



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Vėjo turbinų menčių apledėjimo įtakos generuojamai galiai nustatymo tyrimas

Baigiamasis magistro projektas

Adolis Liepuonius

Projekto autorius

Doc. Mindaugas Ažubalis

Vadovas

Kaunas, 2025



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Vėjo turbinų menčių apledėjimo įtakos generuojamai galiai nustatymo tyrimas

Baigiamasis magistro projektas

Elektros energetikos inžinerija (6211EX010)

Adolis Liepuonius

Projekto autorius

Doc. Mindaugas Ažubalis

Vadovas

Doc. Gytis Svinkūnas

Recenzentas

Kaunas, 2025



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Adolis Liepuonius

Vėjo turbinų menčių apledėjimo įtakos generuojamai galiai nustatymo tyrimas

Akademinio sąžiningumo deklaracija

Patvirtinu, kad:

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

Adolis Liepuonius

Patvirtinta elektroniniu būdu

Liepuonius, Adolis. Vėjo turbinų menčių apledėjimo įtakos generuojamai galiai nustatymo tyrimas. Magistro baigiamasis projektas / vadovas doc. dr. Mindaugas Ažubalis; Kauno technologijos universitetas, Elektros ir elektronikos fakultetas.

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

Reikšminiai žodžiai: vėjo energetika, apledėjimas, SCADA, energijos nuostoliai, T19IceLossMethod.

Kaunas, 2025. 61 p.

Santrauka

Atsinaujinančių energijos šaltinių plėtra tampa vis aktualesnė reaguojant į klimato kaitos iššūkius, siekiant sumažinti priklausomybę nuo iškastinio kuro ir didinti energetinį saugumą. Šiame kontekste vėjo energetika Lietuvoje išgyvena spartų augimą – tiek dėl palankių gamtinių sąlygų, tiek dėl technologinės pažangos bei politikos skatinimo. Tačiau didėjant instaliuotai galiai ir plėtojant naujus parkus, vis daugiau dėmesio skiriama ne tik energijos gamybos apimtims, bet ir efektyvumui bei eksploataciniams iššūkiams. Vienas iš tokių iššūkių, galinčių paveikti turbinų darbą ir energijos gamybos rezultatus, yra menčių apledėjimas. Šis reiškinys gali mažinti energijos gamybos efektyvumą, trikdyti turbinų veiklą, didinti jų nusidėvėjimą bei eksploatacinius kaštus. Dėl ledo sankaupų ant menčių sumažėja jų aerodinaminės savybės, o tai ne tik sumažina generuojamos galios kiekį, bet ir gali sukelti stabdymus, apsaugant įrangą nuo pažeidimų. Nepaisant to, kad pasauliniu mastu atliekama daug teorinių, laboratorinių ir modeliinių tyrimų apie menčių apledėjimo poveikį, vis dar stokojama praktinių tyrimų, paremtų realiomis eksploatacinėmis sąlygomis gautais duomenimis. Šis duomenų trūkumas pastebimas ne tik vidutinio klimato regionuose, bet ir globaliu mastu, todėl sudėtinga tiksliai įvertinti apledėjimo poveikio mastą ir variacijas skirtinguose geografiniuose bei meteorologiniuose kontekstuose. Realų lauko tyrimų stoka riboja galimybes kurti patikimus nuostolių vertinimo modelius bei efektyvias prevencines strategijas.

Darbo tikslas – atlikti kiekybinį tyrimą, taikant T19IceLossMethod algoritmą, siekiant nustatyti vėjo jėgainių menčių apledėjimo poveikį generuojamai elektros energijai Lietuvos teritorijoje ir įvertinti su tuo susijusius ekonominius nuostolius. Darbe atlikta teorinė literatūros analizė, apimanti naujausių mokslinių šaltinių apžvalgą apie vėjo turbinų menčių apledėjimo formavimosi mechanizmus, meteorologines sąlygas, lemiančias šio reiškinio atsiradimą, bei naudojamus nuostolių vertinimo metodus. Empirinėje dalyje pritaikytas T19IceLossMethod algoritmas, leidžiantis įvertinti generuojamos galios nuokrypius, lyginant teorinę galios kreivę su faktiniais SCADA eksploatacijos duomenimis žemos temperatūros laikotarpiais.

Analizuoti 2024 metų duomenys iš 30 vėjo turbinų Lietuvoje, siekiant nustatyti energijos nuostolių mastą tiek dėl efektyvumo sumažėjimo, tiek dėl turbinų stabdymo atvejų. Papildomai įvertintas bokšto aukščio, turbinų geografinės padėties bei meteorologinių parametrų, tokių kaip oro temperatūra ir kritulių kiekis, poveikis. Gauti rezultatai leido išvelgti tam tikras tendencijas ir regioninius skirtumus, kurie aktualūs tiek operatoriams, tiek investuotojams. Atliktas tyrimas leidžia geriau suprasti menčių apledėjimo reikšmę realiomis Lietuvos sąlygomis ir gali būti reikšmingas priimant sprendimus dėl vėjo turbinų eksploatacijos strategijų, efektyvumo didinimo, prevencinių priemonių taikymo bei investicijų planavimo, įvertinant rizikas, susijusias su klimatinių sąlygų įtaka.

Liepuonius, Adolis. Assessment of Wind Turbine Blade Icing Impact on Power Generation. Master's Final Degree Project / supervisor assoc. prof. dr. Mindaugas Ažubalis; Faculty of Electrical and Electronics Engineering, Kaunas University of Technology.

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

Keywords: wind energy, icing, SCADA, power losses, T19IceLossMethod.

Kaunas, 2025. 61 p.

Summary

The expansion of renewable energy sources is becoming increasingly important in response to the challenges of climate change, aiming to reduce dependence on fossil fuels and enhance energy security. In this context, wind energy in Lithuania is experiencing rapid growth—driven by favorable natural conditions, technological advancement, and supportive policies. However, as installed capacity increases and new wind parks are developed, growing attention is being paid not only to energy production volumes but also to efficiency and operational challenges. One such challenge that can affect turbine performance and power generation outcomes is blade icing.

This phenomenon can reduce energy production efficiency, disrupt turbine operation, increase wear, and raise operational costs. Ice accumulation on blades deteriorates their aerodynamic properties, which not only decreases the amount of power generated but can also trigger shutdowns to protect the equipment from damage. Despite the wide range of theoretical, laboratory, and simulation-based studies conducted worldwide on the effects of blade icing, there is still a lack of practical research based on real-world operational data. This shortage of data is observed not only in temperate climate regions but also globally, making it difficult to accurately assess the extent of icing impacts and their variability across different geographical and meteorological contexts. The lack of field research limits the development of reliable loss assessment models and effective prevention strategies.

The aim of this study is to fill the existing knowledge gap by quantitatively assessing the impact of blade icing on wind turbine power output in Lithuania and identifying the potential economic risks associated with it. The study includes a theoretical literature review that covers recent scientific sources on the mechanisms of blade icing formation, the meteorological conditions that contribute to it, and the methods used to evaluate its impact. In the empirical part, the T19IceLossMethod algorithm was applied to assess power deviations by comparing theoretical power curves with actual SCADA operational data during low-temperature periods.

The analysis was based on 2024 data from 30 wind turbines operating in Lithuania, aiming to determine the extent of power losses caused by both efficiency reduction and turbine shutdowns. Additionally, the influence of tower height, turbine location, and meteorological parameters such as air temperature and precipitation levels was assessed. The results revealed certain trends and regional differences relevant to both operators and investors.

This research provides a deeper understanding of the significance of blade icing under real Lithuanian conditions and can serve as a valuable foundation for decisions related to turbine operation strategies, efficiency improvements, implementation of preventive measures, and investment planning, taking into account climate-related risks.

Turinys

Lentelių sąrašas	7
Paveikslų sąrašas	8
Santrumpų ir terminų sąrašas	9
Įvadas.....	10
1. Vėjo turbinų menčių apledėjimo poveikio energijos gamybai teorinė analizė.....	12
1.1. Vėjo energetikos kontekstas Lietuvoje.....	12
1.2. Meteorologinės apledėjimo formavimosi sąlygos.....	13
1.3. IEA klimato klasifikacija ir jos taikymas Lietuvos vėjo energetikoje	15
1.4. Ekonominiai vėjo turbinų apledėjimo padariniai	18
1.5. Apledėjimo įtakos generuojamai galiai metodų apžvalga.....	20
2. Tyrimo metodologija	27
2.1. T19IceLossMethod algoritmo veikimo logika	27
2.2. Tyrimo vykdymo etapai	34
3. Vėjo turbinų menčių apledėjimo įtakos generuojamai galiai nustatymo tyrimo rezultatai	36
3.1. Tyrimui naudotų duomenų apžvalga	36
3.2. Gamybos nuostolių analizė teorinio neapibrėžtumo kontekste	38
3.3. Apledėjimo sukeltų energijos nuostolių analizė.....	39
3.4. Ekonominė apledėjimo sukeltų nuostolių analizė	49
Išvados	55

Lentelių sąrašas

1 lentelė apledėjimo klasifikacija pagal meteorologinį ir instrumentinį apledėjimą bei gamybos nuostolius (% metų) [14].	16
2 lentelė Apledėjimo įtakos generuojamai galiai metodų analizė	21
3 lentelė Reikalingų SCADA duomenų signalų sąrašas [43/]	27
4 lentelė Analizuojamų vėjo jėgainių skaičius ir paskirstymas Lietuvos regionuose	37
5 lentelė Vėjo jėgainių priskyrimas IEA apledėjimo klasėms pagal metinius energijos nuostolius (% AEP)	42

