijos kaupimo sistemos įtaka elektros sistemos dažnio ir įtampos stabilumui. Tyrimas atliktas modifikuotoje IEEE 9 šynų sistemoje, modeliuojant ją Siemens PTI PSSE 36 programinėje įrangoje. Suformuota 15 scenarijų matrica, kuri sudaryta iš skirtingų procentinių atsinaujinančios generacijos sistemoje dalių, baterijų energijos kaupimo sistemos dydžių ir valdymo strategijų. Visiems scenarijams taikytas vienodas trikdis – sistemos generuojamos aktyviosios galios sumažinimas 30 MW. Įvertinti šie stabilumo rodikliai: dažnio kitimo greitis, dažnio minimumas po trikdžio, nusistovėjęs dažnis, integralinė absoliuti paklaida, įtampos minimumas, įtampos kritimo gylis ir atsigavimo laikas. Nustatyta, kad esant didelei atsinaujinančios generacijos daliai be baterijų energijos kaupimo sistemos, dažnio kitimo greitis padidėja penkis kartus lyginant su baziniu scenarijumi. Taip pat nustatyta, kad baterijų energijos kaupimo sistemos statizmas yra svarbiausias sistemos atsako kokybę lemiantis parametras. Baterijų energijos kaupimo sistemos galia lemia neženklų rodiklių pokytį, tai rodo, kad pasirinkto trikdžio scenarijuje baterijų energijos kaupimo sistemos nominali galia nėra ribojantis veiksnys. Daromos išvados, kad esant mažai atsinaujinančios generacijos daliai baterijų energijos kaupimo sistema nėra būtina dažnio stabilumui užtikrinti, o esant didelei atsinaujinančios generacijos daliai statizmo valdymo strategija nėra pakankama stabilumui ženkliai pagerinti.

Rasimas, Veinartas. Analysis of Impact of Renewable Generation and Battery Energy Storage System Integration on Grid Stability Using PSSSE Software. Master's Final Degree Project / supervisor assoc. prof. dr. Roma Račkienė; Faculty of Electrical and Electronics Engineering, Kaunas University of Technology.

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

Keywords: frequency, renewable energy, battery energy storage system.

Kaunas, 2026. 46 pg.

### **Summary**

The replacement of synchronous generators with inverter-based renewable energy generation reduces the inertia of the power system, thereby deteriorating system stability following disturbances. This work quantitatively evaluates the impact of renewable generation and a battery energy storage system on the frequency and voltage stability of the power system. The study was conducted on a modified IEEE 9-bus system, modelled using Siemens PTI PSSSE 36 software. A matrix of 15 scenarios was formulated, comprising different percentage shares of renewable generation in the system, battery energy storage system capacities, and control strategies. A uniform disturbance — a reduction in the system's generated active power by 30 MW — was applied to all scenarios. The following stability indicators were evaluated: rate of change of frequency, post-disturbance frequency minimum, steady-state frequency, integral absolute error, voltage minimum, voltage dip magnitude, and recovery time. It was established that at a high share of renewable generation without a battery energy storage system, the rate of change of frequency increases fivefold compared to the baseline scenario. The droop of the battery energy storage system was identified as the parameter most significantly affecting the quality of the system response. The capacity of the battery energy storage system results in a negligible change in the indicators, demonstrating that, under the selected disturbance scenario, the nominal capacity of the battery energy storage system is not a limiting factor. It is concluded that at a low share of renewable generation, a battery energy storage system is not necessary to ensure frequency stability, whereas at a high share of renewable generation, the droop control strategy is insufficient to significantly improve stability.

## Turinys

Lentelių sąrašas.....	8
Paveikslų sąrašas .....	9
Santrumpų ir terminų sąrašas (pagal poreikį).....	10
Įvadas.....	12
1. Šiuolaikinių elektros energetikos sistemų transformacija .....	14
1.1. Lietuvos ir Baltijos šalių kontekstas .....	15
1.2. Elektros sistemos stabilumo klasifikacija.....	15
1.2.1. Rotoriaus kampo stabilumas.....	16
1.2.2. Dažnio stabilumas .....	16
1.2.3. Įtampos stabilumas .....	17
1.2.4. Keitiklių valdymu grįstas ir rezonansinis stabilumas.....	17
1.3. Atsinaujinančiosios generacijos technologijos ir integracija į tinklą .....	18
1.3.1. Vėjo elektrinės.....	18
1.3.2. Fotovoltinės elektrinės.....	19
1.3.3. Tinklą sekantys ir tinklą formuojantys inverteriai.....	19
1.3.4. Atsinaujinančių energetikos šaltinių poveikis elektros sistemos stabilumui.....	20
1.4. Baterijų kaupimo sistemos .....	21
1.4.1. Baterijų technologijos ir galios keitimo sistemos architektūra.....	21
1.4.2. Baterijų energijos kaupimo sistemų teikiamos tinklo paslaugos.....	22
1.5. Stabilumo tyrimų modeliavimo metodai .....	22
1.5.1. Modeliavimo koncepcijos ir modelių tikslumas.....	22
1.5.2. Bendrieji WECC modeliai atsinaujinančiosios energetikos šaltiniams.....	23
1.5.3. Baterijų energijos kaupimo sistemų dinaminiai modeliai .....	23
1.6. PSSE, kaip modeliavimo aplinka .....	23
1.7. Reguliacinė aplinka ir tinklo kodeksai .....	24
1.8. Atvejų studijos ir palyginami tyrimai.....	25
2. Tyrimo metodologinė dalis.....	26
2.1. Tyrimo schema ir jos elementai .....	26
2.2. Sistemos modifikacijos atsinaujinančiosios generacijos integracijai .....	27
2.3. Generatorių dinaminiai modeliai .....	28
2.3.1. Sinchroninio generatoriaus modeliai .....	28
2.3.2. Atsinaujinančių šaltinių keitiklių modeliai.....	29
2.3.3. Baterijų energijos kaupimo sistemos modeliai.....	29
2.4. Scenarijų matrica .....	29
2.5. Trikdžiai ir simuliacijos parametrai.....	30
2.6. Stabilumo rodikliai .....	31
2.6.1. Dažnio stabilumo rodikliai .....	31
2.6.2. Įtampos stabilumo rodikliai.....	32
2.7. Atitikties kriterijai .....	32
2.8. Modeliavimo aplinka ir programinė įranga .....	32
3. Tyrimų rezultatų dalis.....	34
3.1. Atsinaujinančiosios generacijos įtaka tinklui .....	34
3.2. BEKS statizmo valdymo įtaka.....	35
3.3. BEKS galios dydžio įtaka.....	37

3.4. BEKS poveikis esant 33 % atsinaujinančios generacijos daliai .....	38
3.5. Visų scenarijų suvestinė ir palyginimas .....	39
3.6. Įtampos stabilumo analizė .....	40
Išvados .....	41
Literatūros sąrašas .....	42

## Lentelių sąrašas

<b>1 lentelė.</b> IEEE 9 sistemos šynų aprašymas .....	27
<b>2 lentelė.</b> Generatorių nominalios galios.....	27
<b>3 lentelė.</b> Sistemos apkrovos .....	27
<b>4 lentelė.</b> Atsinaujinančiosios generacijos penetracijos lygiai ir generatorių pakeitimai .....	28
<b>5 lentelė.</b> Sinchroninio generatoriaus dinaminiai modeliai.....	29
<b>6 lentelė.</b> Saulės ir vėjo elektrinių dinaminiai modeliai .....	29
<b>7 lentelė.</b> Baterijų energijos kaupimo sistemos dinaminiai modeliai.....	29
<b>8 lentelė.</b> Scenarijų matrica .....	30
<b>9 lentelė.</b> PSSE simuliacijos parametrai.....	31
<b>10 lentelė.</b> Atitikties kriterijų lentelė.....	32
<b>11 lentelė.</b> Atsinaujinančios generacijos įtakos rodikliai .....	34
<b>12 lentelė.</b> BEKS valdymo strategijos įtaka.....	36
<b>13 lentelė.</b> BEKS dydžio įtaka .....	37
<b>14 lentelė.</b> BEKS poveikis esant 33 % atsinaujinančios generacijos daliai .....	38
<b>15 lentelė.</b> Visų scenarijų stabilumo rodiklių suvestinė.....	39

## Paveikslų sąrašas

<b>1 pav.</b>	Pasaulinė atsinaujinančių šaltinių instaliuotos galios augimo tendencija (2010-2050) [1] ...	14
<b>2 pav.</b>	Išplėsta elektros sistemos stabilumo klasifikacija [9] .....	15
<b>3 pav.</b>	Tipinis sistemos dažnio atsakas po generatoriaus atsijungimo [43] .....	17
<b>4 pav.</b>	Trečio tipo vėjo turbinos blokinė schema [15].....	18
<b>5 pav.</b>	Ketvirto tipo vėjo turbinos blokinė schema [15].....	19
<b>6 pav.</b>	Tinklą sekančio inverterio (a) ir tinklą formuojančio inverterio (b) veikimo principų schemas [19] .....	20
<b>7 pav.</b>	Baterijų kaupimo sistemos architektūros schema [26].....	21
<b>8 pav.</b>	Elektros energijos gamybos modulio atsparumo trikdžiams profilis .....	24
<b>9 pav.</b>	Tiriamoji IEEE 9 šynų sistema prieš modifikacijas .....	26
<b>10 pav.</b>	Modifikuota tiriamoji IEEE 9 šynų sistema .....	28
<b>11 pav.</b>	Sistemos dažnio atsakas į generacijos sumažėjimą.....	34
<b>12 pav.</b>	BEKS statizmo įtaka sistemos dažnio atsakui, 25 MW BEKS, 67 % AE .....	35
<b>13 pav.</b>	BEKS aktyvios galios atsakas su skirtingais statizmais, 25 MW BEKS, 67 % AE.....	36
<b>14 pav.</b>	BEKS dydžio įtaka sistemos dažnio atsakui, 5 % statizmas, 67 % AE .....	37
<b>15 pav.</b>	BEKS įtaka sistemos dažnio atsakui, 33 % AE .....	38
<b>16 pav.</b>	Dažnio kitimo greičio maksimumai visuose tirtuose scenarijuose .....	39
<b>17 pav.</b>	Dažnio minimumas po trikdžio visuose tirtuose scenarijuose .....	39
<b>18 pav.</b>	Įtampos atsakas penktoje šynoje, 67 % AE.....	40

## Santrumpų ir terminų sąrašas (pagal poreikį)

Santrumpos:

PSSE – Power System Simulator for Engineering;

BEKS – Baterijų energijos kaupimo sistema;

ENTSO-E – Europos elektros perdavimo sistemų operatorių tinklas (angl. European Network of Transmission System Operators for Electricity);

PTO – Perdavimo sistemos operatorius;

ACER – Energetikos reguliavimo institucijų bendradarbiavimo agentūra (angl. Agency for the Cooperation of Energy Regulators);

RoCoF – Dažnio kitimos greitis (angl. Rate of Change of Frequency);

FFR – Greitas dažnio atsakas (angl. Fast Frequency Response);

FSM – Dažnio jautrumo režimas (angl. Frequency Sensitive Mode);

LFSM-O/U – Ribotas dažniui jautrus režimas esant per dideliam / per mažam dažniui (angl. Limited Frequency Sensitive Mode - Over/Underfrequency);

LVRT/HVRT – Gebėjimas išlikti prijungtam prie tinklo esant žemai / aukštai įtampai (angl. Low/High Voltage Ride Through);

FRT – Gedimo praleidimo geba (angl. Fault Ride Through);

HVDC – Aukštos įtampos nuolatinė srovė (angl. High Voltage Direct Current);

AVR – Automatinis įtampos reguliatorius (angl. Automatic Voltage Regulator);

PLL – Fazės sinchronizavimo kilpa (angl. Phase-Locked Loop);

PWM – Impulsų pločio moduliatorius (angl. Pulse Width Modulation);

DFIG – Dvigubai maitinamas asinchroninis generatorius (angl. Doubly-Fed Induction Generator);

PMSG – Nuolatinių magnetų sinchroninis generatorius (angl. Permanent Magnet Synchronous Generator);

SCR – Trumpojo jungimo santykis (angl. Short Circuit Ratio);

SSR – Subsynchroninis rezonansas (angl. Subsynchronous Resonance);

SSCI – Subsynchroninės valdymo sąveikos (angl. Subsynchronous Control Interactions);

MPPT – Maksimalaus galios taško sekimas (angl. Maximum Power Point Tracking);

PCS – Galios keitimo sistema (angl. Power Conversion System);

BMS – Baterijos valdymo sistema (angl. Battery Management System);

SOC – Įkrovos lygis (angl. State of Charge);

LFP – Ličio geležies jonų (angl. Lithium Iron Phosphate);

NMC – Nikelio mangano kobaltas (angl. Nickel Manganese Cobalt);

VSM – Virtuali sinchroninė mašina (angl. Virtual Synchronous Machine);

EMT – Elektromagnetinis pereinamasis procesas (angl. Electromagnetic Transient);

RMS – Vidutinė kvadratinė reikšmė/efektinė vertė (angl. Root Mean Square);

WECC – Vakarų elektros koordinavimo taryba (angl. Western Electricity Coordinating Council);

REGC/REEC/REPC – Atsinaujinančios energijos generatoriaus – keitiklio/elektrinio valdymo/elektrinės valdiklis (angl. Renewable Energy Generator-Converter/Electrical Controls/Plant Controller);

NC RfG – Tinklo kodo reikalavimai generatoriams (angl. Network Code on Requirements for Generators);

DCC – Apkrovų prijungimo prie elektros tinklo kodas (angl. Demand Connection Code);

NC HVDC – Tinklo kodo reikalavimai aukštos įtampos nuolatinės srovės jungčių reikalavimai (angl. Network Code on HVDC Connections);

CIGRE – Tarptautinė didžiųjų elektros tinklų taryba (angl. Conseil International des Grands Réseaux Électriques);

IEEE – Elektros ir elektronikos inžinierių institutas (angl. Institute of Electrical and Electronics Engineers);

IEC – Tarptautinė elektrotechnikos komisija (angl. International Electrotechnical Commission);

IEA – Tarptautinė energetikos agentūra (angl. International Energy Agency);

IRENA – Tarptautinė atsinaujinančios energijos agentūra (angl. International Renewable Energy Agency);

EPRI – Elektros energetikos tyrimų institutas (angl. Electric Power Research Institute);

NERC – Šiaurės Amerikos elektros sistemos patikimumo korporacija (angl. North American Electric Reliability Corporation);

ERCOT – Teksaso elektros sistemos patikimumo taryba (angl. Electric Reliability Council of Texas);

AEMO – Australijos energijos rinkos operatorius (angl. Australian Energy Market Operator);

LCL – Induktoriaus – kondensatoriaus – induktoriaus filtras (angl. Inductor-Capacitor-Inductor);

DC/AC – Nuolatinė srovė/kintama srovė (angl. Direct Current / Alternating Current);

DLL – Dinaminė jungimo biblioteka (angl. Dynamic Link Library);

MW/GW - megavatas/gigavatas;

CBEST – Senas BEKS modelis PSSE;

EEGM – Elektros energijos gamybos modulis.

Terminai:

**Laužtuvo apsauga** – (angl. Crowbar) dvigubai maitinamo asinchroninio generatoriaus apsauga skirta apsaugoti keitiklį nuo per didelių srovių ar įtampų.

## Įvadas

Pasaulinė elektros energetikos sistema išgyvena struktūrinę transformaciją, nulemtą klimato kaitos švelninimo politikos, technologinės pažangos atsinaujinančiųjų energijos išteklių srityje bei energetinio saugumo siekių. Europos Sąjungos žaliojo kurso ir REPowerEU plano įgyvendinimas numato, kad iki 2030 m. atsinaujinantys ištekliai turi sudaryti ne mažiau kaip 42,5 proc. galutinės energijos suvartojimo, o elektros energetikos sektoriuje šis rodiklis turi būti dar aukštesnis [50][51].

2025 m. vasario 9 d. Lietuva kartu su Latvija ir Estija užbaigė strateginės svarbos sinchronizacijos su kontinentinės Europos sinchronine zona projektą, atsijungdama nuo IPS/UPS sistemos. Šis perėjimas iš esmės pakeitė Lietuvos elektros sistemos stabilumo analizės pagrindus. Pasikeitė rezervavimo ir balansavimo paslaugų struktūra, o dinaminis sistemos elgesys dabar priklauso nuo jungčių su Lenkija. Tuo pačiu metu šalyje sparčiai auga sausumos vėjo ir saulės fotovoltinių elektrinių galia, o 2022 m. paleista 200 MW „Energy Cells“ baterijų kaupimo sistema yra didžiausia tokio pobūdžio sistema Baltijos regione [8].

Didėjanti atsinaujinančios generacijos dalis keičia elektros sistemų dinaminį elgesį. Sinchroninių generatorių pakeitimas keitiklių pagrindu veikiančiomis elektrinėmis sumažina sistemos mechaninę inerciją – dėl to po generacijos praradimo ar didelio trikdžio padidėja dažnio kitimo greitis, keičiasi įtampos atsistatymo po trikdžio dinamika. Šie pokyčiai reikalauja naujos kartos valdymo priemonių, tarp kurių baterijų kaupimo sistemos išsiskiria dėl greito atsako, dvikrypčio galios srauto bei gebėjimo teikti sintetinę inerciją ir kitas pagalbines tinklo paslaugas.

Profesionalios modeliavimo priemonės yra būtinos kiekybiniam tokių integracijos poveikių įvertinimui. PSSE yra de facto pramonės standartas perdavimo lygmens stabilumo tyrimams, naudojamas tiek Lietuvos perdavimo sistemos operatoriaus AB „Litgrid“, tiek daugelio kitų Europos operatorių. Programoje realizuoti bendrieji modeliai užtikrina suderinamą ir validuotą atsinaujinančiųjų šaltinių ir BEKS dinaminį atvaizdavimą.

Tyrimai, kuriuose skirtingos BEKS valdymo strategijos būtų lyginamos vienoje modeliavimo aplinkoje naudojant pramonės standartinius modelius, yra reti, o kiekybiniai nurodymai BEKS galios ir energijos talpos parinkimui pagal atsinaujinančių šaltinių penetracijos lygį dar tebeplėtojami. Ši spraga nustato pagrindinį šio darbo tyrimo klausimą: kiek ir kokiomis sąlygomis baterijų kaupimo sistemos integracija pagerina elektros tinklo stabilumą, esant didelei atsinaujinančios generacijos daliai.

**Darbo tikslas** – ištirti atsinaujinančios generacijos ir baterijų energijos kaupimo sistemos integracijos įtaką tinklo stabilumui.