Paveikslų sąrašas

1 pav. Vėjo elektrinių gaminama energija Lietuvoje 2014 – 2023m. [6].....	12
2 pav. Vėjo elektrinių pasiskirstymas Lietuvoje [8].....	13
3 pav. Ledo kaupimosi pavyzdžiai ir jų poveikis menčių efektyvumui [11]	14
4 pav. Apledėjimo rizikos ir žemos temperatūros zonos Europoje pagal „Wind Ice & Cold Climate Atlas“ [18]	17
5 pav. Kapitalo kaštų poveikis grynajai dabartinei vertei (NPV) ir investicijų grąžai (IRR). (Pagal projektą, kurio pradinis kapitalas siekia 100 000 CAD, o per ateinančius metus generuojamos 5 000, 10 000 ir 120 000 CAD pajamos, IRR yra taškas, kuriame NPV tampa lygi nuliui) [30].	19
6 pav. CFD metodo procesas	21
7 pav. BEM metodo procesas [34]	22
8 pav. SCADA duomenų analizės etapai apledėjimo poveikiui įvertinti	24
9 pav. Etaloninės galios kreivės ribos ir apledėjimo įvykių klasifikacija [43].....	31
10 pav. T19IceLossMethod algoritmo taikymo schema	33
11 pav. Analizuotų vėjo jėgainių išsidėstymas Lietuvos teritorijoje.....	36
12 pav. Jėgainių faktinio prieinamumo (EBA) ir 10-osios gamybos prognozės procentilio (P10) palyginimas.....	38
13 pav. Vėjo jėgainių apledėjimo ir stovėjimo trukmės grafikas	39
14 pav. Visų vėjo jėgainių bendri santykiniai energijos nuostoliai dėl apledėjimo	40
15 pav. Apledėjimo sukelti energijos nuostoliai: efektyvumo sumažėjimo ir sustabdymų dalys pagal jėgaines	41
16 pav. Santykiniai vidutiniai energijos nuostoliai dėl apledėjimo pagal turbinų aukštį	43
17 pav. Santykiniai vidutiniai energijos nuostoliai dėl apledėjimo sukulto sustabdymo pagal vėjo jėgainės aukštį	44
18 pav. Turbinų sustabdymo trukmė dėl apledėjimo pagal vėjo jėgainės aukštį (val./metus).....	45
19 pav. Jėgainių veikimo trukmė apledėjus pagal bokšto aukštį.....	45
20 pav. Santykiniai vidutiniai energijos nuostoliai dėl apledėjimo pagal vėjo jėgainių regioną (vakarų–rytų kryptimi)	46
21 pav. Santykiniai vidutiniai energijos nuostoliai dėl apledėjimo pagal vėjo jėgainių regioną (šiaurės–pietų kryptimi).....	47
22 pav. 2024 m. sausio mėn. vidutinės oro temperatūros žemėlapis su analizuotų vėjo jėgainių veikimo teritorijomis [44].....	48
23 pav. 2024 m. sausio mėn. kritulių kiekio žemėlapis su analizuojamų vėjo jėgainių veikimo teritorijomis [44].....	49
24 pav. Santykiniai ekonominiai nuostoliai dėl našumo sumažėjimo pagal jėgainę.....	51
25 pav. Finansiniai nuostoliai dėl našumo sumažėjimo pagal jėgainę	51
26 pav. Finansiniai nuostoliai dėl sustabdymo pagal jėgainę.....	52
27 pav. Santykiniai ekonominiai nuostoliai dėl sustabdymo pagal jėgainę	52
28 pav. Santykiniai nuostoliai dėl efektyvumo sumažėjimo ir sustabdymų pagal jėgainę	53

Santrumpų ir terminų sąrašas

Santrumpos:

SCADA - angl. *Supervisory Control and Data Acquisition*; priežiūros ir duomenų surinkimo sistema.

BEM – angl. *Blade Element Momentum*; klasikinis aerodinaminis modelis, plačiai naudojamas vėjo turbinų skaičiavimuose.

CFD – angl. *Computational Fluid Dynamics*; skaičiuojamoji skysčių dinamika.

IRR – angl. *Internal Rate of Return*; vidinė investicijų grąžos norma.

NPV – angl. *Net Present Value*; grynoji dabartinė vertė.

GAM – angl. *Generalized Additive Model*; generalizuotas adityvinis modelis.

RMSE – angl. *Root Mean Square Error*; kvadratinė vidutinė paklaida.

MB – angl. *Mean Bias*; vidutinis šališkumas.

LES – angl. *Large Eddy Simulation*; didžiųjų sūkurių modeliavimas.

RANS – angl. *Reynolds-Averaged Navier–Stokes*; laiko vidurkinių Navier-Stokes lygčių metodas.

WRF – angl. *Weather Research and Forecasting*; orų prognozavimo modelis.

IEA – angl. *International Energy Agency*; Tarptautinė energetikos agentūra.

TCP – angl. *Technology Collaboration Programme*; technologinio bendradarbiavimo programa.

TIGER – angl. *Tensor-based Ice Growth Event Recognition*; ledo susidarymo įvykių atpažinimo sistema pagal SCADA duomenis.

WICE – angl. *Wind Energy in Cold Climates Estimation*; vėjo energetikos nuostolių įvertinimo modelis šalto klimato sąlygomis.

AEP – angl. *Annual Energy Production*; metinė elektros energijos gamyba.

Terminai:

Efektyvumo sumažėjimas – skirtumas tarp faktinės ir teorinės galios, atsirandantis dėl apledėjimo ar kitų trikdžių.

Galios kreivė – vėjo turbino generuojamos galios priklausomybė nuo vėjo greičio normaliomis sąlygomis.

Ivadas

Iki 2050 metų Lietuva planuoja visą reikalingą šilumą ir elektros energiją gaminti iš atsinaujinančių energijos šaltinių. Prognozuojama, kad jau 2030 metais vėjo jėgainių parkuose bus pagaminama daugiau nei 50% šalies elektros energijos poreikio [1]. Ši tendencija atspindi ir dabartiniuose rodikliuose: 2023 m., palyginti su 2018 m., vėjo ir saulės energijos elektrinių gamyba išaugo 159 % ir siekė 3,16 TWh. Didžiausią dalį šios energijos pagamino vėjo elektrinės – 2,52 TWh, arba 121 % daugiau nei 2018 m [2]. Taigi, vėjas jau dabar yra didžiausias atsinaujinantis elektros energijos gamybos šaltinis Lietuvoje, o šalies vėjo jėgainių parkų bendroji galia siekia 730 MW [3].

Ekonomiškai vėjo energija taip pat yra viena konkurencingiausių energijos rūšių. Kaip rodo 2019 m. BNEF duomenys, sausumos vėjo jėgainių pagamintos elektros energijos kaina Šiaurės Vakarų Europoje siekia nuo 46 iki 63 EUR už vieną MWh, o jūrų vėjo jėgainių – nuo 62 iki 83 EUR. Palyginimui, saulės elektrinėse pagamintos energijos kaina svyruoja nuo 64 iki 85 EUR už vieną MWh, o kūrenant iškastiniu kuru – nuo 70 iki 95 EUR už vieną MWh. Šie rodikliai akivaizdžiai pabrėžia vėjo energijos konkurencingumą ir šalies motyvaciją toliau plėtoti šį sektorių [1].

Vis dėlto vėjo energetikos plėtrą šalyse, pasižyminčiose šaltomis žiemomis, įskaitant ir Lietuvą, riboja klimatiniai iššūkiai. Nors apledėjimas dažniausiai siejamas su šiauriniu klimatu, šis reiškinys aktualus ir vidutinėse platumose. Lietuva priklauso vidutinio klimato juostai, tačiau čia aiškiai išreikšti sezoniniai skirtumai, o žiemos metu dažnai pasitaiko sąlygų, sudarančių palankias sąlygas apledėjimui. Todėl vėjo jėgainių eksploatacija susiduria su papildomais iššūkiais. Apledėjimas yra pripažįstamas kaip reikšminga problema, ribojanti vėjo turbinų našumą ir elektros energijos gamybą šaltuose regionuose. Tyrimai rodo, kad tokiose vietovėse apledėjimo sukelti metiniai energijos gamybos nuostoliai gali siekti iki 17 %, o aerodinaminių savybių praradimas – net 20–50 %. Šie nuostoliai didina komponentų apkrovas, greitina rotorius elementų nusidėvėjimą bei kelia saugumo riziką [4]. Nepaisant šių iššūkių, Lietuvoje dar nėra atlikta išsamių tyrimų, kurie kiekybiškai įvertintų apledėjimo poveikį vėjo jėgainių generuojamai energijai.

Siekiant užpildyti esamą informacijos spragą, analizei pasirinktas T19IceLossMethod metodas – standartizuotas statistinis įrankis, sukurtas Tarptautinės energetikos agentūros (IEA) Wind TCP programos. Šis metodas leidžia kiekybiškai įvertinti energijos nuostolius dėl vėjo turbinų menčių apledėjimo, remiantis SCADA duomenų analize. Vertinimui naudojami tokie eksploataciniai rodikliai kaip vėjo greitis, oro temperatūra ir faktinė elektros energijos gamyba. Toks metodologinis požiūris leidžia tiksliai identifikuoti apledėjimo poveikį gamybos apimtims ir objektyviai įvertinti šio reiškinio mastą Lietuvos klimato sąlygomis [5].

Tikslas – įvertinti vėjo turbinų menčių apledėjimo poveikį energijos gamybai ir su tuo susijusius ekonominius nuostolius.

Uždaviniai:

1. apžvelgti mokslinę literatūrą apie vėjo turbinų menčių apledėjimo poveikį energijos gamybai bei nuostolių vertinimo metodus;
2. išanalizuoti kiekybinius tyrimo rezultatus, siekiant nustatyti bendras apledėjimo sukeltų nuostolių tendencijas;
3. įvertinti vėjo turbinų aukščio sąsajas su patirtais nuostoliais dėl apledėjimo;
4. įvertinti vėjo turbinų geografinės vietos įtaką apledėjimo sukeltam efektyvumo sumažėjimui ir sustabdymams;

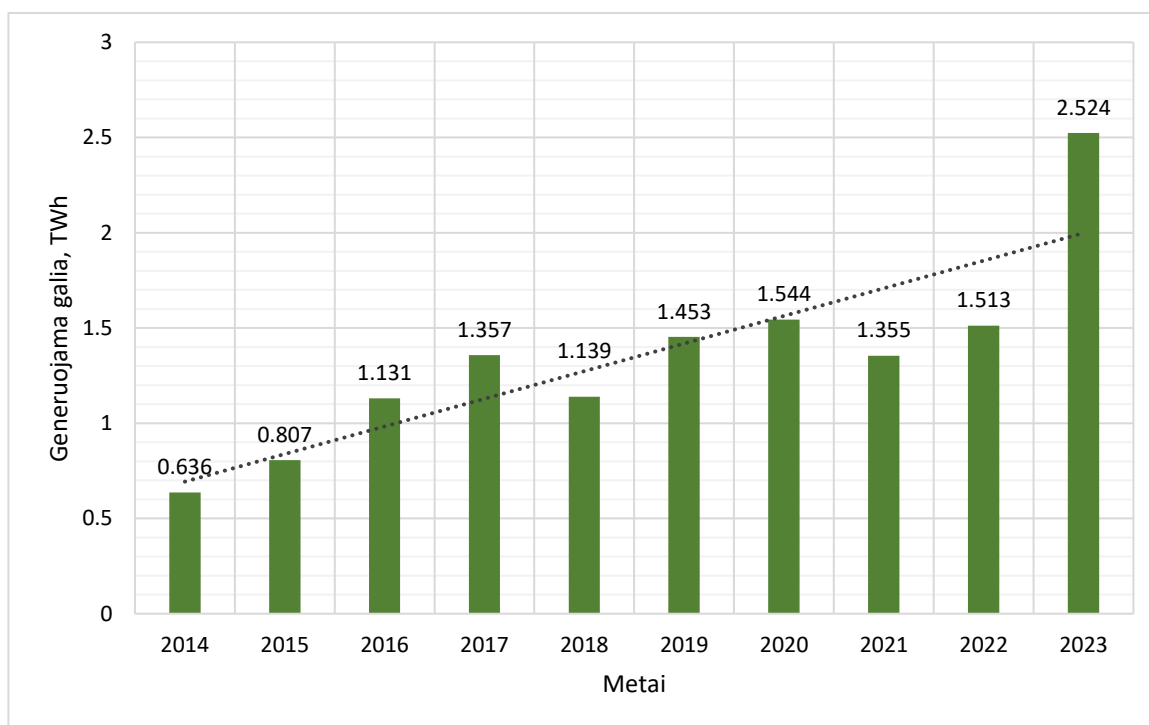
5. nustatyti finansinius nuostolius, patirtus dėl apledėjimo sukeltų energijos gamybos praradimų.

1. Vėjo turbinų menčių apledėjimo poveikio energijos gamybai teorinė analizė

Šiame skyriuje pristatoma vėjo energetikos raida ir geografinė plėtra Lietuvoje, aptariami meteorologiniai veiksniai, lemiantys apledėjimo susidarymą ant vėjo turbinų menčių. Taip pat apžvelgiama Tarptautinės energetikos agentūros (IEA) „Wind Task 19“ (Tarptautinės energetikos agentūros iniciatyvos, skirtos vėjo energetikai šalto klimato sąlygomis) programos sukurta apledėjimo klimato klasifikacija bei Lietuvos priskyrimas atitinkamai klasei. Toliau analizuojami empiriniai tyrimai, atlikti kitose šalyse su panašiomis klimato sąlygomis, bei pateikiama pagrindinių metodų, naudojamų apledėjimo poveikiui įvertinti, apžvalga.

1.1. Vėjo energetikos kontekstas Lietuvoje

Pastaraisiais metais vėjo energetika tapo vienu svarbiausių atsinaujinančiųjų energijos šaltinių Lietuvoje, o jos indėlis į nacionalinį energijos balansą nuolat didėja. 2024 m. vėjo elektrinės per devynis mėnesius pagamino 2,324 TWh elektros energijos – tai 55 % daugiau nei per visus 2022 metus [6]. Tų pačių metų Gruodį jos sugeneravo net 57 % visos tuo metu suvartotos elektros [7], o metinis elektros gamybos savarankiškumo rodiklis pirmąkart pasiekė 62 %, lyginant su 48 % 2023 m. [8]. 1 pav. iliustruoti duomenys rodo nuoseklią generuojamos galios augimo tendenciją nuo 2014 iki 2023 metų, pagrindžiančią, kodėl būtina gilintis į šio sektoriaus veikimo efektyvumą. Tokia dinamika patvirtina vėjo energetikos, kaip dominuojančios technologijos, svarbą ir pagrindžia būtinybę analizuoti veiksnius, galinčius turėti įtakos jos veikimo efektyvumui.

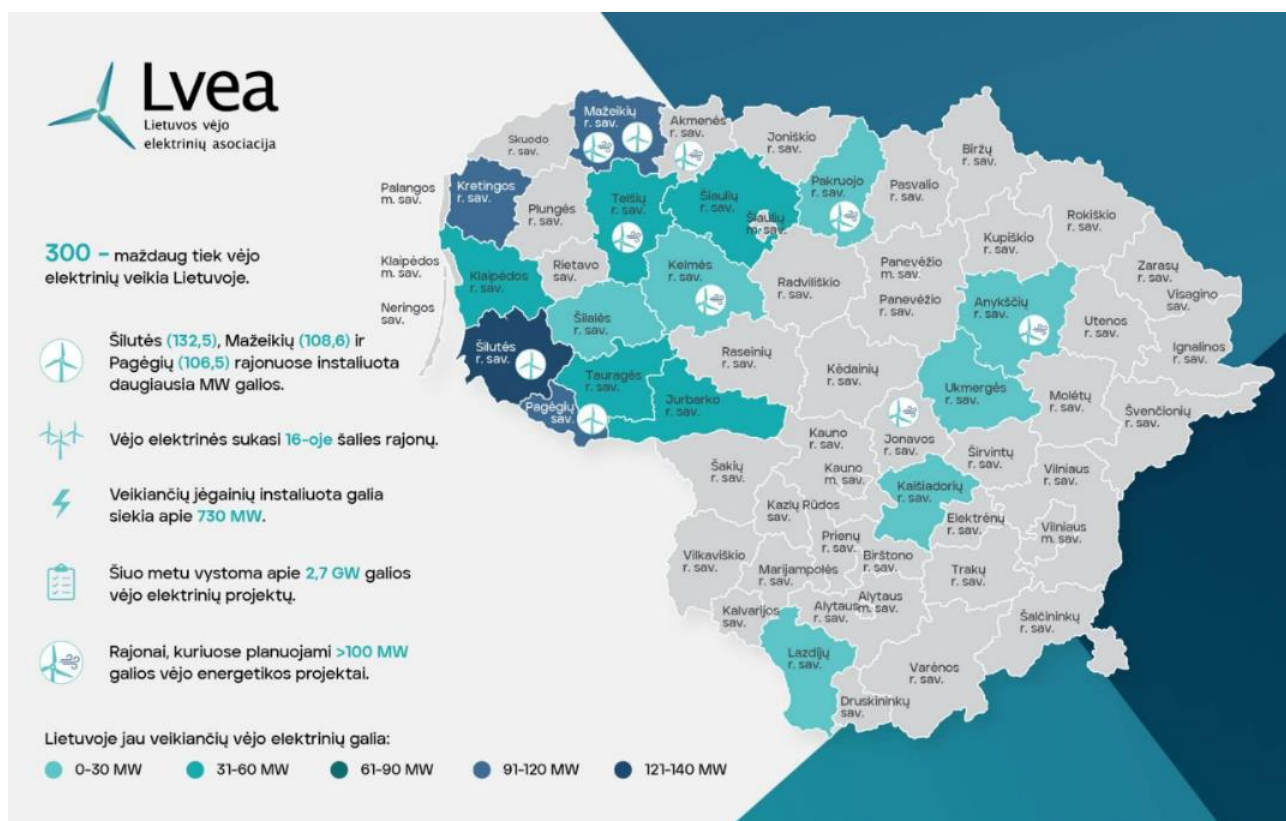


1 pav. Vėjo elektrinių gaminama energija Lietuvoje 2014 – 2023m. [6].

Vėjo elektrinių plėtra ir geografinis išsidėstymas Lietuvoje

Šiuo metu Lietuvoje veikia daugiau nei 300 vėjo elektrinių, kurių bendra instaliuota galia siekia apie 730 MW. Didžiausi vėjo parkai įrengti Šilutės (132,5 MW), Mažeikių (108,6 MW) ir Pagėgių (106,5 MW) rajonuose, o nauji projektai vystomi Akmenės, Kelmės, Telšių ir Rokiškio regionuose [3]. 2 pav. pateiktas vėjo elektrinių pasiskirstymo žemėlapis iliustruoja, kad jėgainės išdėstytos įvairiose

šalies vietovėse – tiek prie jūros, tiek rytų Lietuvos aukštumose, kur klimato sąlygos gali reikšmingai skirtis. Tokia geografinė įvairovė įgauna dar didesnę reikšmę atsižvelgiant į planuojamą sektoriaus plėtrą – strateginiuose dokumentuose numatyta, kad iki 2030 m. vėjo elektrinės galėtų sudaryti apie 75 % visos elektros energijos iš atsinaujinančių išteklių [9]. Vystant vėjo jėgainių parkus visose šalies dalyse, tampa svarbu įvertinti regioninius skirtumus, galinčius paveikti elektrinių veikimo efektyvumą ir ilgaamžiškumą.



2 pav. Vėjo elektrinių pasiskirstymas Lietuvoje [8]

Taigi, Lietuva pasižymi nuoseklia vėjo energetikos plėtra, kuri tampa kertiniu šalies energetinio tvarumo ir nepriklausomumo pagrindu. Augantis instaliuotas pajėgumas, geografiškai įvairiai pasiskirstę vėjo parkai ir sparčiai didėjančios gamybos apimtys atskleidžia šio sektoriaus strateginę svarbą. Siekiant iki 2030 m. didžiąją dalį elektros energijos iš atsinaujinančių šaltinių pagaminti vėjo elektrinėse, įgyvendinamos kryptingos strategijos – nuo investicijų skatinimo iki administracinių procesų optimizavimo [9,10]. Atsižvelgiant į tokias plėtros tendencijas, svarbu kompleksiskai vertinti veiksniai, galinčius daryti įtaką elektrinių veikimo efektyvumui bei ilgaamžiškumui skirtingose Lietuvos vietovėse.

1.2. Meteorologinės apledėjimo formavimosi sąlygos

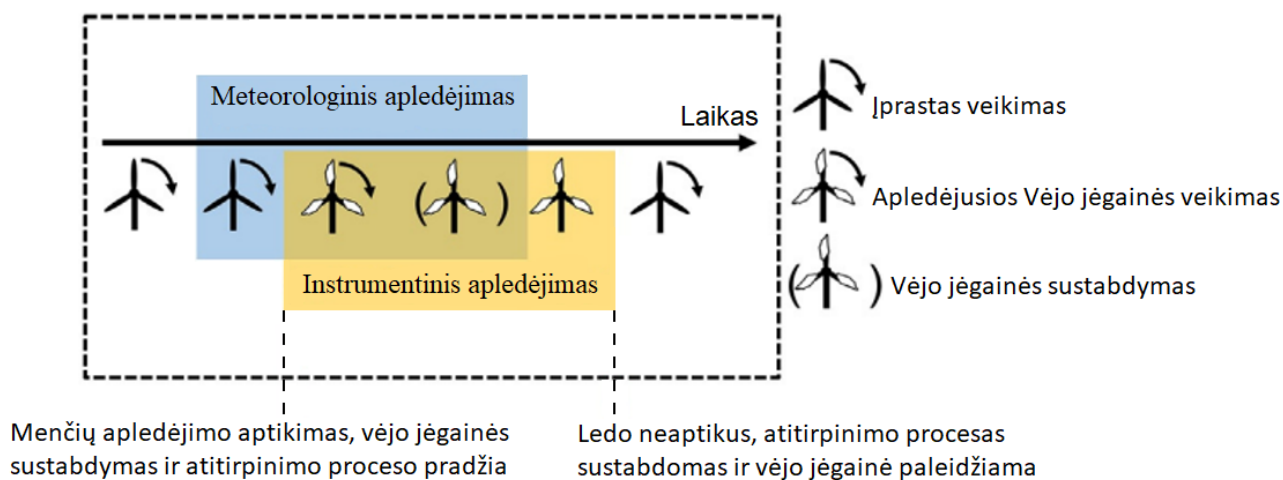
Vėjo turbinų menčių apledėjimas yra sudėtingas fizikinis reiškinys, priklausantis nuo meteorologinių ir aerodinaminių veiksnių. Ledas susidaro tada, kai stipriai atšaldyti vandens lašeliai (dažniausiai esant rūkui, dulksnai ar šlapdribai) atsitrenkia į šaltą paviršių ir iškart užšąla. Kaip pažymi Le et al. (2022) ir Gao et al. (2021), apledėjimo pobūdį ir intensyvumą gali paveikti ir aerodinaminiai veiksniai, tokie kaip: mentės paviršiaus šiurkštumas, profilis ar atakos kampas [11,12]. Be to, ledo susidarymas keičia menčių natūralius dažnius, kas gali sukelti rezonansą, ypač mažesnėms turbinoms ar lengvoms rotorinėms mentėms. Aerodinaminė menčių funkcija ženkliai degradoja, o tai sumažina

bendrą turbinos efektyvumą [13]. Vis dėlto šiame tyrime daugiausia dėmesio skiriama meteorologiniam kontekstui, nes analizuojami duomenys neapima konstrukcinių ar oro srauto dinaminių charakteristikų. Pagal IEA „Wind Task 19“ dokumentą, apledėjimą lemia šie pagrindiniai meteorologiniai parametrai:

- oro temperatūra tarp $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ir $+3\text{ }^{\circ}\text{C}$ (dažniausiai apie $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- santykinė drėgmė, viršijanti 75 %;
- vėjo greitis, didesnis nei 3 m/s;
- skysto vandens kiekis (vandens masės debesyje matas tam tikrame sauso oro kiekyje) virš $0,2\text{ g/m}^3$ [14].