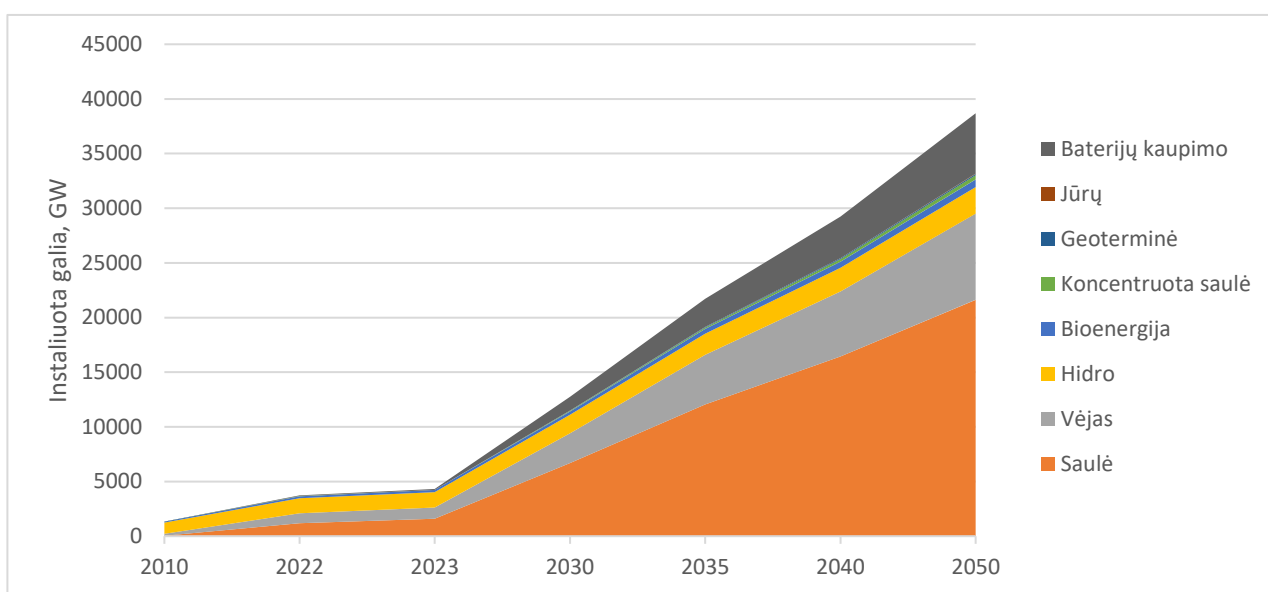
### **Darbo uždaviniai:**

1. Išanalizuoti mokslinę literatūrą apie atsinaujinančios energijos šaltinių integraciją, baterijų kaupimo sistemų technologijas, elektros sistemos stabilumo klasifikaciją ir šiuolaikinius modeliavimo metodus.
2. Išanalizuoti vėjo elektrinės, saulės fotovoltinės elektrinės ir baterijų kaupimo sistemos matematinius modelius PSSE programoje.
3. Sukurti elektros perdavimo tinklo bandomąjį modelį.

4. Atlikti dinaminės analizės tyrimus esant mažai atsinaujinančių šaltinių generacijos daliai ir BEKS konfigūracijų scenarijams.
5. Atlikti dinaminės analizės tyrimus esant didelei atsinaujinančių šaltinių generacijos daliai ir BEKS konfigūracijų scenarijams.

## 1. Šiuolaikinių elektros energetikos sistemų transformacija

Pasaulinė elektros energetikos sistema išgyvena struktūrinę transformaciją, kurios mastas ir greitis yra be precedento. Per pastarąjį dešimtmetį kintančių atsinaujinančių energijos šaltinių – pirmiausia sausumos ir jūrinio vėjo elektrinių bei komercinių fotovoltinių elektrinių – dalis iš nereikšmingo įnašo išaugo iki dominuojančios jėgos, formuojančios perdavimo tinklų planavimą ir eksploatavimą visame pasaulyje. Tarptautinės energetikos agentūros duomenimis, pasaulinė atsinaujinančiosios elektros energijos galia iki 2030 metų turėtų daugiau nei padvigubėti ir vien saulės elektrinių generuojama galia turėtų sudaryti apie 80 % šio prieaugio. Tarptautinės atsinaujinančių išteklių agentūros (IRENA) ataskaita rodo, kad 2023 metų pridėta daugiau kaip 500 GW atsinaujinančiosios galios – tai rekordiniai metai, paskatinti sparčių saulės elektrinių diegimų Kinijoje, Europos Sąjungoje ir Jungtinėse Amerikos Valstijose. Tokie duomenys atspindi platesnį politinį sutarimą, įtvirtintą Europos Žaliajame kurse, REPowerEU plane ir Paryžiaus susitarime, kad elektros energetikos sektorius iki 2050 metų turėtų būti beveik visiškai dekarbonizuotas [1][2].



1 pav. Pasaulinė atsinaujinančių šaltinių instaliuotos galios augimo tendencija (2010-2050) [1]

Ši transformacija vyksta keisdama fizinių elektros energetikos sistemų pobūdį. Konvencinė generacija, grįsta didelėmis sinchroninėmis mašinomis, sujungtomis su garo, dujinių ar hidroturbinų, teikia paslaugas, kurios tradiciškai buvo priimamos savaime: sistemos inercijos palaikymą, trumpųjų jungimų galios palaikymą, reaktyviosios galios valdymą, elektromechaninių švytavimų slopinimą. Vėjo ir saulės elektrinės prie elektros tinklo jungiamos per galios keitiklius, kurių veikimą lemia valdymo algoritmai. Sinchroninių mašinų pakeitimas į keitiklius naudojančią generaciją atsieja sistemos elektromechaninio dažnio dinamiką nuo jos generatorių elektromagnetinių procesų, tokiu būdu sukuriant naujas dinaminių reiškinių klases, kurios anksčiau buvo nebūdingos arba nereikšmingos [3].

Inercija, ilgai laikoma nemokamu generacijos šalutiniu produktu, sistemoje, kurioje didėja keitiklių pagrindu veikiančių generatorių dalis, tampa ekonomiškai brangstančiu, bet eksploatacijai reikalingu resursu. Kinetinė energija, kaupiama sukamosiose generatorių masėse yra nedidelė todėl net mažos įprastinių elektrinių dalies pakeitimas į keitiklių pagrindu veikiančius generatorius pastebimai padidina dažnio kitimo greitį po stambaus generatoriaus atsijungimo [4][5][6].

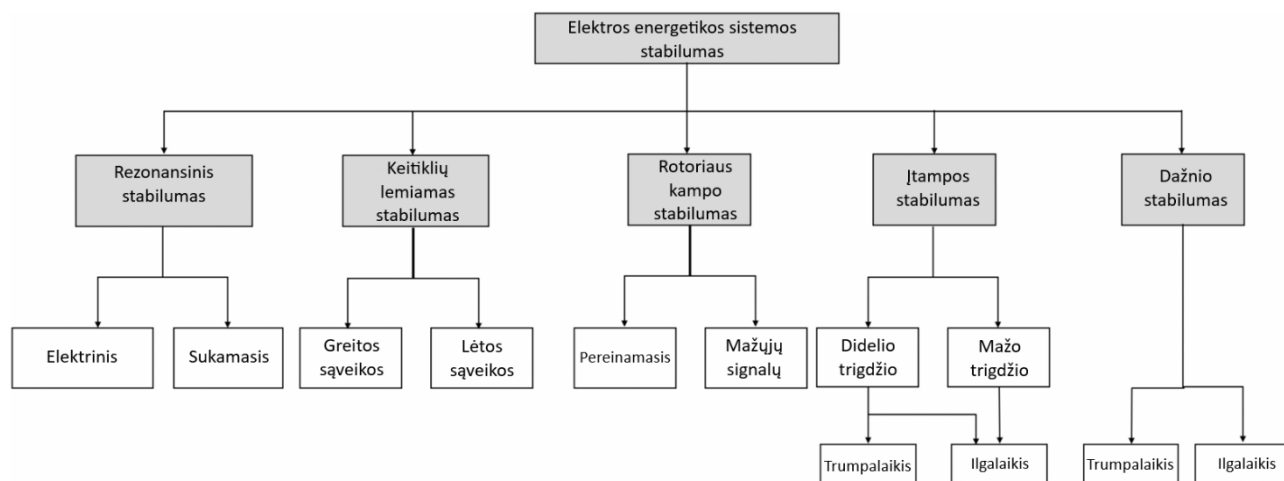
Kita iššūkių kategorija, be inercijos mažėjimo, yra susijusi su kintančia ir sudėtingiau prognozuojama generacija, priklausančia nuo oro sąlygų. Skirtingai nei šiluminė elektrinė, kurios gamyba gali būti su dideliu tikslumu planuojama dieną į priekį, vėjo ar saulės elektrinių generacija priklauso nuo meteorologinių sąlygų kitimo, kurias prognozuoti net ir taikant šiuolaikinius skaitmeninius orų prognozavimo metodus sukelia 5-15 % paklaidas. Šių paklaidų sukurtą disbalansą sistema turi sugerti savo lanksčiai valdomais generacijos ištekliais, tarpsteminėmis jungtimis ir populiarėjančiais energijos kaupikliais. Bendras mažos inercijos ir didelio nepastovumo poveikis yra toks, kad perdavimo sistemos eksploatacinės ribos sumažėja, o bet kokio sutrikimo pasekmės tampa sunkesnės.

### 1.1. Lietuvos ir Baltijos šalių kontekstas

2025 m. vasario 8 d. Baltijos šalys visam laikui atsijungė nuo IPS/UPS sistemos. 2025 m. vasario 9 d., po veikimo izoliuotame režime, kurio metu atlikti dažnio, įtampos ir sistemos atsparumo bandymai, Baltijos šalys buvo sinchronizuotos su kontinentinės Europos sinchronine zona per Lietuvos-Lenkijos jungtį. Bandomasis sinchroninis darbas truko iki 2025 m. lapkričio pabaigos, kai ENTSO-E patvirtino nuolatinį sinchroninį darbą ir formaliai prijungė tris Baltijos šalių perdavimo sistemų operatorius prie kontinentinės Europos regiono grupės. Šis istorinis perėjimas pakeičia Lietuvoje atliekamų stabilumo tyrimų kraštutines sąlygas. Sinchroninė zona dabar yra apie 400 GW galios ir Lietuvos sistemos dinaminis elgesys priklauso nuo elektros linijos su Lenkija, o per ją su likusia kontinentine Europa [7][8].

Lietuvos nacionalinė energetinės nepriklausomybės strategija numato, kad atsinaujinantieji šaltiniai iki 2050 m. turi patenkinti 100 % šalies elektros energijos poreikio. Lietuvos perdavimo sistemos operatorius Valstybinė energetikos reguliavimo taryba VERT Lietuvos elektros energetikos sistemos patikimumo ataskaitą, kurioje nurodomas papildomo lankstumo poreikis [52].

### 1.2. Elektros sistemos stabilumo klasifikacija



2 pav. Išplėsta elektros sistemos stabilumo klasifikacija [9]

Šiame darbe taikoma IEEE/CIGRÉ darbo grupės pasiūlyta stabilumo terminų ir apibrėžimų klasifikacija, siekiant tinkamai įvertinti keitikliais grįžtos generacijos dinamiką. Kartu su IEEE technine ataskaita PES-TR77 apie stabilumo apibrėžimų ir dinaminio elgesio charakterizavimą sistemose su didele galios keitiklių pagrindu veikiančių technologijų dalimi [9][10][11].

Pirminė 2004 m. klasifikacija išskyrė tris pagrindines stabilumo kategorijas: rotoriaus kampo stabilumo, įtampos stabilumo ir dažnio stabilumo. Kiekviena kategorija dar buvo suskirstyta pagal sutrikimo dydį ir atitinkamus laiko mastelius. Rotoriaus kampo stabilumas skirstomas į mažųjų sutrikimų (arba mažųjų signalų) stabilumą, susijusį su elektromechaninių svyravimų slopinimu, ir didelio trikdžio (pereinamojo proceso) stabilumą, susijusį su sinchroninių mašinų gebėjimu išlaikyti sinchronizmą po smarkių trumpojo jungimo trikdžių. Įtampos stabilumas buvo suskirstytas į trumpalaikius ir ilgalaikius reiškinius, kuriuos pirmiausia skiria dalyvaujančių įrenginių laiko konstantos, o dažnio stabilumas nusakė sistemos gebėjimą išlaikyti priimtina dažnį po reikšmingo generacijos ir apkrovos disbalanso [12].

Vėlesnė 2021 m. versija pridėjo dvi naujas klases, pripažindama, kad trys klasikinės kategorijos tapo nepakankamos. Pirmoji – rezonansinio stabilumo klasė – apima tokius reiškinius, kaip subsinchroninis rezonansas (SSR) ir subsinchroninės valdymo sąveikos (SSCI), kurios tapo vis dažniau pasitaikančiomis atsirandant daugiau vėjo elektrinių. Antroji – keitiklių valdymu grįsto stabilumo klasė – buvo įvesta aprašyti greitų ir lėtų sąveikų nestabilumus, būdingus sistemose, kur keitikliai sudaro didžiąją dalį. Greitos sąveikos keitiklių valdymu grįstas stabilumas apima reiškinius, vykstančius dažnių diapazone nuo kelių hercų iki kelių šimtų hercų. Šiuos reiškinius lemia vidinių srovės kontūrų, fazinės sinchronizacijos kilpos (angl. PLL), išorinių įtampos kontūrų ir pasyvių tinklų sąveikos. Lėtosios keitiklių valdymu grįsto stabilumo sąveikos nagrinėja žemo dažnio reiškinius, vykstančius žemiau pagrindinio tinklo dažnio, įskaitant elektrinių lygio valdiklių veikimą, prijungimo taško įtampos reguliavimą ir sąveiką su silpnu elektros tinklu.

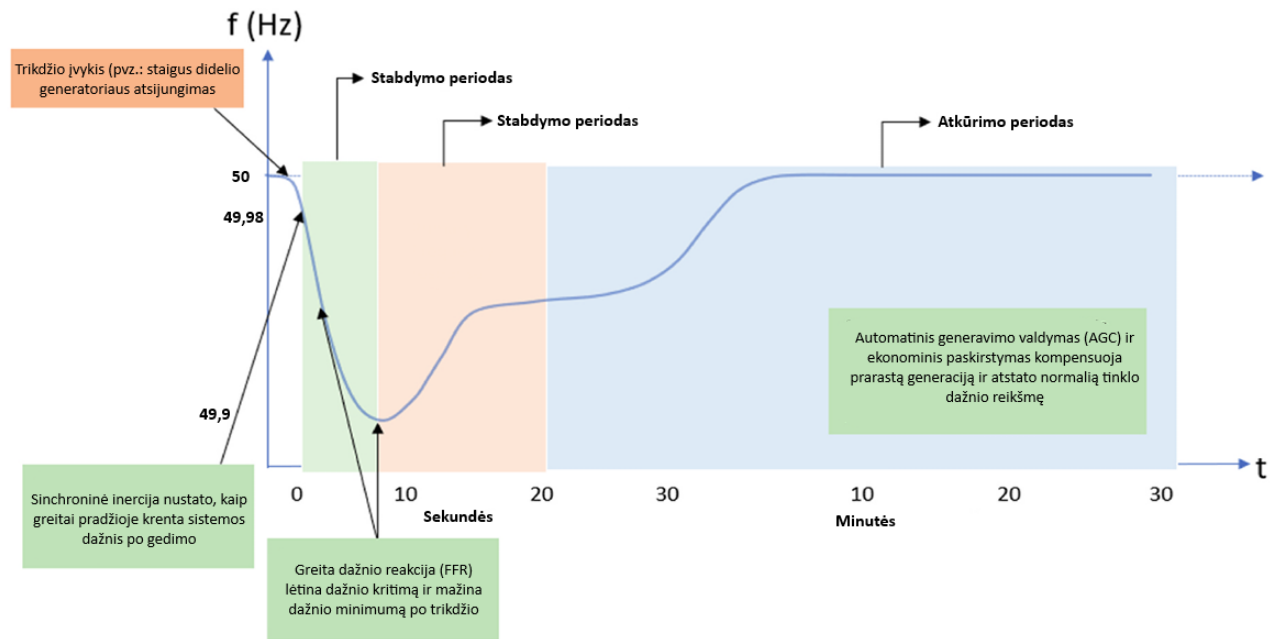
### **1.2.1. Rotoriaus kampo stabilumas**

Rotoriaus kampo stabilumas nurodo sujungtų sinchroninių mašinų gebėjimą išlaikyti sinchronizmą po trikdžio. Lygių plotų kriterijus, išvestas klasikiniame dviejų mašinų modelyje, siūlo intuityvų geometrinį pereinamojo stabilumo interpretavimą. Daugiašalėms sistemoms mažųjų signalų stabilumas vertinamas linearizuojant diferencialines-algebrines lygtis apie darbinį tašką ir apskaičiuojant gaunamos būsenos matricos tikrines reikšmes. Elektromechaniniai modai paprastai pasireiškia 0,1-2 Hz diapazone ir skirstomi į vietinius (viena mašina prieš likusią sistemą), tarpreiginius (viena mašinų grupė svyruoja prieš kitą) arba valdymo modos svyravimus. Slopinimo koeficientai, žemesni už 5 %, paprastai laikomi blogais [13].

Plataus masto sinchroninių mašinų keitimas į keitiklių pagrindu veikiančią generaciją veikia tiek mažųjų signalų, tiek pereinamojo rotoriaus kampo stabilumus.

### **1.2.2. Dažnio stabilumas**

Dažnio stabilumas yra elektros sistemos gebėjimas išlaikyti stabilų dažnį po rimto sistemos trikdžio, nulėmusio reikšmingą generacijos ir apkrovos disbalansą. Dažnio kitimo greitis (RoCoF) sutrikimo momentu atvirkščiai proporcingas inercijai, vėlesnis dažnio apatinis ekstremumas priklauso nuo pirminio dažnio valdymo (reguliatorių) reakcijos ir nuo bet kokių greito dažnio atsako (FFR) keitiklių pagrindu veikiančių resursų.