Remiantis Le et al. (2022), ledo susidarymo procesas apima keturias stadijas: inkubaciją (kai lašelis pasiekia paviršių), akumuliaciją (ledo kaupimąsi), išlikimą (kai ledas jau nesiplečia) ir tirpimą (arba pasišalinimą). Šios stadijos priklauso tiek nuo aplinkos sąlygų, tiek nuo pačios turbinos darbo režimo. Apledėjimas gali būti klasifikuojamas ir pagal jo poveikio pobūdį (žr. 3 pav.):

- Instrumentinis apledėjimas – veikia matavimo prietaisus (pvz., anemometrus), trikdo duomenų tikslumą ir gali sukelti valdymo sistemos klaidų.
- Rotorių menčių apledėjimas – paveikia aerodinaminį efektyvumą, sukelia masės disbalansą, vibracijas ir papildomas apkrovas.
- Meteorologinis apledėjimas – bendras terminas, apimantis natūraliai aplinkoje vykstančius procesus, susijusius su ledo kaupimu [11].



3 pav. Ledo kaupimosi pavyzdžiai ir jų poveikis menčių efektyvumui [11]

2021 m. empirinis tyrimas realiomis sąlygomis (angl. *field study*) parodė, kad net 25–30 val. trukmės apledėjimo įvykiai gali lemti reikšmingą ledo kaupimąsi – iki 30 cm storio ant mentės išorinių zonų. Toks ledo kaupimasis gali sukelti iki 80 % galios nuostolių. Šie rezultatai parodo, kad net esant pakankamam vėjo greičiui, apledėjimas gali reikšmingai paveikti energijos gamybos efektyvumą [12].

Kiti tyrimai rodo, kad teoriniuose modeliuose apibrėžtos kritinės sąlygos – žema temperatūra, didelis santykinis drėgnumas ir skysto vandens kiekis ore – realiomis sąlygomis dažniausiai pasitaiko tam tikru metų laiku. Pavyzdžiui, Molinder et al. (2018) tyrimas, atliktas pietinėje Švedijoje ($58\text{--}60^{\circ}$ š. platumos), parodė, kad reikšmingiausi apledėjimo įvykiai ir su tuo susiję energijos nuostoliai fiksuoti gruodžio pabaigoje ir sausio pradžioje, ypač sausio 3–5 d. laikotarpiu [15].

Šios geografinės platumos klimatinės sąlygos laikomos artimomis rytų Baltijos regionui, įskaitant Lietuvą (54–56° š. platumos), kuri taip pat pasižymi vidutinio klimato bruožais su šaltomis žiemomis ir išreikštu sezoniškumu. Todėl galima pagrįstai manyti, kad Lietuvoje palankiausios sąlygos apledėjimui susidaro žiemos viduryje, kai meteorologiniai veiksniai dažniausiai pasiekia kritines ribas ledo kaupimuisi.

Vis dėlto pastebėtina, kad pastaraisiais dešimtmečiais klimato kaita daro vis didesnę įtaką apledėjimo sąlygoms įvairiuose regionuose. Kaip pažymi Aizpurua-Etxezarreta et al. (2022), kai kuriose Skandinavijos ir Baltijos regiono vietovėse šaltųjų temperatūrų dažnis sumažėjo iki 60 %, o tai rodo reikšmingus pokyčius šaltojo sezono intensyvume [16]. Vis dėlto vien temperatūros mažėjimas neužtikrina rizikos sumažėjimo - ledo formavimuisi kritinės sąlygos gali išlikti ar net sustiprėti dėl kitų veiksnių.

Pavyzdžiui, remiantis 2024 metų tyrimu, Lietuvoje stebimos reikšmingos klimato kaitos tendencijos: nuo 1991 iki 2020 metų metinė oro temperatūra pakilo 1,2 °C, o didžiausias šiltėjimas fiksuotas būtent žiemos mėnesiais – sausį ir vasarį. Tuo pačiu metu šių mėnesių kritulių kiekis padidėjo atitinkamai 26 % ir 43 %. Prognozuojama, kad šios tendencijos stiprės – žiemos sezonu kritulių kiekis augs toliau, ypač vakarinėje šalies dalyje [17]. Esant artimoms 0 °C temperatūroms, padidėjęs kritulių kiekis gali sudaryti daugiau sąlygų stipriai atšaldytiems vandens lašeliams formotis ir kauptis ant vėjo turbinų paviršių. Tokios sąlygos išlaiko ar net didina apledėjimo riziką nepaisant šiltėjančio klimato, todėl svarbu remtis ne vien temperatūros vidurkiais, bet ir jų deriniu su kritulių dinamika.

Apibendrinant, apledėjimo susidarymas yra procesas, priklausantis tiek nuo aplinkos sąlygų, tiek nuo aerodinaminių turbinų savybių. Nors pagrindinės ledo formavimosi sąlygos – žema temperatūra, didelė drėgmė, pakankamas vėjo greitis ir padidėjęs skysto vandens kiekis ore – yra gerai išskirtos teoriniuose modeliuose, jų pasireiškimas realiomis sąlygomis priklauso nuo konkretaus regiono klimato ir sezoniškumo. Lietuvoje, nepaisant vidutinio klimato juostos, žiemos metu dažnai pasitaiko sąlygų, sudarančių palankią terpę apledėjimui, o klimato kaitos tendencijos – ypač šylančios, bet drėkstančios žiemos – šią riziką ne tik išlaiko, bet ir gali sustiprinti. Todėl vertinant apledėjimo poveikį vėjo energetikai svarbu remtis ne tik teoriniais kriterijais, bet ir naujausiais regioniniais klimato duomenimis.

1.3. IEA klimato klasifikacija ir jos taikymas Lietuvos vėjo energetikoje

Pagal IEA „Wind Task 19“ dokumente išskirtą klasifikaciją, klimatinės zonos susijusios su apledėjimo poveikiu vėjo energetikai skirstomos į šias tris pagrindines kategorijas:

- Šaltas klimatas (angl. *cold climate*) – teritorijos, kur oro temperatūra dažnai nukrenta žemiau 0 °C, tačiau apledėjimo įvykiai pasitaiko retai.
- Žemos temperatūros klimatas (angl. *low-temperature climate*) – šalys ar regionai, kur ilgai išsilaiko žemos temperatūros, tačiau trūksta drėgmės ar kitų sąlygų, reikalingų ledo formavimuisi.
- Apledėjimo klimatas (angl. *icing climate*) – vietovės, kuriose apledėjimas pasireiškia reguliariai ir ženkliai veikia turbinas. Remiantis IEA, tokiuose regionuose instrumentinis apledėjimas viršija 1 % metų, o meteorologinis – 0,5 % [14].

Kartu IEA pateikia ir kiekybinę klasifikaciją pagal apledėjimo poveikio intensyvumą, kuri suskirstyta į penkias klases (žr. 1 lentelė.):

1 lentelė apledėjimo klasifikacija pagal meteorologinį ir instrumentinį apledėjimą bei gamybos nuostolius (% metų) [14].

IEA Apledėjimo klasė	Meteorologinis apledėjimas (% dalis metų)	Įrangos apledėjimas (% dalis metų)	Energijos nuostoliai (% dalis metų)
1	0 - 0,5	0 - 1,5	0 - 0,5
2	0,5 - 3	1 - 9	0,5 - 5
3	3 - 5	6 - 15	3 - 12
4	5 - 10	10 - 30	10 - 25
5	> 10	> 20	> 20

Remiantis WIceAtlas žemėlapiu (žr. 4 pav.), didžioji Lietuvos dalis patenka į 2 IEA apledėjimo klasę (geltona spalva), tačiau vakarinė pakrantės dalis – į 1 klasę (žalia spalva). Tai reiškia, kad instrumentinis apledėjimas gali sudaryti iki 9 %, o energijos gamybos nuostoliai siekti 5 %. Šis klasifikacinis lygis leidžia pagrįstai teigti, kad net jei Lietuva nelaikoma tipišku šalto klimato regionu, apledėjimo poveikis gali būti reikšmingas, ypač ilgėjant vėjo elektrinių eksploataciniam laikotarpiui ir augant jų daliai nacionalinėje elektros gamyboje.

WIceAtlas vertinimai yra grindžiami daugiau nei 20 metų trukmės meteorologinių stebėjimų duomenimis iš daugiau nei 4000 pasaulinių stočių, taikant duomenų interpoliaciją iki 150 m aukščio virš žemės [18]. Ši metodika leidžia sudaryti pakankamai patikimus regioninio masto apledėjimo žemėlapius, kurie plačiai taikomi ankstyvose vėjo energetikos projektų planavimo stadijose. Tačiau dėl to, kad vertinimai remiasi interpoliuotais duomenimis, šie žemėlapiai gali neatskleisti tikslių regioninių klimato ypatumų – ypač tose vietovėse, kur meteorologinių stočių tankis yra mažas. Nors žinoma, kad Lietuvos teritorija yra įtraukta į WIceAtlas modelį, viešai nėra pateikiama, kiek ir kur konkrečiai yra naudota duomenų stočių. Todėl šie vertinimai turėtų būti vertinami kaip orientaciniai, o tikslesniam apledėjimo poveikio įvertinimui būtina papildomai remtis vietoje surinktais eksploataciniais duomenimis.



4 pav. Apledėjimo rizikos ir žemos temperatūros zonos Europoje pagal „Wind Ice & Cold Climate Atlas“ [18]

Kaip pastebima 4 pav., į tą pačią IEA klasę kaip ir Lietuva taip pat įtraukiami regionai, esantys pietinėje Švedijos ir Suomijos pakrantėje, Estijoje, Latvijoje bei šiaurinėje Lenkijoje. Atsižvelgiant į šį apledėjimo klasės atitikimą, tampa pagrįsta analizuoti kitų šalių tyrimų rezultatus – juos galima laikyti orientaciniu pagrindu, padedančiu geriau suprasti apledėjimo poveikį vėjo energetikai tiek panašiose, tiek skirtingose klimato sąlygose.

Vienas tokių empirinių pavyzdžių yra 2021 m. tyrimas, atliktas Norvegijos šiaurinėje dalyje, viename vėjo jėgainių parke. Keturiolikai vėjo turbinų tyrime taikytas T19IceLossMethod algoritmas, atskleidė ryškų apledėjimo nuostolių pasiskirstymo netolygumą. Energijos nuostoliai dėl apledėjimo svyravo nuo 1–5 % mažiausiai paveiktose turbinose, o labiausiai paveiktose šis rodiklis siekė net 29,6 %. Be to, daugiau nei 55 % visų nuostolių sudarė „ledo klasės B“ kategorija, reiškianti visišką turbinų sustabdymą, o ne vien aerodinaminių savybių praradimą. Didžiausi nuostoliai fiksuoti žiemą, o reikšmingi skirtumai tarp to paties parko turbinų leidžia spręsti apie vietovės reljefo ir oro sąlygų variacijų poveikį eksploataciniam efektyvumui. [19].

Tuo tarpu bendras Skandinavijos šalių tyrimas, paremtas realiais SCADA duomenimis iš 18 vėjo parkų, atskleidė, kad kai kuriose vietovėse metiniai energijos nuostoliai viršijo 10 % net ir be turbinų stabdymo – nuostoliai daugiausia susidarė dėl aerodinaminių savybių pablogėjimo. Taip pat, nors Švedijoje buvo nustatyta aiški priklausomybė tarp aukščio virš jūros lygio ir nuostolių dėl apledėjimo, tokio ryšio nepastebėta Suomijoje ar pakrantinėje Norvegijoje, kur klimatas yra švelnesnis. Tai rodo, kad vien aukštis nėra pakankamas rodiklis – lemiamą vaidmenį atlieka lokalsios meteorologinės sąlygos. Pažymėtina, kad šio bei prieš tai aptarto tyrimų duomenys surinkti iš regionų, kurie pagal WiceAtlas žemėlapi patenka į 3 ar net aukštesnę IEA klasę, o tai reiškia, kad tokiose vietovėse metiniai nuostoliai dažnai viršija 5–10 % ribą. [20].

Tuo tarpu Kanados tyrimas, kuriame pasiūlytas „ice index“ vertinimo metodas – rodiklis, apibendrinantis ledo susidarymo dažnį ir intensyvumą per tam tikrą laikotarpį, – parodė, kad metinis apledėjimo dažnio kintamumas yra penkis kartus didesnis nei vėjo greičio. Tai reiškia, kad

apledėjimas yra itin neprognozuojamas reiškinys, kuris sudaro sunkumą tiek ilgalaikėje elektrinių veiklos analizėje, tiek prognozavimo modeliuose [21].

Papildomi duomenys iš kitų šalių, priskiriamų tai pačiai ar artimai IEA klasei, taip pat patvirtina šią tendenciją. Vieną iš išsamesnių lauko tyrimų atliko „DNV Energy Systems Northern Europe“ ekspertas Luis Baquero, kuris analizavo vėjo jėgainių duomenis Vokietijoje, Ispanijoje, Šiaurės Amerikoje ir Prancūzijoje, taikydamas WICE modelį (angl. *Wind Energy in Cold Climates – Estimation Model*), kuris sukurtas remiantis IEA „Wind Task 19“ rekomendacijomis. Šis modelis leidžia įvertinti metinius energijos nuostolius dėl apledėjimo, remiantis ilgalaikiais meteorologiniais duomenimis ir eksploatacinėmis sąlygomis konkrečiose vietovėse. Jis plačiai taikomas projekcinėje analizėje tose šalyse, kurios nepatenka į tradiciškai šalto klimato regionus, tačiau patiria epizodinį apledėjimo poveikį, ypač tais atvejais, kai trūksta išsamių SCADA duomenų. Pagal šį tyrimą Vokietijoje, kur dažnai pasirenkama stabdyti turbinas dėl saugumo reikalavimų (pvz., ledo nuoslinkio rizikos), viename iš analizuotų parkų metiniai apledėjimo nuostoliai siektų iki 5,3 %, o 75 % visų praradimų sudarytų stabdymo atvejai. Tuo tarpu Ispanijoje, kur kai kurie senesni parkai (be ledo apsaugos sistemų) taip pat taiko stabdymo strategiją, nuostoliai dėl apledėjimo tam tikrais atvejais siektų net 30 % per metus, o iki 95 % šių nuostolių būtų susiję būtent su sustabdymais, o ne aerodinaminiu efektyvumo sumažėjimu [22].

Aptarti empiriniai tyrimai rodo, kad apledėjimo reiškinys pasižymi dideliu kompleksiskumu – jo pasireiškimas ir intensyvumas priklauso ne nuo vieno dominuojančio veiksnio, bet nuo daugelio tarpusavyje sąveikaujančių parametru: geografinės padėties, klimato sąlygų, reljefo, įrangos konstrukcinių ypatumų bei taikomų eksploatacinių strategijų. Net ir esant vienodai klimatinei klasifikacijai, dažnai pastebimi reikšmingi skirtumai tiek tarp skirtingų vėjo parkų, tiek tarp pavienių turbinų.

Tuo pat metu būtina atsižvelgti į tai, kad regionų priskyrimas IEA apledėjimo klasėms remiasi ilgalaikėmis meteorologinėmis stebėsenomis, kurios dėl augančio klimatinio kintamumo gali nebeatspindėti esamos situacijos. Kaip pažymi Abbass et al. (2022), klimato kaitos poveikis tampa vis mažiau prognozuojamas lokaliame ir sektorių lygmenyje [23]. Todėl, nors pagal WiceAtlas duomenis didžioji Lietuvos dalis priskiriama 2 IEA apledėjimo klasei, o vakarinė – 1 klasei, toks klasifikavimas turėtų būti vertinamas kaip orientacinis, atspindintis apibendrintą regioninę tendenciją. Siekiant tiksliai įvertinti apledėjimo riziką konkrečiose vietovėse, būtina papildomai remtis aktualiais, vietiniu mastu surinktais eksploataciniais duomenimis.

Apibendrinant, literatūros analizė atskleidžia, kad lauko tyrimų, grindžiamų realiomis eksploatacinėmis sąlygomis, šiuo metu yra labai nedaug [12]. Dauguma publikacijų koncentruojasi į apledėjimo detekcijos ir mažinimo metodų tobulinimą – ypač taikant mašininio mokymosi algoritmus ir modeliavimo įrankius [24, 25]. Tačiau šių metodų praktinis pritaikymas realiuose vėjo parkuose dažniausiai lieka konceptualus. Tikėtina, kad tai lemia didelės tokių projektų kainos bei ribota prieiga prie privačių įmonių SCADA duomenų, kuriuos vėjo elektrinių operatoriai dažnai laiko konfidencialiais.

1.4. Ekonominiai vėjo turbinų apledėjimo padariniai

Apledėjimas daro reikšmingą poveikį vėjo turbinų energijos gamybos efektyvumui ir operatorių metinėms pajamoms. Apledėjimo sukelti energijos nuostoliai gali siekti nuo 0,005 % iki 50 %, priklausomai nuo įvairių aplinkos sąlygų ir apledėjimo pobūdžio [26]. Negana to, Laakso ir kolegų

tyrimas atskleidė, kad apledėjimas ant vėjo turbinų mentės paviršiaus gali trukti ilgiau nei pats apledėjimo įvykis, lemiant ilgalaikius energijos nuostolius [27].

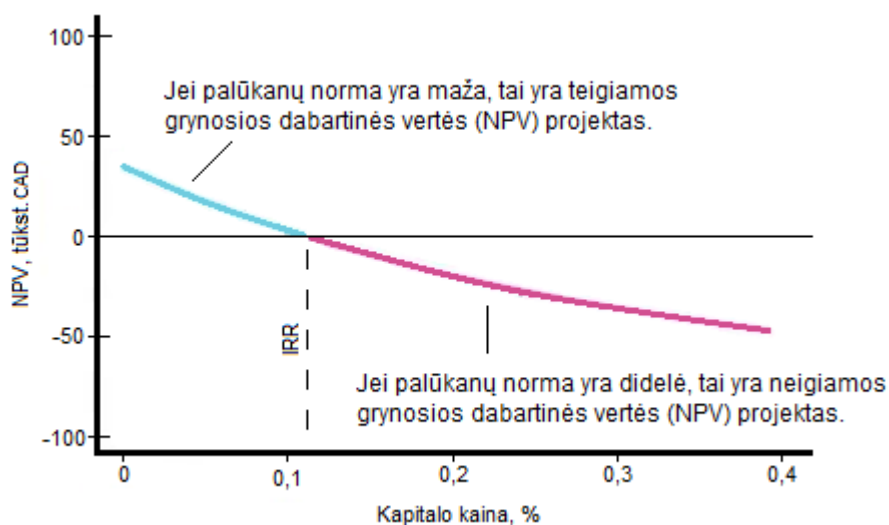
Šie padariniai tampa ypač aktualūs regionuose, kuriuose vėjo energija sudaro didelę elektros gamybos dalį. Pavyzdžiui, Kanadoje šalto klimato poveikis sukelia apie 107 mln. CAD (~72,8 mln. EUR.) metinių nuostolių, iš kurių net 51,9 mln. tenka Kvebekui [28]. Kito kanadiečių tyrimo duomenimis, vidutiniai metiniai nuostoliai sudaro apie 11 500 CAD/MW (~7 820 EUR/MW), o labiausiai paveiktuose regionuose – iki 20 000 CAD/MW (~12 805 EUR/MW) [29]. Tokie rodikliai atskleidžia apledėjimo įtaką ilgalaikiam vėjo energetikos projektų pelningumui.