3 pav. Tipinis sistemos dažnio atsakas po generatoriaus atsijungimo [43]

### 1.2.3. Įtampos stabilumas

Įtampos stabilumas rodo sistemos gebėjimą išlaikyti stabilias įtampas visuose mazguose po trikdžio. Trumpalaikis įtampos stabilumas apima kelių sekundžių laiko mastelį, kurį stipriai veikia asinchroninių variklių apkrovos, sinchroninių mašinų žadinimo sistemos, HVDC jungtys ir keitiklių pagrindu veikiančių generatorių gebėjimas „pakelti“ trikdžio įtampas. Ilgalaikis įtampos stabilumas, veikiantis nuo dešimčių sekundžių iki minučių laiko skaleje, apima apkrovos keitiklius, reaktyviojo žadinimo ribotuvus ir termostatiškai kontroliuojamas apkrovas. Klasikinė analizinės priemonės  $P-U$  kreivė vaizduoja ryšį tarp aktyviosios galios ir įtampos kritimo mazge, o kreivės viršūnė nurodo apkrovos ribą, už kurios įvyksta įtampos kritimas.

Keitiklių pagrindu veikiančių išteklių integracija pakeitė įtampos stabilumo vaizdą keliais būdais. Pirma, keitiklių tiekiamą trumpojo jungimo srovę paprastai apribota 1,1–1,5 santykinio vieneto, o sinchroninės mašinos tiekia 5–7 santykinio vieneto. Dėl šių priešasčių efektyvus tinklo stiprumo koeficientas (SCR) mazguose, prie kurių prijungiami dideli atsinaujinantys šaltiniai, gali stipriai sumažėti. Antra, šiuolaikiniai tinklo kodeksai reikalauja, kad atsinaujinančios energijos elektrinės tiekų reaktyviąją srovę per žemos įtampos metu, tai naudinga įtampos atkūrimui, tačiau įveda naujas dinamines sąveikas. Trečia, trikdžių sukelti uždelsti įtampos atsistatymai (angl. fault-induced delayed voltage recovery) tapo vis dažniau pasireiškiančiu reiškiniu, ypač daug vienfazių oro kondicionavimo apkrovų turinčiose sistemose. Baterijų kaupimo sistemų vaidmuo teikiant dinaminę reaktyviąją galią palaiko ir gerina įtampos atsistatymą po trikdžio.

### 1.2.4. Keitiklių valdymu grįstas ir rezonansinis stabilumas

Subsinchroninės valdymo sąveikos tarp 3 tipo vėjo turbinų ir nuosekliųjų kompensacinių perdavimo linijų smarkiai pažeidė vėjo turbinų įrangą 2009 m. spalio ERCOT įvykyje, panašūs įvykiai užfiksuoti Kinijoje ir Australijoje. Greitos sąveikos keitiklių valdymu grįsti nestabilumai stebimi 20–100 Hz dažniuose ir dažnai apima sekančių keitiklių PLL veikimą silpnuose tinkluose [11][14].

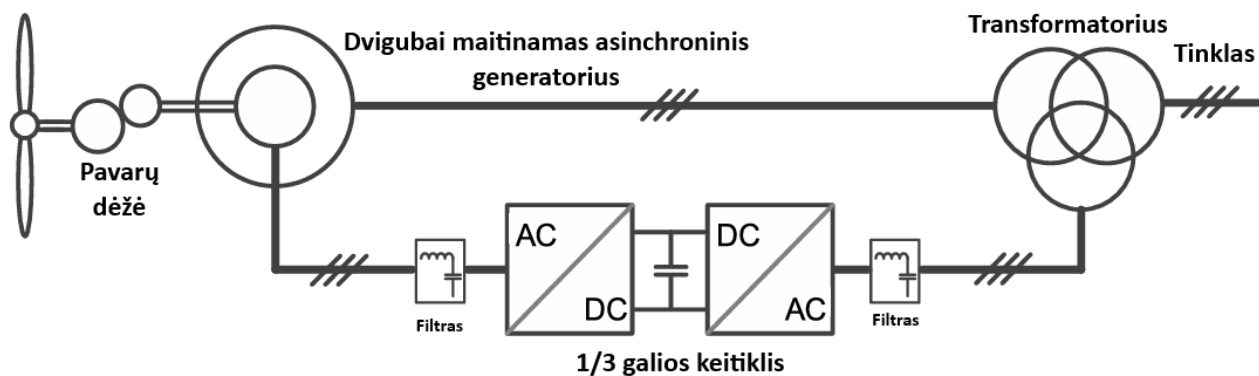
### 1.3. Atsinaujinančiosios generacijos technologijos ir integracija į tinklą

Šiuolaikinė komercinė atsinaujinančiosios energijos generacija yra įgyvendinama keitiklių topologijų ribotu kiekiu, jų dinaminis veikimas yra gerai išsiaiškintas. Šiame skyriuje apžvelgiamos pagrindinės technologijos – 3 ir 4 tipo vėjo turbinos, komercinės fotovoltinės saulės elektrinės ir sparčiai besivystanti tinklą formuojančių keitiklių technologija.

#### 1.3.1. Vėjo elektrinės

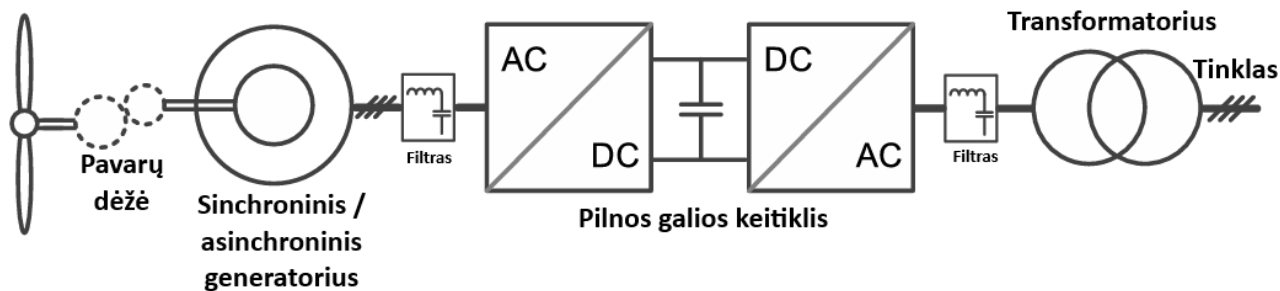
Vėjo turbino pagal galios elektronikos keitiklio darbo apimtį įprastai skirstomos į keturis tipus. Pirmo ir antro tipo turbino naudoja trumpai sujungto arba apvynioto rotoriaus asinchroninius generatorius, tiesiogiai sujungtus su tinklu, turinčius ribotą greičio diapazoną ir beveik jokio trikdžio įtampų pakėlimo. Nors dar randamos senesnėse vėjo elektrinėse, šios konfigūracijos retos naujai statomose vėjo elektrinėse. Trečio tipo turbino, pagrįstos dvigubai maitinamu asinchroniniu generatoriumi (angl. DFIG), dominavo rinkoje iki 2010-ųjų vidurio ir išlieka reikšminga dalimi. Ketvirtos tipo turbino, naudojančios pilno masto keitiklį tarp generatoriaus ir tinklo, tapo standartu naujai diegiamose elektrinėse, ypač jūrinio vėjo elektrinių parkuose, kuriuose generatorius paprastai būna tiesiogiai sukamas nuolatinių magnetų sinchroninių generatorių [15][16].

Pagrindiniame DFIG modeliavimo ir valdymo principu yra naudojama vektorinė valdymo schema su vienas prie kito stovinčiais PWM keitikliais. Esminis DFIG privalumas – kad tik apie 25-30 % nominalios galios teka per rotoriaus pusės keitiklį, tai paaiškina jo komercinį pasisekimą, bet kartu ir jo apribojimus. Statorius tiesiogiai sujungtas su tinklu ir todėl yra lengvai paveikiamas tinklo trikdžių. Dėl šios priežasties pradėtas plataus masto tyrimas dėl žemos įtampos pakėlimo (LVRT) strategijų, tokių kaip laužtuvo apsauga (angl. crowbar) ir rotoriaus srovių aktyvusis slopinimas [16].



4 pav. Trečio tipo vėjo turbino blokinė schema [15]

4 tipo pilno keitiklio turbino elektriškai atskiria generatorių nuo tinklo, todėl jų dinamines reakcijas beveik visiškai lemia tinklo pusės keitiklio valdikliai. Tai suteikia daugiau lankstumo ir nuspėjamesnį trikdžių poveikį, tačiau pašalina nedidelį inercijos kiekį, kurį DFIG gali suteikti per rotoriaus kinetinės energijos ryšį [17].



5 pav. Ketvirto tipo vėjo turbino blokinė schema [15]

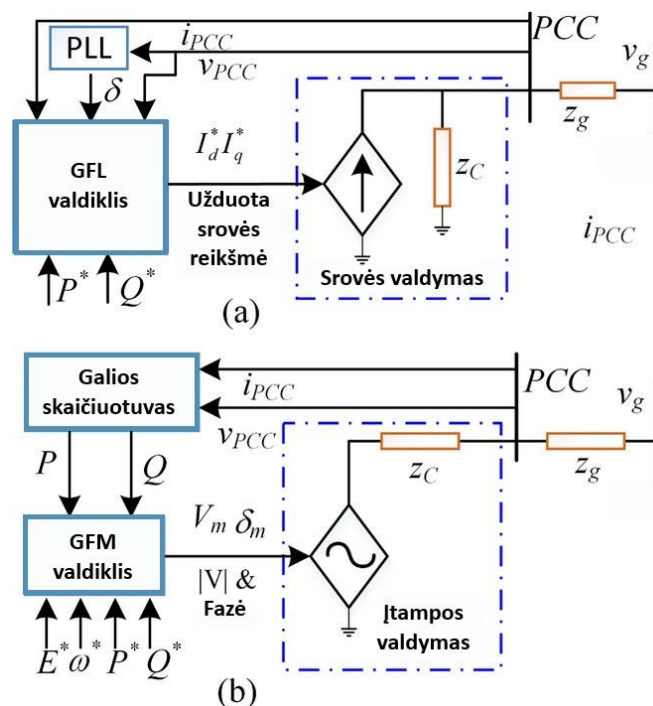
### 1.3.2. Fotovoltinės elektrinės

Komercinės fotovoltinės elektrinės susideda iš fotovoltinių modulių, sugrupuotų į eiles ir masyvus, centrinių arba eilinių inverterių prie vidutinės įtampos sistemos. Elektrinės prijungiamos per pakeliamąjį transformatorių prie skirstymo arba perdavimo tinklo. Iš dinaminio požiūrio, fotovoltinė elektrinė tinklui atrodo kaip valdomos srovės šaltinis, kurio aktyvioji galia nulemta turimos saulės apšvietos maksimalaus galios taško sekimo (MPPT) algoritmo, o reaktyvioji galia nulemta elektrinės valdiklio veikimo, nustatančio keitiklių srovės bazines reikšmes. Valdymo architektūra paprastai laikosi hierarchinės struktūros: vidinių srovės valdymo kontūrų  $dq$  koordinacių sistemoje, išorinių aktyviosios ir reaktyviosios galios kontūrų ir visos elektrinės lygio valdiklio, reguliuojančio įtampą arba reaktyviąją galią ties pajungimo tašku [18].

### 1.3.3. Tinklą sekantys ir tinklą formuojantys inverteriai

Didelė dabar įdiegtų inverterių dalis veikia tinklą tokiu režimu. Tinklą sekantis inverteris elgiasi kaip valdomas srovės šaltinis, susisynchronizuojantis prie tinklo įtampos per fazinės sinchronizacijos kilpą (PLL), ir teikiantis srovę atsakant į aktyvios ir reaktyvios galios nustatymus. Šis veikimo režimas gerai tinka sistemoms, kuriose tinklo įtampą ir dažnį nustato galinga sinchroninė generacija, tačiau tampa vis problematiškiau tinklą sekantiems inverteriams mažėjant sinchroninei generacijai. Kai trumpojo jungimo santykis ties inverterio prijungimo tašku krenta ir tampa mažesnis už maždaug 3, PLL sąveika su silpnu tinklu gali tapti nestabili ir, kai didelė generacijos dalis yra sekanti tinklą, sistema praranda esminę savo inercijos ir trumpųjų jungimų galią [19].

Tinklą formuojantys inverteriai sprendžia apribojimus elgdamiesi kaip valdomi įtampos šaltiniai, kurių amplitudė ir dažnis nustatomi vidine tvarka, o ne sekami nuo tinklo [20].



6 pav. Tinklą sekancio inverterio (a) ir tinklą formuojancio inverterio (b) veikimo principų schemas [19]

Virtualios sinchroninės mašinos valdymas, imituojančios sinchroninio generatoriaus sukimosi lygtį programiniu būdu, susilaukė ypač didelio dėmesio dėl koncepcinio paprastumo ir gebėjimo teikti sintetinę inerciją. Palyginus tinklą formuojančią virtualią sinchroninę mašiną su tinklą sekanciu fotovoltinės elektrinės inverteriu pagal standartizuotus etalonus ir realistinius sistemos padalinimo scenarijus randama, kad virtuali sinchroninė mašina išlaiko ekvivalentinę inercijos konstantą apie 15 sekundžių ir palaiko dažnio stabilumą išėjimo į salą režimo metu, kuriame tinklą sekantis inverteris praranda sinchronizmą. Tinklo formavimo gebėjimas taps privalomu reikalavimu ateityje sistemose, kuriose dominuoja galios keitikliai, o ENTSO-E generatorių tinklo kodekso pakeitimai (NC RfG 2.0) numatė tinklo formavimą kaip privalomą reguliacinę sąlygą naujoms elektrinėms, priklausomai nuo jų galios [21][22].

### 1.3.4. Atsinaujinančių energetikos šaltinių poveikis elektros sistemos stabilumui

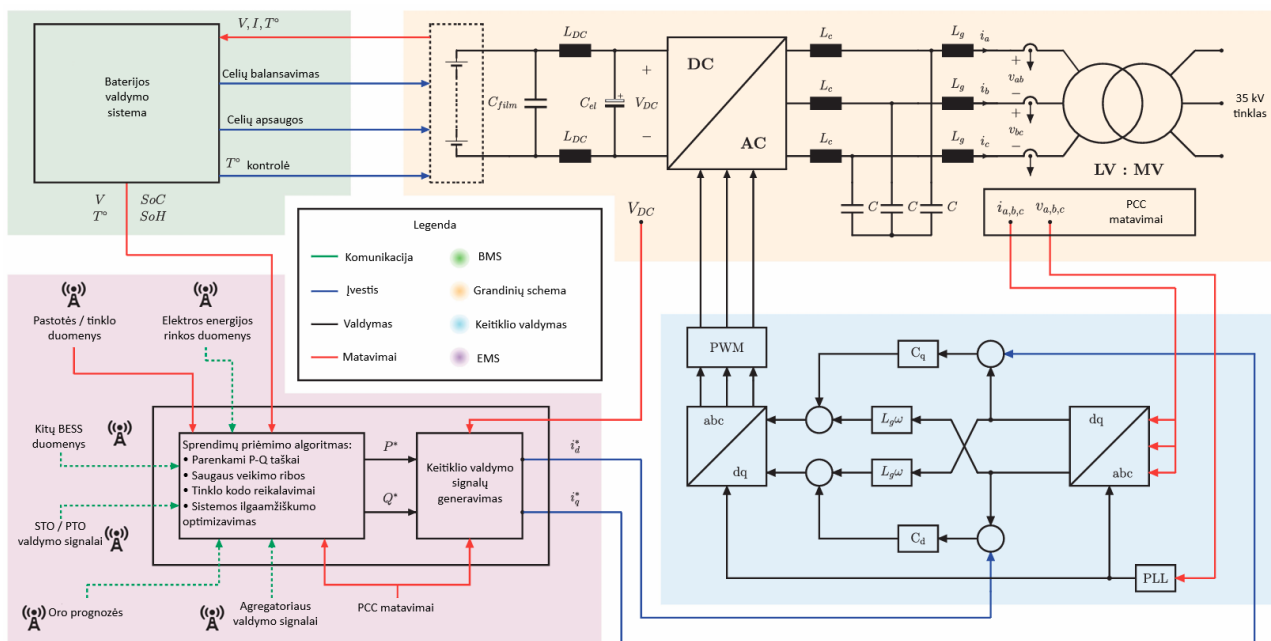
Sistemos lygmens poveikius, kuriuos sukelia atsinaujinančiosios energijos išteklių generacijos dalis sistemoje, aprašo daug perdavimo sistemų operatorių ataskaitos ir įvairios mokslinės publikacijos. Hurtado ir kt. aprašo Airijos visos salos elektros sistemą, kurioje atsinaujinančiosios energijos generacijos dalis pasiekia 75 %, ir nurodo dažnio kitimo greitį (angl. RoCoF) kaip pagrindinį dažnio stabilumą ribojantį veiksnį. Australijos energijos rinkos operatorius (AEMO) yra paskelbęs ataskaitų apie atsinaujinančiosios generacijos integraciją, kuriose nagrinėjamos tokios generacijos pasekmės sistemai. Vienas svarbiausių aprašytų įvykių – 2016 m. rugsėjo 28 d. įvykęs Pietų Australijos visos elektros sistemos gedimas, kai dėl audros nutrūkus kelioms aukštos įtampos perdavimo linijoms vienu metu atsijungė keli, apie 300 MW generuojantys, vėjo parkai.

Šiose ataskaitose išskiriami keturi pagrindiniai poveikiai. Pirmas, mažėjant sinchroninei generacijai, sistemos inercija mažėja proporcingai, todėl po tokio pačio dydžio trikdžio didėja dažnio kitimo greitis ir gilėja dažnio minimumas. Antras, trumpojo jungimo galia atsinaujinančiosios energijos generacijos prijungimo taškuose mažėja, tai gali sukelti silpno tinklo sąveikas su tinklą sekanciu keitiklių fazių sinchronizavimo kilpomis. Trečias, įtampos valdymas tampa decentralizuotas,

funkcijas, kurias atlikdavo centralizuoti sinchroninių generatorių automatiniai įtampos valdikliai, perima atsinaujinančiosios energijos elektrinių valdikliai. Ketvirtas, didelės sinchroninės generacijos praradimas gali sukelti kaskadinius atsinaujinančių energijos elektrinių atjungimus.

#### 1.4. Baterijų kaupimo sistemos

Per mažiau nei dešimtmetį baterijų kaupimo sistemos išsivystė iš demonstracinių projektų į tvirtą komercinę technologiją. Mažėjančios ličio jonų elementų kainos, augantys atsinaujinančios energetikos integracijos reikalavimai ir specializuotų pagalbinių paslaugų rinkų atsiradimas pagreitino baterijų kaupimo sistemų diegimą. Šiame skyriuje apžvelgiamos pagrindinės technologijos ir tinklo paslaugos, kurias gali teikti BEKS [24].