Atšildymo sistemos

Atšildymo sistemų naudojimas tampa vienu iš sprendimų sumažinti dėl apledėjimo patiriamus energijos nuostolius, tačiau šios sistemos dažnai yra brangios ir ne visada ekonomiškai efektyvios. Prevencinės technologijos, tokios kaip SCADA pagrįsti apledėjimo aptikimo metodai ar simuliaciniai modeliai, gali sumažinti ilgalaikes išlaidas ir energijos nuostolius. SCADA sistemos leidžia realiuoju laiku stebėti vėjo turbinų darbą ir efektyviai aptikti apledėjimo reiškinius. Tokiu būdu galima sumažinti tiek mechaninius pažeidimus, tiek nuostolius dėl energijos gamybos jėgainės sustabdymo atveju [30]. Vis dėlto šildymo sistemų veikimo sąnaudos gali siekti iki 25 % maksimalios vėjo turbinų pagaminamos energijos [26]. Tai reiškia, kad ketvirtadalis tuo metu gaminamos energijos sunaudojama atšildymo procesui, taip mažinant bendrą energijos efektyvumą. Kita vertus, pasyvios atšildymo dangos ar karšto oro cirkuliacijos sistemos gali sumažinti nuostolius, tačiau jų veiksmingumas priklauso nuo apledėjimo intensyvumo.

Finansinės atšildymo technologijų analizės reikšmė

Investicijų į apledėjimo valdymo technologijas pagrįstumas dažniausiai vertinamas taikant grynąją dabartinę vertę (NPV) ir investicijų grąžos rodiklį (IRR). Šie rodikliai leidžia spręsti, ar potencialus nuostolių sumažėjimas kompensuoja investicijų ir eksploatacijos kaštus. Pateikiamoje diagramoje (žr. 5 pav.) pavaizduota, kaip kapitalo kaštų (palūkanų normos) pokyčiai veikia grynąją dabartinę vertę.



5 pav. Kapitalo kaštų poveikis grynajai dabartinei vertei (NPV) ir investicijų grąžai (IRR). (Pagal projektą, kurio pradinis kapitalas siekia 100 000 CAD, o per ateinančius metus generuojamos 5 000, 10 000 ir 120 000 CAD pajamos, IRR yra taškas, kuriame NPV tampa lygi nuliui) [30].

Diagrama (žr. 5 pav.) parodo, kad esant žemiems kapitalo kaštams, investicija tampa pelninga (teigiama NPV). Tačiau kylant palūkanų normoms, projekto ekonominis pagrįstumas mažėja, kol pasiekiamas lūžio taškas - IRR. Tai taškas, kuriame NPV tampa lygi nuliui. Jei kapitalo kaštai viršija šį tašką, investicija tampa nuostolinga.

Vėjo turbinų atveju IRR analizė yra ypač svarbi vertinant atšildymo technologijų diegimo naudą. Kadangi šios technologijos gali sumažinti energijos nuostolius dėl apledėjimo, svarbu įvertinti, ar potencialūs nuostolių sumažinimai pateisina pradinį investicijų kaštus. Tačiau 5 pav. pabrėžia, kad tokio pobūdžio investicijos yra jautrios kapitalo kaštams - didesni kaštai gali sumažinti projekto pelningumą.

Remiantis dar vienu Kanados vėjo parko tyrimu, 58 % jame dalyvavusių parkų nenaudoja jokių atšildymo technologijų, o 26 % pasirenka karšto oro cirkuliaciją, 16 % naudoja pasyvias atšildymo dangas [28]. Taigi, nors apledėjimas sukelia reikšmingus finansinius nuostolius dėl energijos gamybos sumažėjimo, dauguma vėjo parkų vis tiek renkasi nenaudoti atšildymo technologijų, nes šių sistemų įdiegimas ir eksploatacija yra brangi ir ne visada ekonomiškai naudinga.

Indėlis į energijos tiekimo stabilumą ir kainų svyravimus

Apledėjimas daro reikšmingą poveikį elektros tiekimo stabilumui, ypač šalto klimato regionuose, kur energijos poreikis yra didžiausias žiemos metu. Tyrimai rodo, kad ekstremalios apledėjimo sąlygos gali sustabdyti vėjo turbinų veiklą, dėl to kyla energijos tiekimo sutrikimai [31]. Tokie sutrikimai lemia elektros kainų augimą vartotojams, nes energijos tiekėjai privalo kompensuoti trūkstamą energiją kitais būdais. Be to, apledėjimo sukeltos energijos gamybos problemos padidina priklausomybę nuo papildomų energijos šaltinių, tokių kaip dujos ar anglis, o tai dar labiau didina energijos kainas.

Taigi, nors apledėjimas šiuo metu kelia vieną didžiausių iššūkių šalto klimato regionams, kuriuose energijos gamyba iš vėjo yra reikšminga, Lietuvai vis labiau pereinant prie atsinaujinančios energijos, šios problemos gali tapti aktualios ir jai. Augant vėjo energetikos daliai elektros gamyboje, būtina iš anksto įvertinti apledėjimo poveikį energijos gamybos efektyvumui ir įrangos patikimumui. Tai padėtų ne tik užtikrinti stabilų energijos tiekimą, bet ir sumažinti finansinius nuostolius, kurie gali kilti dėl nepakankamai išvystytų sprendimų apledėjimo valdymui.

1.5. Apledėjimo įtakos generuojamai galiai metodų apžvalga

Šiame poskyryje bus analizuojami pagrindiniai metodai, naudojami vėjo turbinų menčių apledėjimo poveikiui generuojamai galiai įvertinti: simuliaciniai, SCADA duomenimis pagrįsti, empiriniai ir statistiniai. Kiekvienas metodas aptariamas atskirai, pabrėžiant jų privalumus ir trūkumus, taip pat jų taikymo galimybes. Nors mišrūs metodai detaliam neanalizuojami, svarbu paminėti, kad jų taikymas leidžia apjungti skirtingų metodikų stiprybes ir sumažinti individualių trūkumų įtaką. Tai užtikrina platesnį ir tikslesnį apledėjimo poveikio vertinimą, ypač praktiniuose sprendimuose.

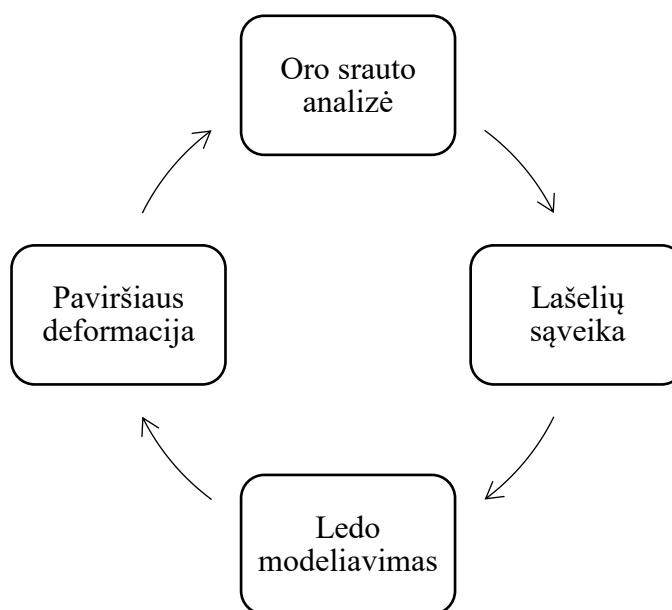
Lentelė 2 apibendrina skirtingų metodų, skirtų vėjo turbinų menčių apledėjimo poveikio vertinimui, ypatumus: tikslumą, kainą, sudėtingumą ir realaus laiko galimybes. Poskyryje šie metodai išsamiai analizuojami, pateikiant jų pagrindimus ir praktinio pritaikymo kontekstą, siekiant atskleisti jų tinkamumą skirtingoms tyrimo bei taikymo situacijoms.

2 lentelė Apledėjimo įtakos generuojamai galiai metodų analizė

Metodas	Tikslumas	Kaina	Sudėtingumas	Realaus laiko galimybės
Simuliaciniai	Didelis	Aukšta	Labai sudėtingas	Ribotos
SCADA pagrįsti	Vidutinis	Maža	Vidutinis	Geros
Empiriniai	Vidutinis	Maža	Mažas	Labai ribotos
Statistiniai	Didelis	Vidutinė	Vidutinis	Vidutinės

1.5.1. Simuliaciniai metodai

Simuliaciniai metodai, tokie kaip CFD (angl. *Computational Fluid Dynamics*) ir BEM (angl. *Blade Element Momentum*), yra vieni iš pažangiausių įrankių, naudojamų energijos nuostoliams dėl apledėjimo modeliuoti. Šių metodų principas grindžiamas tikslių matematinių modelių naudojimu, tačiau jų taikymas gali skirtis priklausomai nuo pasirinktų modelių ir parametrų. Dėl to net tie patys metodai gali duoti skirtingus rezultatus, jei tyrimuose naudojamos skirtingos prielaidos arba taikymo sąlygos [32]. Toliau išsamiau aptariamas CFD metodas, kuris pasižymi dideliu tikslumu modeliuojant ledo kaupimąsi ant mentės paviršiaus.



6 pav. CFD metodo procesas

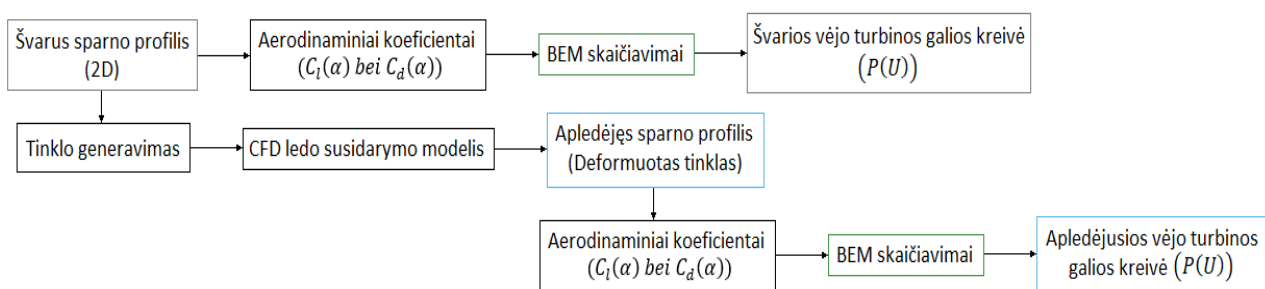
Šis metodas apima kelis iteracinius žingsnius (žr. 6 pav.), kurie nuosekliai atnaujinami pagal kintančias sąlygas. Pirmiausia modeliuojamas oro ir stipriai atšaldytų vandens lašelių daugfazis srautas aplink mentę (angl. *Multiphase flow*). Tuomet skaičiuojama lašelių sąveika su paviršiumi ir jų surinkimo efektyvumas (angl. *Collection efficiency*). Remiantis šiais duomenimis, naudojamas ledo modelis apskaičiuoja energijos ir masės balansą paviršiaus ribose, siekiant nustatyti ledo kaupimosi mastą ir formą. Galiausiai paviršiaus deformacijos modelis atnaujina mentės geometriją, kuris vėl įtraukiamas į iteracinį procesą, kol pasiekiamas tikslus sprendimas. Šis ciklas leidžia tiksliai analizuoti ledo kaupimosi poveikį aerodinaminėms savybėms ir galios praradimui.

CFD metodai yra paremti Navier-Stokes lygtimis, kurios aprašo skysčių srauto dinamiką. Supaprastintos RANS (Reynolds-averaged Navier-Stokes) lygtys leidžia analizuoti oro srautą aplink turbinos mentes ir modeliuoti apledėjimo poveikį. Modeliavimas apima oro greičio, temperatūros, stipriai atšaldytų vandens lašelių dydžio ir koncentracijos analizę, taip pat apledėjimo modelių, tokių kaip Messinger ar Leontiev, integravimą. Šių modelių tikslumas priklauso nuo ribinių sąlygų pasirinkimo, o rezultatai dažnai skiriasi priklausomai nuo naudojamų prielaidų. Turbulencijos modeliai, tokie kaip RANS arba LES (angl. *Large Eddy Simulation*), dar labiau komplikuoja procesą, nes skirtingi modeliai pateikia skirtingą srauto detalumo lygį. Dėl šios priežasties CFD metodų tikslumas laikomas aukštu, tačiau būtina atsižvelgti į didelę rezultatų priklausomybę nuo pasirinktos metodologijos ir parametrų [32].

Šią problemą atspindi 2014 m. Sagol atliktas tyrimas, kuriame lyginami Quasi-3D (Q3D) ir Fully 3D (F3D) metodai, abu pagrįsti CFD analize. Nors paminėti metodai naudojo panašius fizinius modelius, rezultatai reikšmingai skyrėsi. Q3D metodas, kuris nagrinėjo mentės aerodinamiką kaip nepriklausomų 2D sekcijų rinkinį, prognozavo 40 % galios sumažėjimą, tuo tarpu F3D metodas, analizuojantis mentę kaip vientisą 3D objektą, prognozavo mažesnę – 25 % galios sumažėjimą. Šis skirtumas atsirado dėl to, kad Q3D metodas perversino ledo kaupimąsi ant mentės paviršiaus, o F3D tiksliau įvertino srautų savybes ir ledo formą aplink mentę. Sagol pabrėžė, kad nors F3D metodas yra daug brangesnis ir sudėtingesnis, jo rezultatai yra artimesni realybei, ypač kai analizuojami 3D srautų efektai [33].

Kaip minėta, šių metodų kaina yra didelė, nes jie reikalauja reikšmingų kompiuterinių išteklių ir ilgo skaičiavimo laiko. Simuliacijos paprastai apima didelio tikslumo tinklo (angl. *mesh*) kūrimą ir iteracinius sprendimus, kurie gali užtrukti nuo kelių valandų iki kelių dienų. Tai daro CFD metodus netinkamus realaus laiko analizei [32].

BEM metodas, priešingai nei CFD, yra paprastesnis. Juo mentė padalijama į mažus segmentus, kurių kiekvienas analizuojamas atskirai (žr. 7 pav.). Šis metodas leidžia greičiau prognozuoti aerodinaminį efektyvumą, tačiau trūksta galimybės modeliuoti sudėtingus trimatės dinamikos reiškinius, tokius kaip srauto nestabilumai ar apledėjimo formų įvairovė. Nors BEM analizė yra pigesnė ir mažiau sudėtinga nei CFD, jos tikslumas priklauso nuo vietinių sąlygų ir prielaidų, tokių kaip vėjo greitis, mentės atakos kampas ar naudojamos turbulencijos korekcijos [32].



7 pav. BEM metodo procesas [34]

Tuo tarpu CFD-BEM metodas jungia abiejų metodų privalumus, kai CFD naudojamas kaip išsamių duomenų šaltinis, o BEM leidžia greičiau atlikti vietinių sąlygų analizes. Nors tai padidina modelių tikslumą, šio metodo kaina ir sudėtingumas išlieka aukšti, nes reikia derinti abi metodikas. Dėl šios priežasties, kaip ir CFD, šis metodas realiam laikui nėra tinkamas [32].

Apibendrinant, simuliaciniai metodai yra labai tikslūs ir leidžia detaliai suprasti ledo įtaką vėjo turbinoms, tačiau jie išsiskiria didelėmis sąnaudomis ir sudėtingumu. CFD ir CFD-BEM metodai turi ribotas realaus laiko galimybes dėl ilgo skaičiavimo laiko, o BEM metodas, nors ir mažiau sudėtingas, taip pat negali užtikrinti operatyvių rezultatų dėl riboto tikslumo ir pritaikymo apimties. Šių metodų taikymo pasirinkimas priklauso nuo tyrimo tikslų, turimų išteklių ir reikiamo tikslumo.

1.5.2. SCADA duomenimis pagrįsti metodai

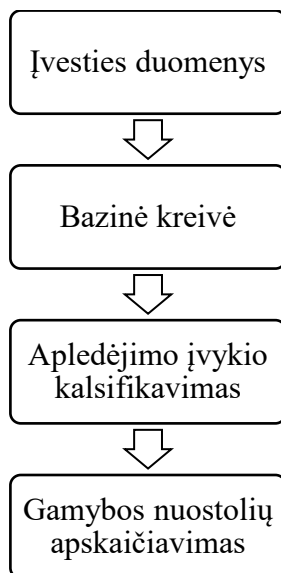
SCADA pagrįsti metodai yra vieni iš pagrindinių įrankių, naudojamų energijos nuostoliams dėl apledėjimo vėjo turbinose analizuoti. Šių metodų esmė – SCADA sistemos renkami operaciniai duomenys, kuriuos galima naudoti turbinų veikimo našumui stebėti ir energijos nuostoliams apskaičiuoti. Pagrindinis SCADA pagrįstų metodų privalumas yra jų praktinis pritaikymas, nes naudojami jau turimi duomenys, surinkti eksploatavimo metu, taip sumažinant papildomas sąnaudas.

Svarbiausias SCADA pagrįstų metodų aspektas yra galios kreivės kūrimas. Galios kreivė apibrėžia teorinį ryšį tarp vėjo greičio ir generuojamos galios, kai turbina veikia normaliomis sąlygomis, ir dažnai naudojama kaip bazinė linija, su kuria lyginami realūs duomenys. SCADA sistema renka nuolatinius duomenis apie vėjo greitį, temperatūrą ir generuojamą galią, leidžiančius nustatyti tikrąjį veikimo našumą. Paprastai šie duomenys kaupiami 10 minučių intervalais, o tai leidžia lengvai integruoti informaciją į analizės sistemas ir užtikrina efektyvų rezultatų apdorojimą [35].

SCADA metodų taikymas yra aktualus ne tik apledėjimo poveikio analizei, bet ir visapusiškam vėjo turbinų veikimo ir priežiūros optimizavimui. Šios sistemos suteikia išsamią informaciją apie turbino būklę ir leidžia efektyviau reaguoti į gedimus ar našumo sumažėjimą. Dėl to SCADA sistemos tampa vis svarbesnės mokslinių tyrimų srityje ir yra pagrindas daugelio duomenimis pagrįstų modelių kūrimui. Naudojant mašininio mokymosi metodikas, tokias kaip neuroniniai tinklai ar sprendimų medžiai, SCADA duomenys gali būti pritaikomi tiek efektyvumo stebėjimui, tiek prognozuojamajai priežiūrai, pavyzdžiui, gedimų ar apledėjimo atvejais [36]. Vienas naujausių pavyzdžių – TIGER sistema (Ye & Ezzat, 2024), kurioje, remiantis vien SCADA duomenimis, derinama galios kreivės analizė, tenzorinis požymių išgavimas ir giliojo mokymosi klasifikatorius [37]. Šis metodas pasiekė iki 96,4 % tikslumą apledėjimo atvejų aptikime ir pasižymi mažu klaidingų signalų kiekiu.

Apledėjimo poveikis turbinų našumui nustatomas pagal aiškų procesą, kuris gali būti apibendrintas šiais etapais (žr. 8 pav.):

- įvesties duomenys: SCADA sistema surenka duomenis apie turbino veikimą, įskaitant vėjo greitį, galią ir temperatūrą;
- bazinės kreivės sudarymas: sukurama teorinė galios kreivė, atspindinti įprastas veikimo sąlygas;
- apledėjimo įvykio klasifikavimas: identifikuojami laikotarpiai, kai turbino veikimas nukrypsta nuo bazinės galios kreivės;
- gamybos nuostolių apskaičiavimas: skaičiuojami energijos nuostoliai, lyginant realius duomenis su bazinės kreivės duomenimis [38].



8 pav. SCADA duomenų analizės etapai apledėjimo poveikiui įvertinti

Nors šis metodas leidžia tiksliai stebėti veikimo pokyčius, tikslumas priklauso nuo galios kreivės kokybės, duomenų filtravimo ir aplinkos veiksnių, kurie gali turėti įtakos rezultato patikimumui. Vis dėlto SCADA pagrįstų metodų taikymas patrauklus dėl galimybės operatyviai apdoroti duomenis ir pateikti analizės rezultatus beveik realiu laiku.

Šių metodų sudėtingumas yra vidutinis. Pagrindinė sudėtingumo dalis – tinkamas duomenų apdorojimas, kuris apima algoritmų kūrimą ir pritaikymą, siekiant atskirti apledėjimo poveikį nuo kitų trikdžių. Tai reikalauja specializuotų žinių, tačiau pats metodas yra paprastesnis nei simuliaciniai metodai, tokie kaip CFD.

Apibendrinant, SCADA pagrįsti metodai yra praktiškas sprendimas vėjo turbinų energijos nuostolių analizei. Jų privalumai – duomenų prieinamumas, efektyvus veikimo stebėjimas ir galimybė operatyviai reaguoti į rezultatus, tačiau tikslumas tiesiogiai priklauso nuo tinkamos galios kreivės sudarymo bei veiksmingo duomenų apdorojimo.

1.5.3. Empiriniai modeliai apledėjimo poveikiui vertinti

Empiriniai metodai yra vienas iš paprastesnių ir ekonomiškesnių būdų įvertinti energijos nuostolius, susijusius su apledėjimu vėjo turbinose. Šie metodai grindžiami istoriniais stebėjimų duomenimis, kurių analizė leidžia nustatyti ryšius tarp apledėjimo sąlygų ir gamybos pokyčių. Toks požiūris leidžia remtis realiais duomenimis, tačiau jo taikymas turi ir ribotumų.

Kaip ir SCADA pagrįstuose modeliuose, empiriniai metodai naudoja galios kreivę, siekiant įvertinti gamybos nuokrypius. Tačiau empiriniai metodai dažniau remiasi platesniais istorinių duomenų rinkiniais ir nėra tiesiogiai susiję su realaus laiko duomenų apdorojimu, kaip SCADA modeliai.

Empirinių metodų pritaikymas yra sąlyginai paprastas ir reikalauja mažesnių sąnaudų nei kiti metodai, tokie kaip simuliaciniai modeliai. Jie dažnai pasitelkia jau turimus, eksploataavimo metu surinktus, duomenis, todėl papildomų išlaidų jų taikymui beveik nereikia. Be to, šie metodai nėra technologiškai sudėtingi, nes jų pagrindinis tikslas – analizuoti stebėjimų duomenis ir iš jų nustatyti pagrindines priklausomybes.