7 pav. Baterijų kaupimo sistemos architektūros schema [26]

##### 1.4.1. Baterijų technologijos ir galios keitimo sistemos architektūra

Ličio jonų chemija paremtos baterijos, ypač ličio geležies fosfato (LFP) ir nikelio mangano kobalto (NMC), dominuoja elektros energijos kaupimui tinklo lygmenyje. Jos pasirenkamos dėl aukšto energijos tankio, didelio ciklų kiekio, greito atsako laiko ir vis mažėjančių kainų. Kitos technologijos kaip vanadžio redokso srauto baterijos ar natrio jonų baterijos nėra taip paplitusios, bet nauji proveržiai šių technologijų vystyme rodo, kad šios technologijos tampa vis konkurencingesnės ličio jonų technologijai. Pastaraisiais metais pagal IRENA elektros kaupimo ataskaitas energijos kaupiklių tinklo lygmenyje ličio jonų baterijos užima virš 95 % rinkos [25].

Galios keitimo sistema (angl. PCS), jungianti nuolatinės įtampos baterijos bloką su kintamosios įtampos tinklu, susideda iš dvikrypčio įtampos šaltinio keitiklio, paprastai dviejų ar trijų lygių topologijos, sujungtų per LCL filtrą ir pakeliamąjį transformatorių. Valdymo architektūra yra hierarchinė: vidiniai srovės valdymo kontūrai DC sistemoje; išoriniai aktyviosios ir reaktyviosios galios kontūrai ir visos elektrinės lygio valdiklis, bendraujantis su baterijos valdymo sistema (BMS). BMS stebi atskirų baterijų celių įtampas, temperatūras ir įkrovos lygius (SOC). Vykdomas monitoringas naudojamas aktyvuoti apsaugas, kurios užkerta kelią per dideliu įkrovimui ar iškrovimui [26].

## 1.4.2. Baterijų energijos kaupimo sistemų teikiamos tinklo paslaugos

Tobulinant inverterių ir valdiklių technologijas BEKS teikiamų paslaugų kiekis nuolat plečiasi. Elementariausiu lygiu, BEKS gali įsikrauti, kai elektra pigi ir išsikrauti, kai brangi atlikdama energijos arbitražo funkciją. Prie šios funkcijos pridedama eilė elektros energijos kokybės ir pagalbinių paslaugų, kurios išnaudoja sistemos gebėjimą atsakyti į gautą signalą milisekundžių greičiu ir šiuo metu dominuoja tinklo lygmenio baterijų kaupimo sistemų pajamų srautų struktūroje daugelyje rinkų [27].

Pirminis dažnio valdymas, momentinė statizmo reakcija, taisanti mažus dažnio nuokrypius, yra viena plačiausiai naudojamų baterijų kaupimo sistemų pritaikymo funkcijų. Vidutinio dydžio baterija gali ryškiai pagerinti tiek RoCoF, tiek dažnio minimumą po trikdžio sistemoje su dideliu atsinaujinančiosios generacijos kiekiu [28][29][30].

Sintetinė inercija, nurodo valdymo kilpą, per kurią BEKS matuoja RoCoF ir pateikia aktyviają galią, proporcingą jam, imituodama sinchroninės mašinos sukimosi lygtį. Skirtumas tarp sintetinės inercijos ir FFR yra toks, kad FFR funkcija aktyvuojasi tik dažniui palikus neįturtumo zoną, o sintetinė inercija veikia nepertraukiamai ir todėl turi skirtingą įtaką baterijos ciklų kiekiui nustatyti [31].

Įtampos ir reaktyviosios galios palaikymas, apkrovos rampos valdymas atsinaujinančios generacijos kiekio išlyginimui, suvartojimo pikų išlyginimo, perkrovų valdymo, tinklo atstatymo ir izoliuoto sistemos darbo palaikymo paslaugos yra vieni pagrindinių baterijų energijos kaupimo sistemų pritaikymų. Vienos baterijų energijos kaupimo sistemos gebėjimas teikti visą eilę pajamas generuojančių paslaugų yra pagrindinis komercinio verslo skatintojas diegti šias sistemas [32].

## 1.5. Stabilumo tyrimų modeliavimo metodai

Tinkamo modeliavimo metodo pasirinkimas yra esminis šio darbo metodologijos elementas. Šiame skyriuje apžvelgiamos pagrindinės modeliavimo koncepcijos: elektromagnetinių pereinamųjų procesų (EMT) ir teigiamosios sekos vidutinės kvadratinės vertės (RMS).

### 1.5.1. Modeliavimo koncepcijos ir modelių tikslumas

Elektros sistemų modeliavimo priemonės gali būti bendrai klasifikuojamos pagal tinklo atvaizdavimo detalumo lygį. EMT priemonės (PSCAD/EMTDC) pateikia įtampos ir srovės bangas momentiška, mikrosekundžių dydžio žingsniu. EMT priemonės nepakeičiamos studijuojant aukštesnio dažnio už kelis šimtus hercų reiškinius, tokius kaip subsinchroninis rezonansas, keitiklių valdymo kontūrų sąveikos ir izoliacijos derinimas. Skaičiavimo resursai stipriai didėja didinant modeliavimo apimtį, modeliuoti pilną perdavimo sistemą su šimtais šynų EMT priemonėmis nėra praktiška. RMS priemonės (PSSE, DIgSILENT PowerFactory, PowerWorld Simulator ir MATLAB/Simulink) vaizduoja tinklą milisekundžių žingsniu [33].

Šiam darbui svarbūs reiškiniai: rotoriaus kampo stabilumas 0,1-20 s mastelyje, dažnio stabilumas 0,1-60 s mastelyje ir trumpalaikio įtampos stabilumo 0,01-10 s mastelyje tinkamas RMS teigiamos sekos modeliavimas, o programinė įranga PSSE yra pramonės standartu pasirinkta priemonė. Šio metodo apribojimai: reikalaujantys neigiamosios ar nulinės sekos analizės reiškiniai, dažniai aukštesni už 50 Hz ir detalios inverterių valdymo kontūrų sąveikos. Perdavimo sistemos lygio stabilumo analizei su atsinaujinančių ir baterijų energijos kaupimo sistema RMS modeliavimas leidžia ištirti visas aktualias dinamikas [34].

### **1.5.2. Bendrieji WECC modeliai atsinaujinančiosios energetikos šaltiniams**

Bendrujų dinaminių modelių platus naudojimas atsinaujinančiajai generacijai yra santykinai nesenas reiškinys. Ilgą laiką kiekvienas vėjo turbinų gamintojas teikė savo dinaminį modelį, paprastai pateiktą kaip nuosavybės teisėmis apsaugotą DLL arba juodosios dėžės modelį. Tokie modeliai netenkino PTO, kuriems reikėjo sujungti modelius iš kelių tiekėjų vienoje sistemoje ir pateikti simuliacijų rezultatus tarpusavio tyrimams, nepakenkiant intelektualiai nuosavybei. Siekiant galimybės skaidriai teikti rezultatus WECC atsinaujinančiosios energetikos modeliavimo darbo grupė besikoordinuodama su IEEE ir IEC darbo grupėmis, sukūrė bendrinių modelių hierarchiją, kuri leidžia tirti ir aprašyti dažnio dinamines savybes skaidriu ir neutraliu būdu [35][36].

Antros kartos bendrieji modeliai yra dabartinis pramonės standartas. Šeima susideda iš trijų pagrindinių modulių: REGC (renewable energy generator/converter), kuris atstovauja sąsajai tarp keitiklio ir tinklo; REEC (renewable energy electrical controls), kuris įgyvendina vidinį aktyviosios ir reaktyviosios galios valdymą ir REPC (renewable energy plant controller), kuris atlieka elektrinės lygio įtampos, reaktyviosios galios ir dažnio valdymą. Kiekviename modulių šeimoje yra skirtingų variantų, kad būtų galima pritaikyti skirtingas technologijas ir modeliavimo galimybes. Naujausias EPRI naudotojo vadovas, paskutinį kartą atnaujintas 2023 m., aprašo kiekvieno modulio pritaikomumą ir inicializavimo reikalavimus. Trečio tipo vėjo turbinoms be pagrindinių REGC, REEC, REPC reikia papildomų pagalbinių modulių pavarų sistemai, aerodinamikai, sparnų kampo valdymui ir sukimo momento valdiklio. Ketvirto tipo vėjo turbinoms aerodinaminis ir sparnų kampo valdymo moduliai atmesti, o aktyviosios galios taškas gaunamas iš paprastos vėjo greičio lentelės [36].

### **1.5.3. Baterijų energijos kaupimo sistemų dinaminiai modeliai**

Baterijų energijos kaupimo sistemos dinaminis modeliavimas perdavimo lygmenyje atliekamas panašiai kaip ir atsinaujinančių šaltinių modeliavimas. Bendriniai moduliai yra prieinami daugumoje komercinių įrankių. PSSE aplinkoje dažniausiai naudojami REGC\_A + REEC\_C + REPC\_A moduliai, kur REEC\_C yra specialiai sukurtas BEKS modeliavimui su aiškiu energijos kaupimo atvaizdavimu: modelis stebi įkrovos lygį, taiko nuo SOC priklausančius galios apribojimus ir užtikrina atitinkamas įkrovimo ir iškrovimo dinamikas. Senesnis modelis CBEST buvo plačiai naudojamas ankstyvuose tyrimuose, tačiau nėra rekomenduojamas naudoti naujuose darbuose [34].

## **1.6. PSSE, kaip modeliavimo aplinka**

Modeliavimo aplinka PSSE (Power System Simulator for Engineering), sukurta Siemens PTI, yra tarp plačiausiai naudojamų komercinių priemonių, skirtų perdavimo lygio elektros sistemos analizei. Šis paketas, sukurtas 1976 m., yra vienas iš seniausių nuolat plėtojamų paketų šioje srityje. PSSE programos taikymo vadovas ir PSSE modelių biblioteka, išleidžiama Siemens PTI, su kiekvienu leidimu aprašo visą funkcijų, modelių ir darbo srautų rinkinį.

PSSE teikia pilną analizės rinkinį, kuris reikalingas perdavimo tinklo planavimui ir eksploatacijai. Jį sudaro Newton–Raphson galios srautų skaičiavimas, avarinių režimų analizė (AC ir DC), trumpųjų jungimų skaičiavimai, dinaminis modeliavimas tiek RMS, tiek išplėsto dažnio režimuose, mažųjų signalų analizė ir kitos įvairios funkcijos.

Šiam darbui PSSE pasirinkta dėl savo funkcionalumo ir dėl to, kad ja naudojasi Lietuvos perdavimo tinklo operatorius Litgrid. Ši programa savo vidinėje modelių bibliotekoje turi antrosios kartos WECC bendrinius modelius, reikalingus atsinaujinančių šaltinių ir BEKS aprašymui.

## 1.7. Reguliacinė aplinka ir tinklo kodeksai

Techniniai reikalavimai, taikomi prie perdavimo tinklo prijungtoms generacijoms, apkrovoms ir kaupikliams, yra įtvirtinti reguliavimų hierarchijoje, kuri greitai vystėsi reaguojant į atsinaujinančiosios energetikos transformaciją. Europos lygmeniu pagrindiniai dokumentai yra trys tinklo prijungimo kodeksai:

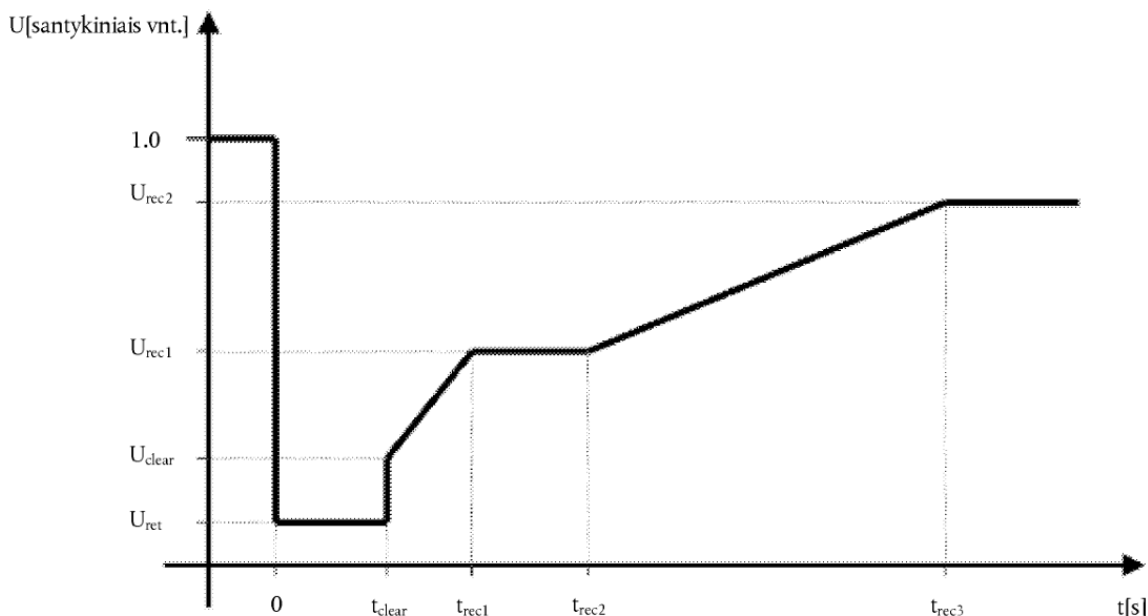
- generatorių prijungimo prie tinklo reikalavimai (NC RfG), priimtas kaip Komisijos Reglamentas (ES) 2016/631;
- apkrovų prijungimo reikalavimai (DCC), Komisijos Reglamentas (ES) 2016/1388;
- HVDC prijungimo reikalavimai (NC HVDC), Komisijos Reglamentas (ES) 2016/1447.

Šie reikalavimai, kartu su susijusiais ENTSO-E prijungimo prie tinklo gairių dokumentais, nustato suvienodintą techninių reikalavimų struktūrą visose Europos sinchroninėse zonose, leisdami valstybėms narėms apibrėžti nacionalinius reikalavimus nustatytuose rėmuose [22][37][38][39].

Pagal įrengtą galią ir įtampos lygį NC RfG klasifikuoja generatorius į keturis tipus (A, B, C ir D), griežčiausius reikalavimus taikydamas didesnėms elektrinėms.

Pagrindiniai reikalavimai, aktualūs atsinaujinančios energetikos šaltiniams ir BEKS, apima:

- nuolatinio veikimo dažnių diapazonus;
- reakciją į dažnio nuokrypius (riboto dažnio jautrumo režimas esant per aukštam dažniui kitaip LFSM-O, esant per žemam dažniui LFSM-U ir dažnio jautrumo režimas FSM);
- reaktyviosios galios teikimas nustatytuose įtampos diapazonuose;
- atsparumas tinklo gedimam žemos įtampos atveju (LVRT) ir aukštos įtampos atveju (HVRT);
- aktyvios galios kitimo kontrolė galios kėlimo metu ir dažnio sutrikimo metu [37].



8 pav. Elektros energijos gamybos modulio atsparumo trikdžiams profilis

Reguliacinė aplinka sparčiai vystosi. ACER ir ENTSO-E pateikė rekomendacijas dėl papildytiems generatorių prijungimo prie tinklo reikalavimams, įprastai vadinamiems NC RfG 2.0, kurie įveda privalomą tinklo formavimo gebėjimą B, C ir D tipo elektrinėms, viršijančioms 1 MW. Šios nuostatos

taps privalomomis naujoms ir stipriai perdaromoms elektrinėms įsigaliojus papildytiems reikalavimams. Techniniai reikalavimai apima ir minimalų 5 % slopinimo koeficientą priverstiniam svyravimams, griežtas pilnutinės varžos ribas, kad užkirsti valdymo kontūrų nestabilumą, ir formalų sintetinės inercijos apibrėžimą, matuojamą megavatsekundėmis [22].

Nacionaliniame lygmenyje kiekviena narė valstybė įgyvendina Europos struktūrą per savo tinklo reikalavimus. Lietuvoje atitinkamas dokumentas yra Elektros perdavimo tinklo kodeksas ir Elektros energijos tiekimo ir naudojimo taisyklės. Pasibaigus sinchronizacijai su kontinentine Europa, Lietuvos tinklo kodeksas labiau suartėja su Europine struktūra ir techniniais reikalavimais taikomais naujiems atsinaujinančios energijos ir energijos kaupimo projektams [40].

### **1.8. Atvejų studijos ir palyginami tyrimai**

Šiame skyriuje apibendrinamos keturios reprezentacinės publikacijos (2020-2026 m.), kuriose tyrė atsinaujinančiosios energetikos generacijos ir baterijų energijos kaupimo sistemų integraciją iš elektros sistemos stabilumo perspektyvos.

He ir kt. tyrė mažos inercijos sistemų pereinamąjį stabilumą su inverterių pagrindu veikiančia generacija, naudodami modifikuotą IEEE 39 šynų sistemą RMS modeliavimo aplinkoje. Pagrindiniai tyrimo rezultatai buvo tai, kad klasikinis lygių plotų kriterijus turi būti iš esmės išplėstas, kai keitiklių pagrindu veikianči generacija sudaro didelę sistemos dalį, nes keitiklių srovės ribojimo elgesys sistemos trikdžių metu fundamentaliai keičia greitėjimo plotų ir lėtėjimo plotų charakteristikas. Šio tyrimo metodologija panaši į šio darbo, tačiau jų tyrimas neapėmė BEKS ir sutelkė dėmesį į rotoriaus kampo stabilumą išskiriant dažnio ir įtampos stabilumą [41].

Marković ir kt. pateikė išsamią mažos inercijos sistemų mažųjų signalų stabilumo analizę, sukurdami sistemą, kurioje tinklą formuojantys ir tinklą sekantys keitikliai modeliuojami greta sinchroninių mašinų. Jų analizė parodė, kad įprastų sistemų tarpstintiniai svyravimo režimai gali būti pakeičiami naujais režimais skirtinguose dažniuose, kuriuos nulemia keitiklių valdymo kontūrų sąveikos [42].

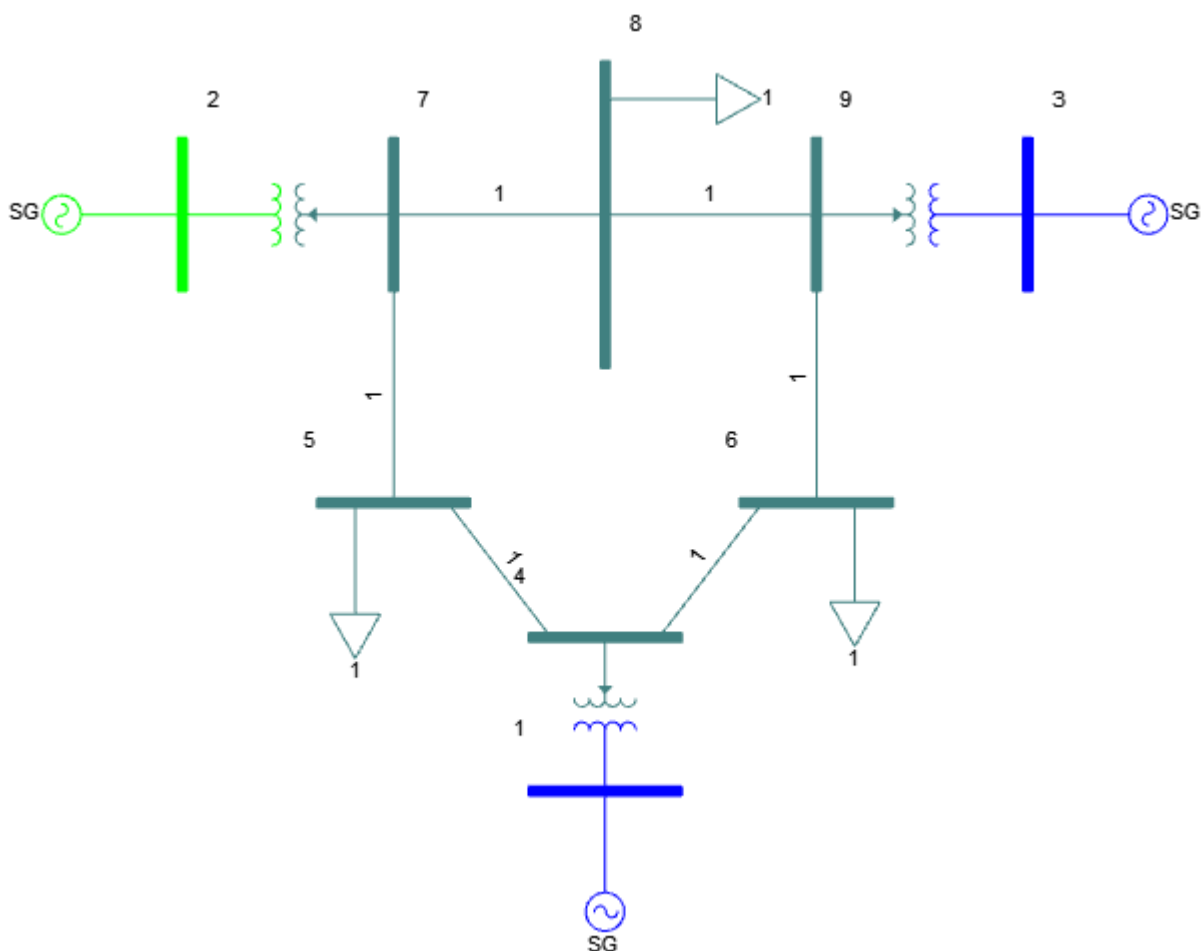
Ahmed ir kt. apžvelgė mažo anglies dioksido kiekio elektros sistemų su minimalia inercija dinaminį elgesį ir nustatė rodiklių ir metodikų rinkinį, kurie nuo tada tapo standartais šioje srityje. Jų rekomenduojami rodikliai – RoCoF, dažnio minimumas po trikdžio, nusistovėjimo laikas ir įtampos kritimo plotas [43].

Mohanty ir kt. nagrinėjo BEKS dinaminį modeliavimą perdavimo sistemose, telkdami dėmesį į plataus masto slopinimo valdymą, naudojant modifikuotą IEEE 39 šynų sistemą realaus laiko skaitmeniniame simulatoriuje. Jų darbas įrodo, kad BEKS su tinkamai suprojektuotu plataus masto slopinimo valdikliu gali veiksmingai slopinti tarpregioninius svyravimus. Lawal ir kt. atliko VSM ir tinklo sekančių fotovoltinių inverterių palyginamąją analizę naudojant EMT modeliavimą, rezultatais patvirtindami tinklo formavimo gebėjimo svarbą salos režimo veikime [44].

## 2. Tyrimo metodologinė dalis

### 2.1. Tyrimo schema ir jos elementai

Atsinaujinančiosios generacijos ir baterijų kaupimo sistemos integracijos įtakos tinklo stabilumui tyrimui vykdyti pasirinkta IEEE 9 šynų sistema. Ši sistema plačiai naudojama kaip akademinis etalonas elektros sistemų stabilumo tyrimuose. IEEE 9 šynų sistema yra pakankamai paprasta, kad modeliavimas neapsunkintų esminių dinamikos analizės aspektų ir yra ganėtinai tiksli, kad atvaizduotų realaus elektros tinklo elgesį. Tyrimo vykdymo metu IEEE 9 šynų sistema modifikuojama, kad būtų įterpti keitiklių pagrindu remtą atsinaujinančią generaciją ir baterijų energijos kaupimo sistemą.



9 pav. Tiriamoji IEEE 9 šynų sistema prieš modifikacijas

Sistemą sudaro 9 šynos, 3 generatoriai, 3 transformatoriai ir 3 apkrovos. Generatoriai prijungti prie aukštos įtampos perdavimo linijų per transformatorius. Bendra generuojama galia apie 320 MW, bendra apkrova apie 315 MW. Sistemos topologija yra žiedinis 110 kV tinklas, jungiantis tris generavimo zonas.

**1 lentelė.** IEEE 9 sistemos šynų aprašymas

Šyna	Įtampa, kV	Tipas	Vaidmuo
1	17,16	Balansavimo mazgas (angl. Swing bus)	Sinchroninis generatorius, kuris balansuoja sistemą
2	18,45	Generacijos šyna	Sinchroninis generatorius / vėjo elektrinė modifikuotame modelyje
3	14,15	Generacijos šyna	Sinchroninis generatorius / saulės elektrinė modifikuotame modelyje
4	110	Ne generacijos šyna	Tarpinė šyna, prie kurios prijungtas transformatorius
5	110	Ne generacijos šyna / generacijos šyna	Apkrova / BEKS modifikuotame modelyje
6	110	Ne generacijos šyna	Apkrova
7	110	Ne generacijos šyna	Tarpinė šyna, prie kurios prijungtas transformatorius
8	110	Ne generacijos šyna	Apkrova
9	110	Ne generacijos šyna	Tarpinė šyna, prie kurios prijungtas transformatorius

**2 lentelė.** Generatorių nominalios galios

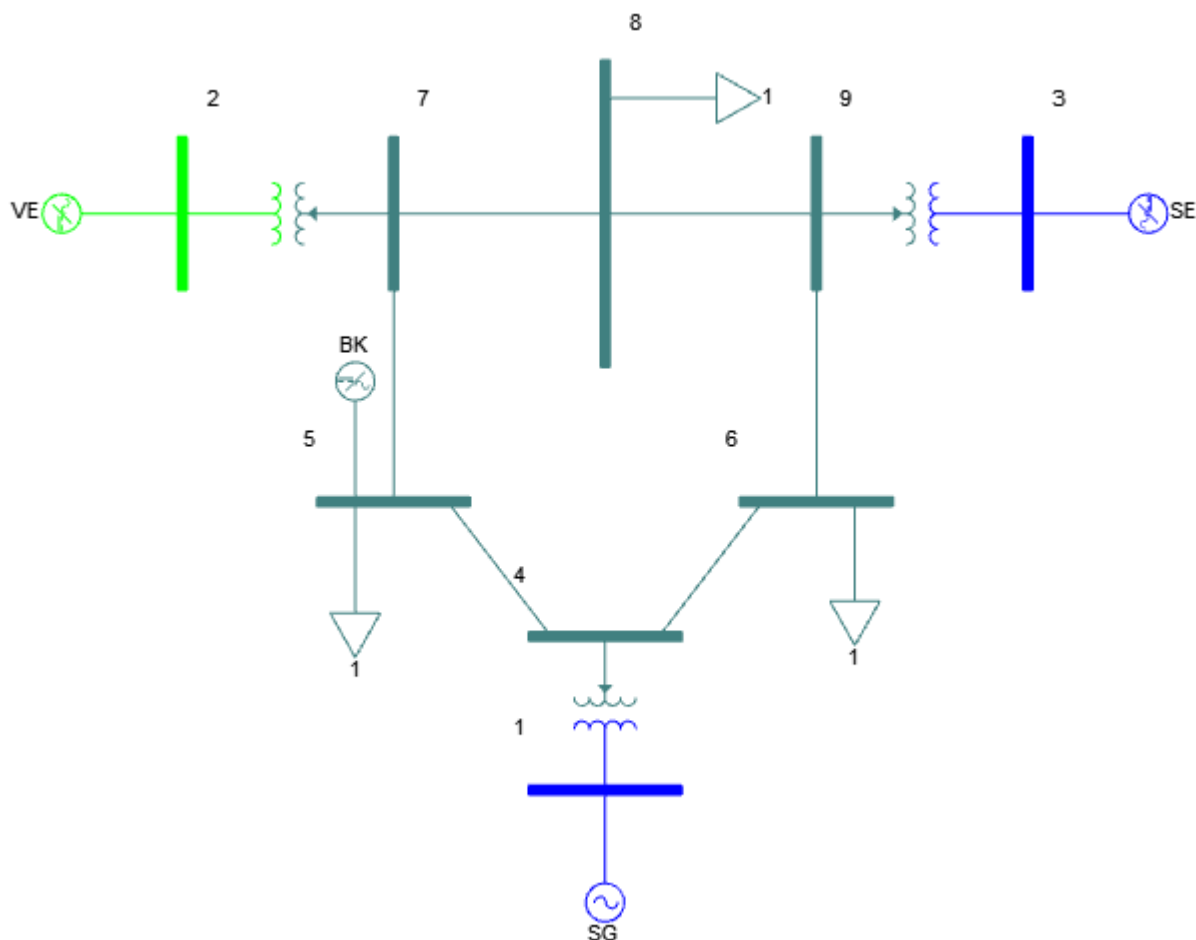
Generatorius	$P$ , MW	$Q$ , MVAR	$P_{max}$ , MW	$P_{min}$ , MW	$Q_{max}$ , MVAR	$Q_{min}$ , MVAR
SG1	72,24	13,88	100	0	40	-40
SG2	163,0	57,0	200	0	57	-57
SG3	85,0	33,0	100	0	33	-33
VE	163,0	57,0	200	0	57	-57
SE	85	33	100	0	33	-33
BK	0	0	25	-25	15	-15
	0	0	50	-50	30	-30

**3 lentelė.** Sistemos apkrovos

Apkrovos šyna	Vartojama $P$ , MW	Vartojama $Q$ , MVAR
5	125	50
6	90	30
8	100	35

## 2.2. Sistemos modifikacijos atsinaujinančiosios generacijos integracijai

Atsinaujinančiosios energijos šaltinių integracijos poveikiui įvertinti pradinė IEEE 9 šynų sistema modifikuojama trijuose lygiuose. Pradinė trijų sinchroninių generatorių sistema modifikuojama taip, kad 2 šynoje sinchroninis generatorius (SG) pakeičiamas į 4 tipo vėjo elektrinę (VE), o 3 šynoje sinchroninis generatorius (SG) pakeičiamas saulės elektrinė (SE).



10 pav. Modifikuota tiriamoji IEEE 9 šynų sistema

4 lentelė. Atsinaujinančiosios generacijos penetracijos lygiai ir generatorių pakeitimai

Lygiai	Atsinaujinančiosios generacijos dalis	1 šyna	2 šyna	3 šyna
L1	0 %	SG	SG	SG
L2	33%	SG	SG	SE
L3	67%	SG	VE	SE

1 šynos generatorius visuose lygiuose lieka sinchroniniu generatoriumi ir balansavimo mazgu (angl. Swing bus), balansavimo mazgas yra privalomas galios srautų skaičiavimui. 3 šynos generatorius L2 lygyje pakeičiamas į saulės elektrinę, pirmiausia, nes jos nominali galia mažiausia. 2 šynos generatorius pakeičiamas į vėjo elektrinę L3 lygyje siekiant atvaizduoti didelį vėjo elektrinių parką.

## 2.3. Generatorių dinaminiai modeliai

### 2.3.1. Sinchroninio generatoriaus modeliai

Sinchroninis generatorius modeliuojamas pasitelkus keturis PSSE bibliotekos modelius: GENROU, STAB1, SCR1 ir TGOV1.

**5 lentelė.** Sinchroninio generatoriaus dinaminiai modeliai

Modelis	Tipas	Funkcija
GENROU	Generatoriaus modelis	Sinchroninio generatoriaus elektromechaniniams ir elektromagnetiniams procesams modeliuoti
STAB1	Galios sistemos stabilizatoriaus modelis	Slopinti generatoriaus svyravimus po trikdžių
SCRX	Generatoriaus įtampos reguliatoriaus modelis	Palaikyti generatoriaus įtampą
TGOV1	Turbinos greičio reguliatoriaus modelis	Valdyti generatoriaus aktyvią galią pagal dažnio nuokrypį

### 2.3.2. Atsinaujinančių šaltinių keitiklių modeliai

Atsinaujinančiosios energijos elektrinės modeliuojamos WECC antros kartos bendrinių modelių šeima. Naudojami trys USRMDL bibliotekos modeliai, kurie PSSE leidžia tiksliau atvaizduoti inverterių dinamiką.

**6 lentelė.** Saulės ir vėjo elektrinių dinaminiai modeliai

Modelis	Tipas	Funkcija
REGCAU1	Generatoriaus / keitiklio modelis	Valdyti $P$ ir $Q$ atidavimą į tinklą
REECAU1	Elektrinio valdymo modelis	Valdyti elektrinės įtampą
REPCAUI	Elektrinių parko valdiklio modelis	Viso parko valdymui

### 2.3.3. Baterijų energijos kaupimo sistemos modeliai

Baterijų energijos kaupimo sistema modeliuojama panašiai kaip ir vėjo ar saulės elektrinės, tačiau nenaudojami USRMDL bibliotekos modeliai ir pagrindinis skirtumas tarp vėjo ar saulės elektrinių modelių yra keitiklio valdymo sistemos modelis specialiai skirtas didelės galios baterijų energijos kaupimo sistemoms.

**7 lentelė.** Baterijų energijos kaupimo sistemos dinaminiai modeliai

Modelis	Tipas	Funkcija
REGCA1	Generatoriaus / keitiklio modelis	Valdyti $P$ ir $Q$ atidavimą į tinklą
REECC1	Elektrinio valdymo modelis	Valdyti didelės galios kaupimo sistemas
REPCA1	Elektrinių parko valdiklio modelis	Viso parko valdymui

## 2.4. Scenarijų matrica

Analizei atlikti sudaroma 15 scenarijų matrica, apimanti tris pagrindinius kintamuosius:

- atsinaujinančios generacijos penetracijos lygius;
- BEKS galią;
- BEKS valdymo strategiją.

Pirmi trys scenarijai nurodo atsinaujinančios generacijos įtaką tinklui, kai konvenciniai generatoriai yra pakeičiami atsinaujinančia generacija. Kiti dvylika scenarijai vertina BEKS dydį, atsinaujinančios generacijos penetraciją ir valdymo strategijų – skirtingų statizmo nuostatų. Pagal VERT O3E-684

nutarimą naudojama statizmo vertė 5 %, tačiau EEGM turi turėti galimybes keisti statizmo vertę nuo 2 iki 12 %.

**8 lentelė.** Scenarijų matrica

Scenarijus	Atsinaujinančiosios generacijos dalis	BEKS galia	BEKS valdymo strategija	Tyrimo tikslas
S01	0%	–	–	Atskaitos taškas
S02	33%	–	–	Mažos atsinaujinančios generacijos dalies poveikis sistemai
S03	67%	–	–	Didelės atsinaujinančios generacijos dalies poveikis sistemai
S04	33%	25 MW	Statizmas 2 %	Mažo BEKS ir 2 % statizmo kontrolės poveikis sistemai
S05	33%	50 MW	Statizmas 2 %	Vidutinio BEKS ir 2 % statizmo kontrolės poveikis sistemai
S06	33%	25 MW	Statizmas 5 %	Mažo BEKS ir 5 % statizmo kontrolės poveikis sistemai
S07	33%	50 MW	Statizmas 5 %	Vidutinio BEKS ir 5 % statizmo kontrolės poveikis sistemai
S08	33%	25 MW	Statizmas 12 %	Mažo BEKS ir 12 % statizmo kontrolės poveikis sistemai
S09	33%	50 MW	Statizmas 12 %	Vidutinio BEKS ir 12 % statizmo kontrolės poveikis sistemai
S10	67%	25 MW	Statizmas 2 %	Mažo BEKS ir 2 % statizmo kontrolės poveikis sistemai
S11	67%	50 MW	Statizmas 2 %	Vidutinio BEKS ir 2 % statizmo kontrolės poveikis sistemai
S12	67%	25 MW	Statizmas 5 %	Mažo BEKS ir 5 % statizmo kontrolės poveikis sistemai
S13	67%	50 MW	Statizmas 5 %	Vidutinio BEKS ir 5 % statizmo kontrolės poveikis sistemai
S14	67%	25 MW	Statizmas 12 %	Mažo BEKS ir 12 % statizmo kontrolės poveikis sistemai
S15	67%	50 MW	Statizmas 12 %	Vidutinio BEKS ir 12 % statizmo kontrolės poveikis sistemai

Scenarijai S04-S09 vertinami su 33% atsinaujinančios generacijos dalimi, kad būtų galima įvertinti ar BEKS reikalingas, kol sistemoje dominuoja konvencinė generacija. Scenarijams S10-S15 taikomos 67% atsinaujinančios generacijos dalies sąlygos, kad būtų galima vertinti tiesiogiai BEKS dydžio ir valdymo strategijų efektyvumą tame pačiame kontekste.

## 2.5. Trikdžiai ir simuliacijos parametrai

Visiems dvylikai scenarijų taikomas tas pats trikdis – sistemos generacijos sumažėjimas per 30 MW. Galios sumažėjimas taikomas ties  $t = 1,0$  s. Šis trikdys atstovauja pirminio sistemos rezervo aktyvavimo bandymą.

Generacijos sumažinimas pasirinktas, kad geriau atsivaizduotų pirminio rezervo aktyvavimas, bei todėl, kad 30 MW generacijos sumažinimas pakankamas, kad pasireikštų tiriami stabilumo rodikliai: dažnio kitimo greitis (RoCoF), dažnio minimumas po trikdžio, sistemos atsako trukmė, bet pakankamai maža, kad sistema galėtų stabilizuotis be apkrovos atjungimo.

Pradinis sistemos darbo režimas susidaro per 1,0 s nuo simuliacijos pradžios. Tai leidžia visiems dinaminiais rodikliams pasiekti pradinį stabilumą. Trikdžis taikomas  $t = 1,0$  s ir simuliacija tęsiama iki  $t = 30$  s, pamatyti pereinamąją reakciją ir nusistovėjusį režimą.

**9 lentelė.** PSSE simuliacijos parametrai

Parametras	Vertė	Pagrindimas
Simuliacijos trukmė	30 s	Pamatyti dažnio minimumą po trikdžio ir nusistovėjusį režimą
Trikdžio momentas	$t = 1,0$ s	Sistemai pereiti į pradinį stabilų darbo režimą
Trikdžio tipas	-30 MW	Pirminio rezervo aktyvavimo testas
Simuliacijos sprendinio tolerancija	0,0001 pu	Numatyta PSSE vertė
Maks. tinklo iteracijos	25	Numatyta PSSE vertė

## 2.6. Stabilumo rodikliai

Tyrimė vertinami aštuoni stabilumo rodikliai, apimantys dažnio ir įtampos stabilumo aspektus. Rodiklių rinkinys parinktas pagal IEEE / CIGRE darbo grupių dėl stabilumo terminų ir apibrėžimų rekomendacijas, papildytas ENTSO-E kriterijais.

### 2.6.1. Dažnio stabilumo rodikliai

1. Dažnio kitimo greitis (RoCoF):

$$RoCoF = \frac{df}{dt} = \frac{\Delta P \cdot f}{2 \cdot H} ; \quad (1)$$

čia  $\Delta P$  – sistemos galių disbalansas, tai yra sistemos mechaninės galios ir sistemos elektromechaninės galios skirtumas,  $f$  – sistemos dažnis (Hz),  $H$  – sistemos inercija.

Dažnio kitimo greitis (RoCoF) parodo, kaip greitai dažnis kinta po trikdžio. Nustatyta riba 2,5 Hz/s po trikdžio pagal (ES) 2016/631 tinklo kodekso ir VERT O3E-684 reikalavimus. Žemiau šios ribos nesukels apkrovų atjungimo.

2. Dažnio minimumas po trikdžio:

Dažnio minimumas po trikdžio – žemiausia dažnio reikšmė po trikdžio. ENTSO-E reikalauja, kad  $f_{\min} \geq 49,0$  Hz, kad nesukeltų apkrovų atsijungimo.

3. Dažnio minimumo po trikdžio laikas ( $t_{f_{\min}}$ ) – laikas po trikdžio, kai pasiekama mažiausia dažnio reikšmė.
4. Nusistovėjęs dažnis ( $f_{nd}$ ) – vidutinė dažnio reikšmė po simuliacijos pabaigos:

$$f_{nd} = \left(\frac{1}{T}\right) \int f(t) dt, \quad t \in [t_{pabaigos} - 5 s, t_{pabaigos}] . \quad (2)$$

5. Integralinė absoliuti paklaida  $IAP$ :

$$IAP = \int_0^T |f(t) - 50| dt . \quad (3)$$

Integralinė absoliuti paklaida ( $IAP$ ) matuoja bendrą dažnio nuokrypio dydį per visą simuliaciją. Mažesnė reikšmė reiškia geresnį sistemos atsaką. Naudojama valdymo strategijų palyginimui.

### 2.6.2. Įtampos stabilumo rodikliai

6. Įtampos minimumas.

Matuojama BEKS prijungimo šynoje. Riba:  $U_{min} \geq 0,85$  pu, kad sistema neperžengtų LVRT aktyvavimo ribos.

7. Įtampos kritimo gylis:

$$\Delta U = 1 - U_{min} ; \quad (4)$$

Riba:  $\Delta V < 0,15$  pu pagal ENTSO-E atsparumo trikdžiams kreivę.

8. Įtampos atsigavimo laikas:

$$t_{recovery} = \min\{t | U(t) \geq 0,85 U_0\} . \quad (5)$$

Riba:  $t_{recovery} < 5$  s pagal ENTSO-E kreivę.

### 2.7. Atitikties kriterijai

Scenarijai vertinami pagal atitikties kriterijus suformuluotus naudojantis Europos Sąjungos reglamentus 2016/631 ir VERT nutarimu Nr. O3E-684.

**10 lentelė.** Atitikties kriterijų lentelė

Rodiklis	Riba	Šaltinis
RoCoF	<2,5 Hz/s	VERT O3E-684
Dažnio minimumas po trikdžio	>49,0 Hz	VERT O3E-684
Įtampos kritimas	<0,15 pu	(EU) 2016/631
Nusistovėjęs dažnis	49,8 – 50,2 Hz	(EU) 2016/631

Scenarijus laikomas atitinkančiu reikalavimus, jei visi keturi rodikliai yra ribose. Vieno kriterijaus neatitikimas laikomas dalinai tinkančiu scenarijumi. Scenarijus, kuris neatitinka dviejų ar daugiau kriterijų laikomas netinkančiu scenarijumi.

### 2.8. Modeliavimo aplinka ir programinė įranga

Visi modeliavimai atliekami Siemens PTI PSSE 36 programa, kurią naudoja Lietuvos perdavimo tinklo operatorius Litgrid.

Visi bandymai vykdomi naudojantis PSSE grafine vartotojo sąsaja be Python skriptų automatizacijos. Dirbant su grafine vartotojo sąsaja galima detaliai stebėti kiekvieną žingsnį ir aptikti galimas

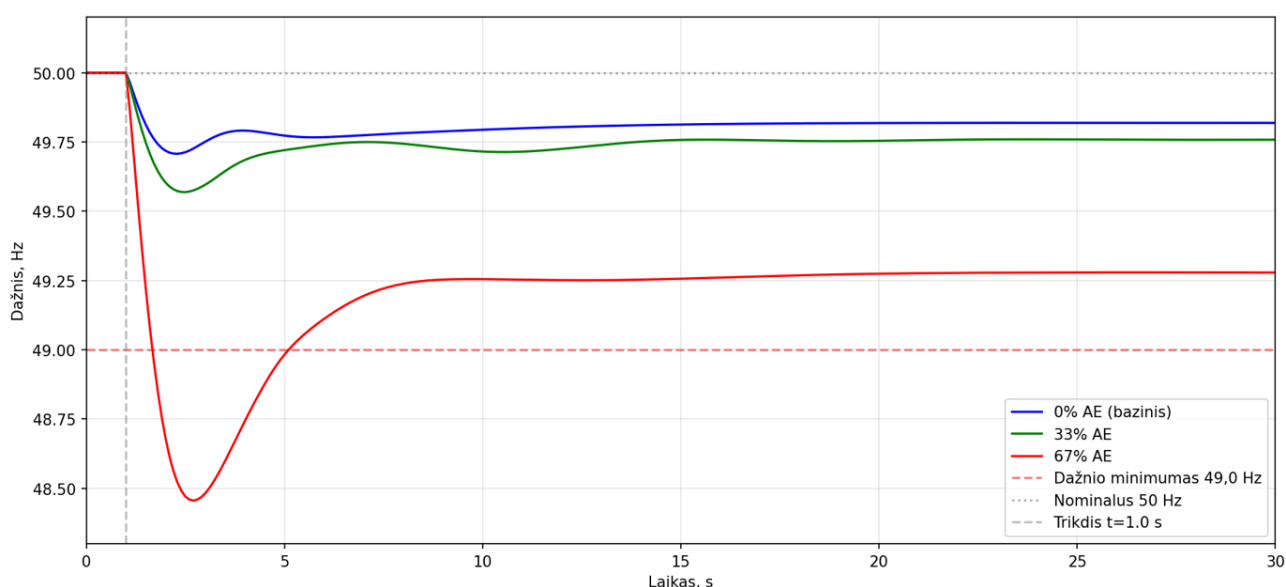
inicializacijos klaidas, taip pat toks metodas yra lengviau prieinamas neturint programavimo Python programa įgūdžių.

Bandymų struktūra susideda iš dviejų failų: statinio tinklo modelio su modifikacijomis failo (.sav) ir dinaminių modelių failo (.dvr). Po simuliacijų rezultatai eksportuojami į Excel programą ir joje yra skaitiškai apdorojami.

### 3. Tyrimų rezultatų dalis

#### 3.1. Atsinaujinančiosios generacijos įtaka tinklui

Pirmoje analizės dalyje yra vertinamas sistemos atsakas į trikdį esant skirtingoms atsinaujinančiosios generacijos dalims generuojamos energijos balanse, be BEKS. Ištirti trys scenarijai: S01 – 0 % atsinaujinančios generacijos, S02 – 33 % atsinaujinančios generacijos, S03 – 67 % atsinaujinančios generacijos. Rezultatai patvirtina teorijos analizėje rastas išvadas, didinant atsinaujinančios generacijos dalį sistemos generacijos balanse prastėja sistemos atsparumas dažnio trikdžiams.



11 pav. Sistemos dažnio atsakas į generacijos sumažėjimą

Pateiktame 11 paveiksle aiškiai matoma, kad didinant keitikliais remtos atsinaujinančios generacijos dalį sistemos inercija mažėja ir tai sukelia gilesnį dažnio kritimą. Baziniame scenarijuje S01 dažnio minimumas po trikdžio yra 49,71 Hz, dažnio minimumas atitinka numatytą atitikties kriterijų. Esant 33 % atsinaujinančios generacijos, scenarijus S02, dažnio minimumas pasiekia 49,57 Hz, vis dar numatytose atitikties kriterijaus ribose. Tačiau 67 % atsinaujinančios generacijos dalies atveju, scenarijus S03, dažnio minimumas pasiekia 48,46 Hz. Toks dažnio minimumas netenkina atitikties kriterijaus ir realioje sistemoje būtų aktyvuotas pirmos pakopos apkrovų atjungimas.

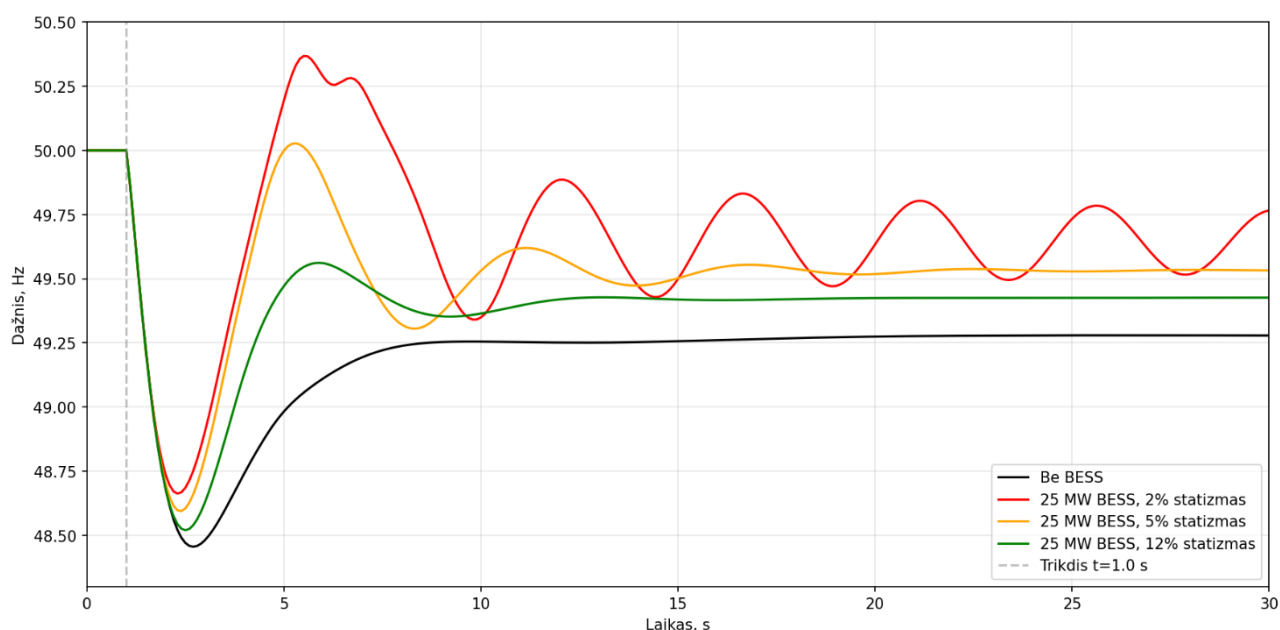
11 lentelė. Atsinaujinančios generacijos įtakos rodikliai

Rodiklis	S01	S02	S03	Atitikties riba
RoCoF, Hz/s	0,38	0,5	1,56	<2,5
Dažnio minimumas po trikdžio, Hz	49,71	49,57	48,46	>49,0
Dažnio minimumo po trikdžio laikas, s	1,30	1,50	1,70	-
Nusistovėjęs dažnis, Hz	49,82	49,76	49,28	49,8 – 50,2
IAP, Hz·s	5,69	7,59	23,44	-
$U_{\min}$ 5 šnyoje, pu	0,954	0,967	0,988	>0,85
Atitikties įvertinimas	Atitinka	Atitinka	Neatitinka	-

Iš 11 lentelės matoma, kad RoCoF rodiklis didėja keturis kartus, kai atsinaujinančios generacijos dalis sistemos generacijos balanse pasikeičia iš 0 % į 67 %, taip pat integralinė absoliuti paklaida padidėja keturis kartus nuo 5,69 iki 23,44 Hz·s. Šie rezultatai parodo, kad esant didelei atsinaujinančios generacijos daliai yra būtinos sistemos stabilumo gerinimo priemonės.

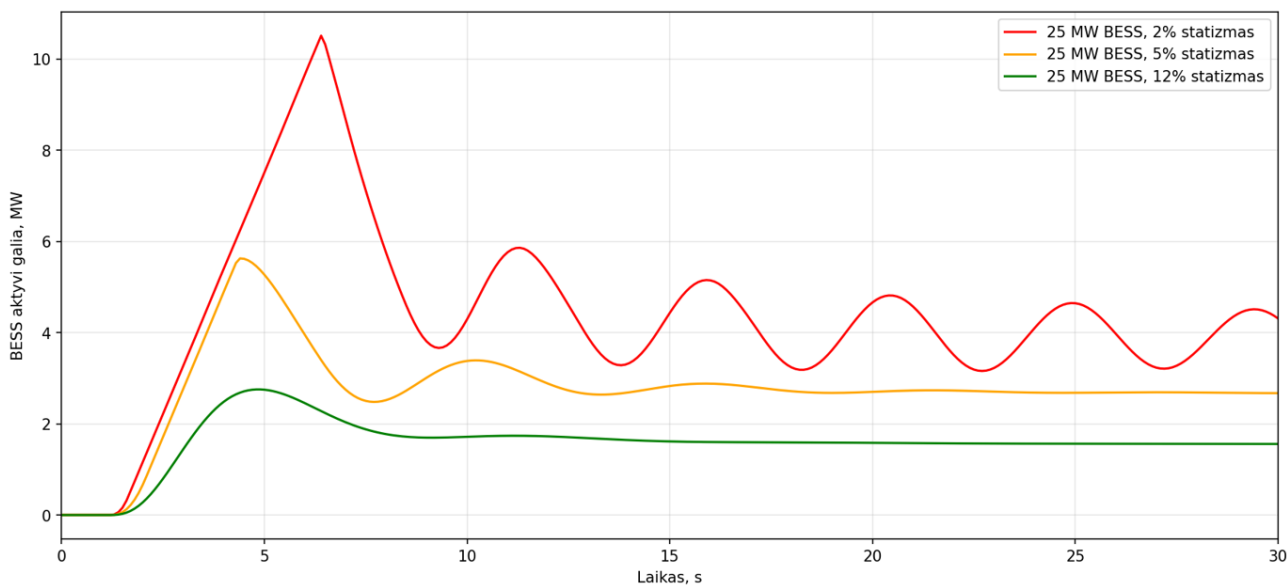
### 3.2. BEKS statizmo valdymo įtaka

Antroje analizės dalyje yra vertinama baterijų energijos kaupimo sistemos statizmo valdymo įtaka dinaminiam dažnio atsakui. Tyrimui pasirinkti trys statizmo lygiai: 2 %, 5 %, numatyta vertė pagal VERT O3E-684, ir 12 %. Visi trys statizmo scenarijai yra vertinami su tokio pačio dydžio baterijų energijos kaupimo sistema, 25 MW, ir 67 % atsinaujinančios generacijos dalimi, kai sistemai labiausiai reikia sistemos stabilumo gerinimo priemonės.



**12 pav.** BEKS statizmo įtaka sistemos dažnio atsakui, 25 MW BEKS, 67 % AE

Pateiktame 12 paveiksle matoma, kad su 2 % statizmu sistema pereina dažnio svyravimo režimą. Dažnis svyruoja tarp 49,3 ir 49,75 Hz, simuliacijos metu nepasiekdamas stabilios būsenos. Tokį režimą galima paaiškinti tuo, kad 2 % yra per agresyvi statizmo vertė, nes sukelia per stiprų BEKS atsaką, o dėl mažos sistemos inercijos atsiranda savaiminis svyravimas. Toks valdymas yra nepriimtinas. Su 5 % statizmu sistema rodo geriausią santykį tarp dažnio minimumo po trikdžio ir slopinimo. 12 % statizmas sukuria švelniausią atsaką, tačiau dažnio minimumas po trikdžio yra per žemas – 48,52 Hz.



**13 pav.** BEKS aktyvios galios atsakas su skirtingais statizmais, 25 MW BEKS, 67 % AE

13 paveiksle pateiktas VEKS aktyvios galios atsakas į trikdį parodo, kad BEKS pasiekia maksimalų aktyvios galios atidavimą 10,5 MW su 2 % statizmu, bet nepasiekia stabilios būsenos. 5 % statizmo maksimalia aktyvi galia siekia 5,6 MW ir sistema stabilizuojasi prie 2,7 MW galios. Su 12 % statizmu maksimalus galios atidavimas pasiekia 2,7 MW, o nusistovėjus yra 1,5 MW, tai mažiausiai išnaudojama BEKS galia.

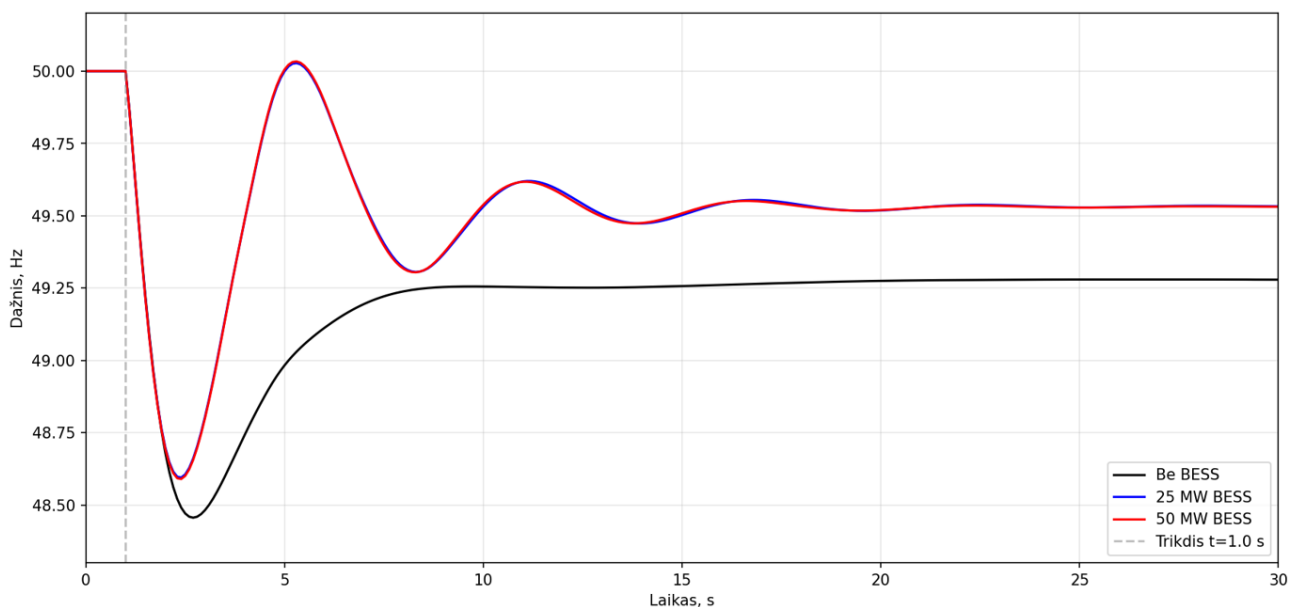
**12 lentelė.** BEKS valdymo strategijos įtaka

Rodiklis	2 % statizmas	5 % statizmas	12 % statizmas	Be BEKS
RoCoF, Hz/s	1,57	1,57	1,57	1,56
Dažnio minimumas po trikdžio, Hz	48,66	48,59	48,52	48,46
Dažnio minimumo laikas, s	1,30	1,40	1,50	1,70
Nusistovėjęs dažnis, Hz	49,3 – 49,75	49,53	49,43	49,28
IAP, Hz·s	11,56	14,60	18,33	23,44
BEKS pikinė galia, MW	10,5	5,6	2,75	-
Atitikties įvertinimas	Neatitinka	Neatitinka	Neatitinka	Neatitinka

Visi scenarijai su skirtingais statizmais gerina sistemos atsaką lyginant su scenarijumi be BEKS, tačiau nei vienas iš jų nepasiekia atitikties ribos. Tai rodo, kad galimai esant 67 % atsinaujinančios generacijos daliai su 25 MW BEKS nepakanka galios pilnam dažnio stabilumo užtikrinimui, nepriklausomai nuo pasirinktos statizmo valdymo strategijos.

### 3.3. BEKS galios dydžio įtaka

Trečioje dalyje tiriama skirtingo dydžio BEKS – 25 MW ir 50 MW – įtaka sistemos atsakui. Palyginimas yra atliekamas sistemoje su 67 % atsinaujinančios generacijos dalimi ir 5 % statizmo strategija BEKS valdymui.



14 pav. BEKS dydžio įtaka sistemos dažnio atsakui, 5 % statizmas, 67 % AE

14 paveiksle pastebima, kad 25 MW ir 50 MW galios BEKS duoda beveik identišką atsaką sistemos dažniui. Abu BEKS sumažina dažnio minimumą po trikdžio nuo 48,46 Hz, be BEKS, ir iki 48,59 Hz, su BEKS. Nusistovėjęs dažnis pakyla nuo 49,28 Hz iki 49,53 Hz. Šis rezultatas paaiškinamas tuo, kad esant tai pačiai valdymo strategijai BEKS galios atidavimą riboja ne fizinė BEKS galia, o valdymo algoritmas. Su 25 MW BEKS pikinė galia siekia 5,6 MW, kas yra 22,4 % nominalios galios, o 50 MW BEKS atiduodamas 5,7 MW išnaudoja tik 11,4 % nominalios galios. Iš to galima daryti išvadą, kad fizinė BEKS galia nėra ribojantis veiksnys, todėl galima naudoti mažesnės galios BEKS, jei pasirenkama tinkama valdymo strategija.

13 lentelė. BEKS dydžio įtaka

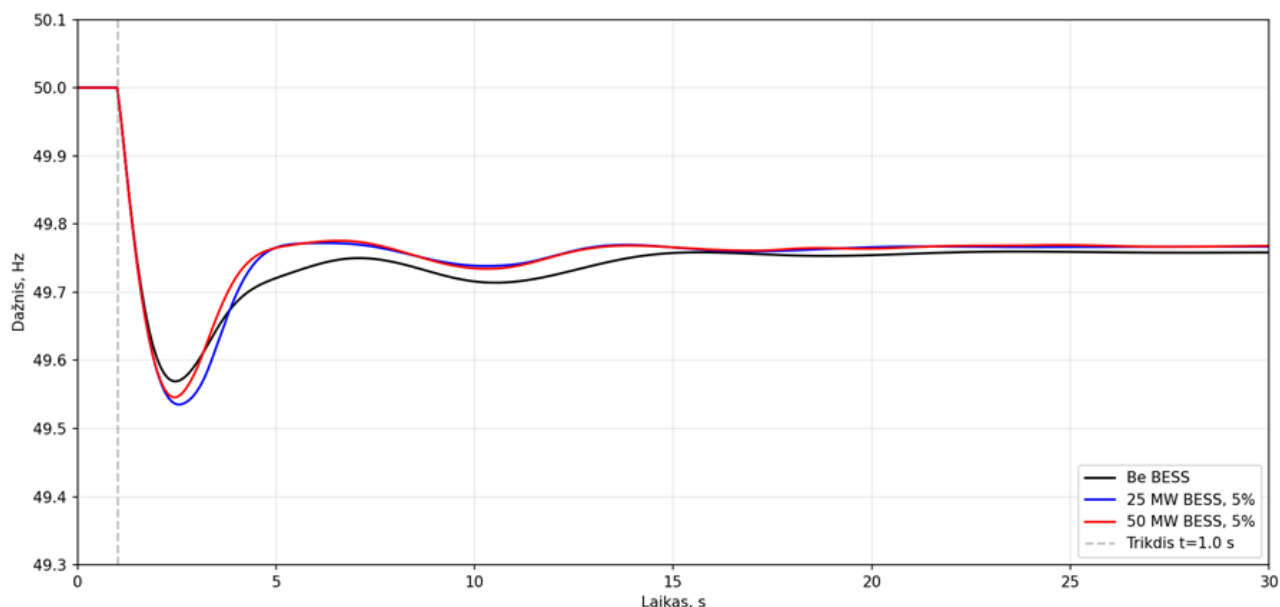
Rodiklis	Be BEKS	25 MW BEKS	50 MW BEKS	Pokytis tarp 25 MW ir 50 MW BEKS
RoCoF, Hz/s	1,56	1,57	1,57	0 %
Dažnio minimumas po trikdžio, Hz	48,46	48,59	48,59	0 %
Nusistovėjęs dažnis, Hz	49,28	49,53	49,53	0 %
IAP, Hz·s	23,44	14,60	14,64	+0,3 %
Atitikties įvertinimas	Neatitinka	Neatitinka	Neatitinka	-

Iš 13 lentelės matoma, kad padidinus BEKS galią dvigubai, iš 25 MW į 50 MW, rodiklių pokytis nepakyla aukščiau 0,3 %. Tai svarbu darant ekonominę analizę, nes dvigubai didesnis BEKS šioje analizėje nesuteikia proporcingos įtakos tinklo stabilumo gerinimui. Tačiau šioje analizėje trikdis yra

30 MW, didesnio trikdžio atveju gali susidaryti situacija, kai mažesnės galios BEKS pasiekia aktyvios galios atidavimo lubas [46].

### 3.4. BEKS poveikis esant 33 % atsinaujinančios generacijos daliai

Ketvirtoje analizės dalyje vertinamas BEKS poreikis esant mažesnei atsinaujinančios generacijos daliai, kai sistema be papildomų priemonių atitinka kriterijus.



15 pav. BEKS įtaka sistemos dažnio atsakui, 33 % AE

15 paveiksle pastebima, kad BEKS įdiegimas sistemoje su 33 % atsinaujinančios generacijos dalimi nežymiai pakeičia dažnio minimumą po trikdžio nuo 49,57 Hz be BEKS iki 49,55 Hz. Tačiau įtampos pokytis ant penktos šynos pagerėja nuo 0,967 pu  $U_{\min}$  iki 0,978 pu. BEKS prie mažos atsinaujinančios generacijos dalies tiekia labiau įtampos palaikymo nei dažnio palaikymo funkciją. Ši dalis atitinka literatūroje rastus rezultatus, kad BEKS galima naudoti ne vienai funkcijai. Dažnio stabilumui nesant kritinėje būsenoje BEKS gali pagerinti įtampos kokybę trikdžių metu.

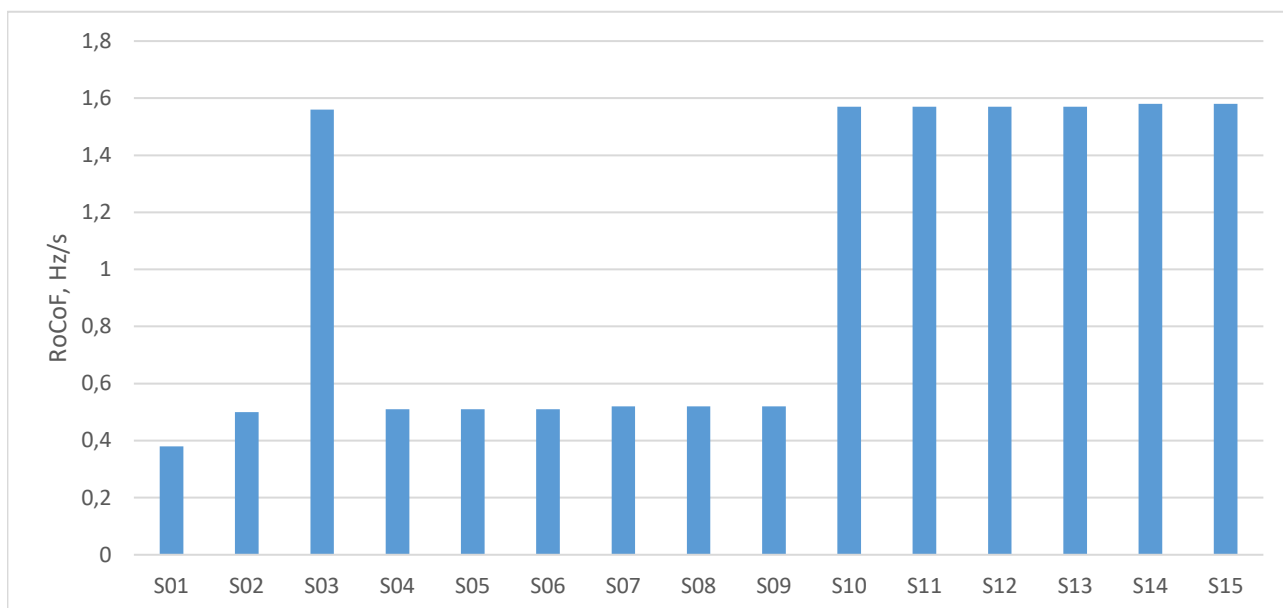
14 lentelė. BEKS poveikis esant 33 % atsinaujinančios generacijos daliai

Rodiklis	Be BEKS	25 MW BEKS	50 MW BEKS
RoCoF, Hz/s	0,50	0,51	0,52
Dažnio minimumas po trikdžio, Hz	49,57	49,54	49,55
Nusistovėjęs dažnis, Hz	49,76	49,77	49,77
IAP, Hz·s	7,59	7,27	7,20
$U_{\min}$ 5 šynoje, pu	0,967	0,978	0,973
Atitikties įvertinimas	Atitinka	Atitinka	Atitinka

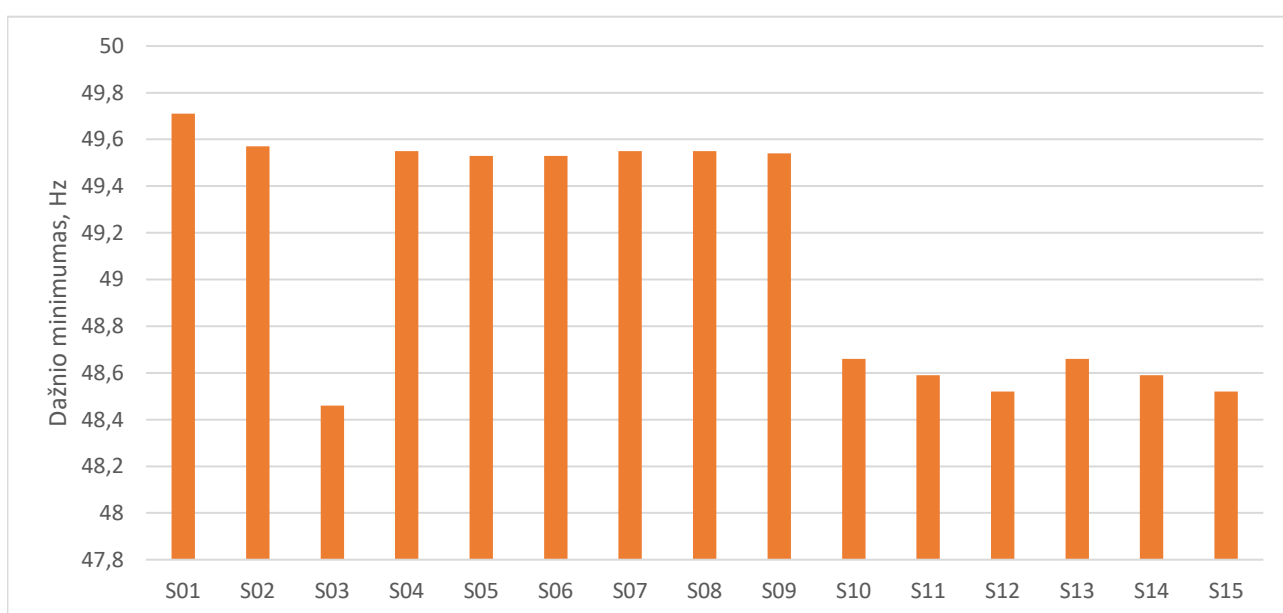
14 lentelėje matoma, kad esant 33 % atsinaujinančios generacijos daliai visi scenarijai atitinka atitikties kriterijus. Pagrindinė BEKS nauda šiuose scenarijuose yra įtampos reguliavimas trikdžio metu.

### 3.5. Visų scenarijų suvestinė ir palyginimas

Šioje dalyje pateikiama visų scenarijų suvestinė, leidžianti vienoje vietoje palyginti tirtus atvejus. Suvestinė padeda identifikuoti optimalų parametrų rinkinį.



16 pav. Dažnio kitimo greičio maksimumai visuose tirtuose scenarijuose



17 pav. Dažnio minimumas po trikdžio visuose tirtuose scenarijuose

15 lentelė. Visų scenarijų stabilumo rodiklių suvestinė

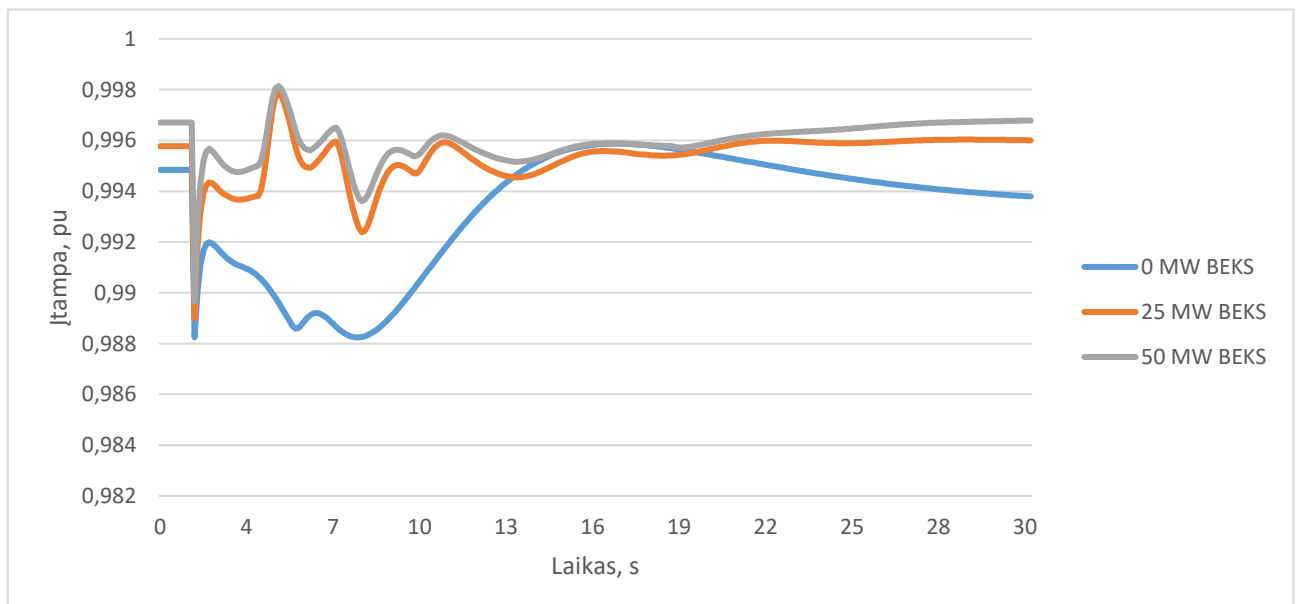
Scenarijus	Atsinaujinančios generacijos dalis	BEKS galia	Valdymo strategija	RoCoF, Hz/s	Dažnio minimumas po trikdžio	IAP, Hz·s	$U_{min}$ , pu	Atitikties vertinimas
S01	0%	-	-	0,38	49,71 Hz	5,69	0,954	Atitinka
S02	33%	-	-	0,5	49,57 Hz	7,59	0,967	Atitinka

S03	67%	-	-	1,56	48,46 Hz	23,44	0,988	Neatitinka
S04	33%	25 MW	2 %	0,51	49,55 Hz	6,85	0,982	Atitinka
S05	33%	25 MW	5 %	0,51	49,54 Hz	7,27	0,978	Atitinka
S06	33%	25 MW	12 %	0,51	49,53 Hz	7,51	0,976	Atitinka
S07	33%	50 MW	2 %	0,52	49,55 Hz	6,81	0,975	Atitinka
S08	33%	50 MW	5 %	0,52	49,55 Hz	7,2	0,973	Atitinka
S09	33%	50 MW	12 %	0,52	49,54 Hz	7,43	0,972	Atitinka
S10	67%	25 MW	2 %	1,57	48,66 Hz	11,56	0,993	Neatitinka
S11	67%	25 MW	5 %	1,57	48,59 Hz	14,6	0,992	Neatitinka
S12	67%	25 MW	12 %	1,57	48,52 Hz	18,33	0,993	Neatitinka
S13	67%	50 MW	2 %	1,57	48,66 Hz	11,53	0,994	Neatitinka
S14	67%	50 MW	5 %	1,58	48,59 Hz	14,64	0,994	Neatitinka
S15	67%	50 MW	12 %	1,58	48,52 Hz	18,38	0,995	Neatitinka

Iš 15 lentelės matoma, kad nei vienas iš tirtų scenarijų su 67 % atsinaujinančios generacijos dalimi neatitinka atitikties kriterijų. Tai parodo, kad esant didelei atsinaujinančios generacijos daliai, sistemai reikia papildomų priemonių, kaip sintetinės inercijos realizavimo per tinklą formuojančius inverterius, norint pagerinti sistemos stabilumą. Esant 33 % atsinaujinančios generacijos daliai visi scenarijai atitinka atitikties kriterijus.

### 3.6. Įtampos stabilumo analizė

Įtampos stabilumo analizė atliekama ant šynos, prie kurios prijungtas BEKS. Prie tos pačios šynos taip pat prijungta ir sistemos didžiausia apkrova. Įtampos atsako kokybė šioje šynoje tiesiogiai veikia vartotojų aprūpinimą elektros energija trikdžių metu.



18 pav. Įtampos atsakas penktoje šynoje, 67 % AE

18 paveiksle matoma, kad įtampos minimumas beveik nesikeičia tarp scenarijų be BEKS ir su BEKS. Be BEKS  $U_{\min} = 0,988$  pu, su 25 MW BEKS  $U_{\min} = 0,992$  pu, su 50 MW BEKS  $U_{\min} = 0,994$  pu.

## Išvados

1. Atlikus atsinaujinančiosios energijos šaltinių integracijos, baterijų energijos kaupimo sistemų technologijų, elektros sistemos stabilumo klasifikacijos bei šiuolaikinių modeliavimo metodų mokslinę analizę išskirtos elektros sistemos stabilumo penkios skirtingos klasės, iš jų tyrime pasirinkta nagrinėti dažnio stabilumo ir įtampos stabilumo klases. Šiuolaikiniai modeliavimo metodai yra elektromagnetinių pereinamųjų procesų ir vidutinės kvadratinės vertės metodai, tyrimui vykdyti pasirinktas vidutinės kvadratinės vertės metodas.
2. Išanalizuoti vėjo elektrinių, saulės fotovoltinių elektrinių ir baterijų energijos kaupimo sistemų matematiniai modeliai. Tyrimui vykdyti pasirinkti REGCAU1, REECAU1, REPCAUI modeliai vėjo elektrinei ir saulės fotovoltinei elektrinei, REGCA1, REECC1, REPCA1 modeliai pasirinkti baterijų energijos kaupimo sistemai.
3. Sukurtas elektros perdavimo sistemos tyrimo modelis. Kaip pradinė struktūra pasirinkta IEEE 9 šynų sistema, ji modifikuota pakeičiant du sinchroninius generatorius į vėjo ir saulės elektrinių keitiklius. Prie penktos šynos su didžiausia 125 MW apkrova prijungta baterijų energijos kaupimo sistema. Sistemos įtampa pritaikyta Lietuvos perdavimo tinklui – iš 230 kV į 110 kV ir dažnis iš 60 Hz į 50 Hz.
4. Esant mažai atsinaujinančios generacijos daliai sistemos generacijos balanse, sistema be papildomų priemonių atitinka numatytus atitikties kriterijus, todėl baterijų energijos kaupimo sistema nėra būtina dažnio stabilumui užtikrinti.
5. Atsinaujinančios generacijos dalies padidėjimas iš 0% į 67% neigiamai veikia sistemos dažnio stabilumą. Pakeitus du iš trijų sinchroninių generatorių į keitikliais remtas atsinaujinančios energijos elektrines dažnio minimumas sumažėja nuo 49,71 Hz iki 48,46 Hz, tai pažeidžia numatytą ribą, dažnio kitimo greitis padidėja 4 kartus. Baterijų energijos kaupimo sistemos statizmas yra svarbiausias tirtas parametras, lemiantis sistemos atsako kokybę. 2 % statizmas sukelia neslopstančius svyravimus, 5 % statizmas užtikrina geriausią santykį tarp atsako greičio ir stabilumo, 12 % statizmas duoda sklandų, bet per lėtą atsaką ir nepakankamai išnaudoja sistemos galią. Baterijų energijos kaupimo sistemos dydžio įtaka tirtam trikdžiui yra nereikšminga. Esant 67 % atsinaujinančios generacijos daliai reikalingas papildomas sintetinės inercijos generavimas per tinklą formuojančius inverterius.

## Literatūros sąrašas

1. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *World Energy Outlook 2024* [interaktyvus]. IEA, 2024 [žiūrėta 2026-05-12]. Prieiga per internetą: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>.
2. INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Renewable Capacity Statistics 2024* [interaktyvus]. IRENA, 2024. ISBN 978-92-9260-568-2. [žiūrėta 2026-05-12]. Prieiga per internetą: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Mar/IRENA\\_RE\\_Capacity\\_Statistics\\_2024.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2024.pdf)
3. MILANO, F. ir kt. Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper). In *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)* [interaktyvus]. Dublin, Ireland: IEEE, 2018. p. 1–25. [žiūrėta 2026-05-12]. Prieiga per internetą: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8450880/>.
4. TIELENS, P. - VAN HERTEM, D. The relevance of inertia in power systems. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [interaktyvus]. 2016. Vol. 55, p. 999–1009. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S136403211501268X>.
5. FANG, J. ir kt. On the Inertia of Future More-Electronics Power Systems. In *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* [interaktyvus]. 2019. Vol. 7, no. 4, p. 2130–2146. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8506338/>.
6. RATNAM, K.S. ir kt. Future low-inertia power systems: Requirements, issues, and solutions - A review. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [interaktyvus]. 2020. Vol. 124, p. 109773. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032120300691>
7. ENTSO-E. *ENTSO-E confirms successful synchronization of the Continental European electricity system with the systems of the Baltic countries* [interaktyvus]. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2025 m. vasario 9 d. [žiūrėta 2026-05-12]. Prieiga per internetą: <https://www.entsoe.eu/news/2025/02/09/>.
8. ENTSO-E. *Continental European TSOs announce completion of synchronisation project with AST, Elering and Litgrid* [interaktyvus]. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2025 m. lapkričio 28 d. [žiūrėta 2026-05-12]. Prieiga per internetą: <https://www.entsoe.eu/news/2025/11/28/>.
9. HATZIARGYRIOU, N. ir kt. Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended. In *IEEE Transactions on Power Systems* [interaktyvus]. 2021. Vol. 36, no. 4, p. 3271–3281. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9286772/>.
10. NIKOS HATZIARGYRIOU ir kt. Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies. In [interaktyvus]. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: [https://resourcecenter.ieee-pes.org/publications/technical-reports/pes\\_tp\\_tr77\\_psdp\\_stability\\_051320](https://resourcecenter.ieee-pes.org/publications/technical-reports/pes_tp_tr77_psdp_stability_051320).
11. SHAIR, J. ir kt. Power system stability issues, classifications and research prospects in the context of high-penetration of renewables and power electronics. In *Renewable and*

- Sustainable Energy Reviews* [interaktyvus]. 2021. Vol. 145, p. 111111. [žiūrėta 2026-05-12].  
 . Prieiga per internetą: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032121003993>>.
12. Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. In *IEEE Transactions on Power Systems* [interaktyvus]. 2004. Vol. 19, no. 3, p. 1387–1401. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/1318675/>>.
  13. KUNDUR, P. *Power system stability and control*. . New York: McGraw-Hill, 1994. xxiii, 1176 p. ISBN 978-0-07-035958-1.
  14. SHAKERIGHADI, B. ir kt. An overview of stability challenges for power-electronic-dominated power systems: The grid-forming approach. In *IET Generation, Transmission & Distribution* [interaktyvus]. 2023. Vol. 17, no. 2, p. 284–306. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/gtd2.12430>>.
  15. SON, J.-Y. - MA, K. Wind Energy Systems. In *Proceedings of the IEEE* [interaktyvus]. 2017. Vol. 105, no. 11, p. 2116–2131. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7927779/>>.
  16. PENA, R. ir kt. A doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters supplying an isolated load from a variable speed wind turbine. In *IEE Proceedings - Electric Power Applications* [interaktyvus]. 1996. Vol. 143, no. 5, p. 380–387. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<http://digital-library.theiet.org/doi/10.1049/ip-epa%3A19960454>>.
  17. MILLER, N.W. ir kt. Dynamic modeling of GE 1.5 and 3.6 MW wind turbine-generators for stability simulations. In *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No. 03CH37491)* [interaktyvus]. Toronto, Ont., Canada: IEEE, 2003. p. 1977–1983. [žiūrėta 2026-05-12]. Prieiga per internetą: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/1267470/>>.
  18. RAMASUBRAMANIAN, D. ir kt. Converter Model for Representing Converter Interfaced Generation in Large Scale Grid Simulations. In *IEEE Transactions on Power Systems* [interaktyvus]. 2017. Vol. 32, no. 1, p. 765–773. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7448458/>>.
  19. KHAN, M. ir kt. Grid-forming control for inverter-based resources in power systems: A review on its operation, system stability, and prospective. In *IET Renewable Power Generation* [interaktyvus]. 2024. Vol. 18, no. 6, p. 887–907. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/rpg2.12991>>.
  20. MIRMOHAMMAD, M. - AZAD, S.P. Control and Stability of Grid-Forming Inverters: A Comprehensive Review. In *Energies* [interaktyvus]. 2024. Vol. 17, no. 13, p. 3186. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/17/13/3186>>.
  21. CHEN, J. ir kt. 100% Converter-Interfaced generation using virtual synchronous generator control: A case study based on the Irish system. In *Electric Power Systems Research* [interaktyvus]. 2020. Vol. 187, p. 106475. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779620302765>>.
  22. ENTSO-E. *Network Code on Requirements for Generators — Implementation Guidelines* [interaktyvus]. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2013 [žiūrėta 2026-05-12]. Prieiga per internetą: [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/rfg/](https://www.entsoe.eu/network_codes/rfg/)
  23. HURTADO, M. ir kt. Stability Assessment of Low-Inertia Power Systems: A System Operator Perspective. In *2024 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)* [interaktyvus]. Seattle, WA, USA: IEEE, 2024. p. 1–5. [žiūrėta 2026-05-12]. Prieiga per internetą: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/10688904/>>.

24. INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*. IRENA, 2017. ISBN 978-92-9260-038-9.
25. HESSE, H. ir kt. Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids. In *Energies* [interaktyvus]. 2017. Vol. 10, no. 12, p. 2107. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/10/12/2107>>.
26. STECCA, M. ir kt. A Comprehensive Review of the Integration of Battery Energy Storage Systems into Distribution Networks. In *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society* [interaktyvus]. 2020. p. 1–1. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9040552/>>.
27. PRAKASH, K. ir kt. A review of battery energy storage systems for ancillary services in distribution grids: Current status, challenges and future directions. In *Frontiers in Energy Research* [interaktyvus]. 2022. Vol. 10, p. 971704. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2022.971704/full>>.
28. SERBAN, I. - MARINESCU, C. Battery energy storage system for frequency support in microgrids and with enhanced control features for uninterrupted supply of local loads. In *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* [interaktyvus]. 2014. Vol. 54, p. 432–441. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0142061513003013>>.
29. KNAP, V. ir kt. Sizing of an Energy Storage System for Grid Inertial Response and Primary Frequency Reserve. In *IEEE Transactions on Power Systems* [interaktyvus]. 2016. Vol. 31, no. 5, p. 3447–3456. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7355404/>>.
30. DELILLE, G. ir kt. Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System’s Inertia. In *IEEE Transactions on Sustainable Energy* [interaktyvus]. 2012. Vol. 3, no. 4, p. 931–939. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6268312/>>.
31. MENG, L. ir kt. Fast Frequency Response From Energy Storage Systems—A Review of Grid Standards, Projects and Technical Issues. In *IEEE Transactions on Smart Grid* [interaktyvus]. 2020. Vol. 11, no. 2, p. 1566–1581. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8864014/>>.
32. LUO, X. ir kt. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. In *Applied Energy* [interaktyvus]. 2015. Vol. 137, p. 511–536. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261914010290>>.
33. WANG, W. ir kt. Co-Simulation of PSS/E, OpenDSS, and PSCAD for Power Systems Stability Analysis With Inverter-Based Resources. In *2025 57th North American Power Symposium (NAPS)* [interaktyvus]. Storrs, CT, USA: IEEE, 2025. p. 1–5. [žiūrėta 2026-05-12]. Prieiga per internetą: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/11272399/>>.
34. CALERO, F. ir kt. Dynamic Modeling of Battery Energy Storage and Applications in Transmission Systems. In *IEEE Transactions on Smart Grid* [interaktyvus]. 2021. Vol. 12, no. 1, p. 589–598. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9166575/>>.
35. IEC 61400-27-1:2020. *Wind energy generation systems — Part 27-1: Electrical simulation models — Generic models*. International Electrotechnical Commission, 2020.

36. POURBEIK, P. ir kt. Generic Dynamic Models for Modeling Wind Power Plants and Other Renewable Technologies in Large-Scale Power System Studies. In *IEEE Transactions on Energy Conversion* [interaktyvus]. 2017. Vol. 32, no. 3, p. 1108–1116. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7782402/>>.
37. EUROPOS KOMISIJA. Komisijos Reglamentas (ES) 2016/631 (2016 m. balandžio 14 d.), dėl tinklo kodekso, kuriame nustatomi generatorių prijungimo prie elektros energijos tinklo reikalavimai. *Europos Sąjungos oficialusis leidinys* [interaktyvus]. 2016, L 112, p. 1–68. [žiūrėta 2026-05-12]. Prieiga per internetą: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj?locale=lt>.
38. EUROPOS KOMISIJA. Komisijos Reglamentas (ES) 2016/1388 (2016 m. rugpjūčio 17 d.), dėl tinklo kodekso, kuriame nustatomi apkrovos prijungimo reikalavimai. *Europos Sąjungos oficialusis leidinys* [interaktyvus]. 2016, L 223, p. 10–54. [žiūrėta 2026-05-12]. Prieiga per internetą: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/LT/TXT/?uri=CELEX%3A32016R1388>
39. EUROPOS KOMISIJA. Komisijos Reglamentas (ES) 2016/1447 (2016 m. rugpjūčio 26 d.), dėl tinklo kodekso, kuriame nustatomi aukštosios įtampos nuolatinės srovės sistemų ir nuolatinės srovės linija jungiamų elektros jėgainių parko modulių prijungimo prie tinklo reikalavimai. *Europos Sąjungos oficialusis leidinys* [interaktyvus]. 2016, L 241, p. 1–65. [žiūrėta 2026-05-12]. Prieiga per internetą: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/LT/TXT/?uri=CELEX%3A32016R1447>
40. VERT. Nutarimas dėl bendrųjų techninių reikalavimų, nustatytų pagal 2016 m. balandžio 14 d. europos komisijos reglamentą (es) 2016/631 dėl tinklo kodekso, kuriame nustatomi generatorių prijungimo prie elektros energijos tinklo reikalavimai, patvirtinimo. [interaktyvus]. 2023, [žiūrėta 2026-05-12]. Prieiga per internetą: <https://www.e-tar.lt/portal/lt/legalAct/0ff5aaf0fbc911ed9978886e85107ab2>
41. HE, C. ir kt. Transient Stability of Low-Inertia Power Systems With Inverter-Based Generation. In *IEEE Transactions on Energy Conversion* [interaktyvus]. 2022. Vol. 37, no. 4, p. 2903–2912. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9804725/>>.
42. MARKOVIC, U. ir kt. Understanding Small-Signal Stability of Low-Inertia Systems. In *IEEE Transactions on Power Systems* [interaktyvus]. 2021. Vol. 36, no. 5, p. 3997–4017. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9361257/>>.
43. AHMED, F. ir kt. Dynamic grid stability in low carbon power systems with minimum inertia. In *Renewable Energy* [interaktyvus]. 2023. Vol. 210, p. 486–506. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148123003774>>.
44. LAVAL, I.O. ir kt. Virtual Synchronous Machine Testing and System Split Resilience: A Comparative Analysis with Grid-Following PV Inverters. In *Energies* [interaktyvus]. 2026. Vol. 19, no. 4, p. 1027. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/19/4/1027>>.
45. DAS, C.K. ir kt. Optimal sizing of a utility-scale energy storage system in transmission networks to improve frequency response. In *Journal of Energy Storage* [interaktyvus]. 2020. Vol. 29, p. 101315. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X19315646>>.
46. MOTALLEB, M. ir kt. Optimal placement and sizing of the storage supporting transmission and distribution networks. In *Renewable Energy* [interaktyvus]. 2016. Vol. 94, p. 651–659. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148116302853>>.

47. LARROUX, G. ir kt. [interaktyvus]. .[s.l.]: arXiv, 2026. [žiūrėta 2026-05-12]. Prieiga per internetą: <<https://arxiv.org/abs/2603.04189>>.
48. JANNESAR, M.R. ir kt. Optimal siting, sizing and control of battery energy storage to enhance dynamic stability of low-inertia grids. In *IET Renewable Power Generation* [interaktyvus]. 2024. Vol. 18, no. 15, p. 2925–2941. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/rpg2.13079>>.
49. HONG, Q. ir kt. Addressing Frequency Control Challenges in Future Low-Inertia Power Systems: Great Britain Perspective. In *Engineering* [interaktyvus]. 2021. Vol. 7, no. 8, p. 1057–1063. [žiūrėta 2026-05-12]. . Prieiga per internetą: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2095809921002575>>.