Vis dėlto šių metodų tikslumas priklauso nuo duomenų kokybės ir prietaisų patikimumo. Pavyzdžiui, netikslūs ledo apkrovos matavimai ar anemometrų apribojimai gali lemti reikšmingus neapibrėžtumus, kurie apsunkina tikslius skaičiavimus. Be to, empiriniai metodai dažnai negali atsižvelgti į smulkias aplinkos sąlygų detales, tokias kaip vietovės specifika ar sudėtingi vėjo parametrai, o tai riboja jų taikymo galimybes sudėtingesniuose projektuose [39].

Empirinių metodų integravimas su prognozavimo įrankiais, tokiais kaip mezoskalės modeliai, gali praplėsti jų taikymo galimybes. Tokie modeliai leidžia prognozuoti gamybos nuostolius iki 48 valandų į priekį, tačiau šios prognozės išlieka riboto tikslumo dėl pačių empirinės analizės metodų apribojimų. Nepaisant šių iššūkių, empiriniai metodai gali suteikti vertingų įžvalgų apie gamybos praradimus ir padėti formuoti apledėjimo suvaldymo strategijas [40].

Apibendrinant, empiriniai metodai yra praktiškas ir ekonomiškasis būdas analizuoti energijos nuostolius dėl apledėjimo, tačiau jų tikslumas tiesiogiai priklauso nuo duomenų kokybės ir metodikos taikymo sąlygų. Jie yra naudingi kaip pirminiai vertinimo įrankiai, tačiau dažnai reikalauja papildomų metodų ar technologijų integracijos siekiant gauti tikslesnius rezultatus.

1.5.4. Statistiniai modeliai apledėjimo poveikiui vertinti

Šių metodų principas grindžiamas duomenų analizės technicomis, kurios leidžia sujungti įvairius parametrus, tokius kaip vėjo greitis, apledėjimo trukmė, ledo masė ir meteorologiniai duomenys, siekiant įvertinti gamybos nuostolius. Nors šie metodai nereikalauja tiek daug resursų kaip fiziniai modeliai, jų tikslumas ir taikymas priklauso nuo turimų duomenų kokybės ir pasirinktos metodologijos.

Vienas iš dažniausiai taikomų statistinių metodų yra galios kreivės analizė. Kai kurie modeliai gamybos galią sieja ne tik su vėjo greičiu, bet ir su ant menčių susikaupusio ledo mase arba apledėjimo trukme. Šie papildomi veiksniai leidžia tiksliau įvertinti energijos nuostolius, ypač kai ledo poveikis tampa reikšmingas [41, 42]

Pažangūs statistiniai metodai, tokie kaip linijinė regresija ar generalizuoti adityviniai modeliai (GAM), sudaro reikšmingą metodologinį pagrindą energijos nuostolių dėl apledėjimo analizei. Davis ir kolegų savo tyrime įrodė, kad įtraukus papildomus parametrus, susijusius su apledėjimo procesais, galima sumažinti dvi svarbias prognozės paklaidos metrikas: vidutinį šališkumą (MB), kuris parodo ar modelis sistemingai pervertina ar nuvertina duomenis, ir kvadratinę vidutinę paklaidą (RMSE), kuri matuoja bendrą prognozių tikslumą. GAM modeliai išsiskiria tuo, kad jie leidžia analizuoti sudėtingus ryšius tarp kintamųjų, nesiremiant griežtais parametriniais apribojimais. Tai suteikia daugiau lankstumo ir tikslumo vertinant ledo poveikį vėjo turbinų veikimui [42].

Be to, statistiniai modeliai dažnai integruoja meteorologinių modelių, tokių kaip WRF, rezultatus. Šie modeliai leidžia įvertinti mažo lygio debesų skysto vandens kiekį, ledo kaupimosi laikotarpius ir kitus svarbius parametrus, kurie naudojami gamybos nuostolių prognozėms. „Baltshoeffsky“ sukurtas neuroninis tinklas taip pat yra pavyzdys, kaip statistiniai metodai gali sujungti meteorologinius duomenis su specifiniais modeliais, tokiais kaip „IceBlade“, siekiant gauti išsamesnius rezultatus [41, 42].

Nors statistiniai metodai išsiskiria aukštu tikslumu ir lankstumu, jų taikymas reikalauja kokybiškų ir įvairiapusių duomenų rinkinių. Be to, kai kurie metodai, pvz., neuroniniai tinklai, gali būti sudėtingi įdiegti, o jų rezultatai priklauso nuo naudojamų duomenų kokybės. Taigi, statistiniai metodai yra

vertinga alternatyva energijos nuostoliams dėl apledėjimo modeliuoti, suteikianti galimybę tiksliai prognozuoti nuostolius ir analizuoti jų priežastis. Jie ypač tinkami taikyti, kai siekiama sujungti meteorologinius ir eksploatacinius duomenis į vieningą analizės sistemą.

Apibendrinant atliktą literatūros analizę, išsiaiškinta, kad apledėjimas yra reikšmingas veiksnys, mažinantis vėjo turbinų energijos gamybos efektyvumą ir sukeliantis tiek techninius, tiek ekonominius padarinius. Nors Lietuva nepriskiriama prie tipiskų šalto klimato regionų, WIceAtlas duomenys ir klimatinės sąlygos rodo, kad žiemos mėnesiais egzistuoja pakankamos prielaidos apledėjimui susidaryti. Klimato kaitos tendencijos – ypač žiemą didėjantis kritulių kiekis esant artimoms nuliui temperatūroms – išlaiko ar net stiprina šią riziką. Empiriniai tyrimai iš kitų šalių atskleidžia didelį apledėjimo poveikio kintamumą ir regioninio klimato svarbą. Apledėjimas ne tik mažina gamybos apimtis (kai kuriais atvejais iki 30 %), bet ir kelia iššūkių energijos tiekimo stabilumui bei projektų pelningumui. Tarp skirtingų apledėjimo poveikio vertinimo metodų T19IceLossMethod išsiskiria tuo, kad remiasi turimais SCADA duomenimis ir leidžia nustatyti tiek efektyvumo sumažėjimo, tiek turbinų sustabdymo sukeltus nuostolius. Dėl šio metodo praktinio pritaikomumo ir duomenų prieinamumo jis pasirinktas kaip pagrindinis analizės įrankis toliau aprašytame tyrime.

2. Tyrimo metodologija

Šiame skyriuje pristatoma tyrimo metodika, taikyta vėjo turbinų menčių apledėjimo įtakai generuojamai galiai Lietuvoje įvertinti. Tyrimas apima SCADA duomenų analizę naudojant T19IceLossMethod algoritmą, gamybos nuostolių kiekybinį įvertinimą bei jų konvertavimą į finansinę vertę.

Tyrimo objektas ir laikotarpis. Tyrime analizuojamos 30 vėjo turbinų, veikiančių skirtinguose Lietuvos regionuose. Jų bokšto aukščio diapazonas siekia nuo 35 iki 131 metrų, o galia – nuo 300 kW iki 4,26 MW. Į tyrimą įtraukti įvairių modelių įrenginiai, pasirinkti pagal duomenų prieinamumą. Turbinų techninės savybės ir geografinis pasiskirstymas nevienodi, siekiant atspindėti skirtingas eksploataavimo sąlygas. Analizuojamas laikotarpis apima visus 2024 metus – nuo 2024-01-01 00:00 iki 2024-12-31 23:50, 10 minučių intervalais.

Naudojami duomenys. Tyrime naudojami jėgainių SCADA duomenys, apimantys signalus, reikalingus T19IceLossMethod taikymui: vėjo greitis, galia, temperatūra, turbinos būseną ir kt. Minimalus kodo veikimui reikalingų signalų sąrašas pateikiamas 3 lentelė.

3 lentelė Reikalingų SCADA duomenų signalų sąrašas [43]

Signalas	Apibūdinimas	Vienetas	Reikšmė
Vėjo greitis (angl. <i>wind speed</i>)	Vėjo greitis nacelės aukštyje	m/s	10 minučių vidurkis
Temperatūra (angl. <i>ambient temperature</i>)	Temperatūra nacelės aukštyje	°C	10 minučių vidurkis
Generuojama galia (angl. <i>output power</i>)	Vėjo jėgainės generuojama galia	kW	10 minučių vidurkis
Vėjo kryptis (angl. <i>wind direction</i>)	Nacelės posūkio kampas	deg	10 minučių vidurkis
Režimas (angl. <i>mode</i>)	Vėjo jėgainės veikimo režimas	-	10 minučių vidurkis

Analizės metodas. Tyrime taikytas T19IceLossMethod algoritmas, sukurtas kiekybiškai įvertinti apledėjimo poveikį vėjo turbinų generuojamai galiai, naudojant SCADA duomenis. Metodas identifikuoja apledėjimo įvykius, atskiria darbo ir stovėjimo režimų nuostolius, leidžia apskaičiuoti apledėjimo trukmę ir įtaką energijos gamybai.

2.1. T19IceLossMethod algoritmo veikimo logika

Toliau detalai aprašomas jo veikimas, apimantis duomenų filtravimo logiką, etaloninės galios kreivės sudarymo procesą, apledėjimo atvejų klasifikavimą, gamybos nuostolių skaičiavimą bei rezultatų suvedimo algoritmus.

Atvirojo kodo algoritmas T19IceLossMethod yra parašytas Python programavimo kalba ir skirtas kiekybiškai įvertinti vėjo turbinų galios nuostolius, susijusius su menčių apledėjimu. Kodo struktūra suskirstyta į kelis etapus.

2.1.1. Duomenų filtravimas ir paruošimas

Prieš pereinant prie apledėjimo įvykių identifikavimo, T19IceLossMethod algoritmas atlieka SCADA duomenų filtravimą ir paruošimą, vadovaudamasis keliais techniniais kriterijais, užtikrinančiais rezultatų patikimumą ir analizės tikslumą:

1. **Ribiniai galios filtrai.** Duomenys filtruoti pagal turbinos būsenos signalus ir galios lygį. Taikytas minimalios galios slenkstis (pvz., 20 kW arba 1 % vardinės galios), žemiau kurio esantys duomenys laikyti neinformatyviais dėl galimų sustabdymų ar gedimų.
2. **Vėjo greičio intervalai.** Analizei naudotas tik vėjo greičio intervalas tarp minimalios (angl. *cut-in*) ir aukščiausios (angl. *rated*) reikšmių, kur galios kreivė yra aktyvi. Už šių ribų esantys duomenys atmesti, nes juose turbinos elgsena galėjo neatitikti įprastos darbo būsenos.
3. **Galios kreivės išskirtys.** Taškai, neatitinkantys tikėtino galios lygio konkrečiame vėjo greityje (su $\pm 10\%$ paklaida), identifikuoti kaip išskirtys ir pašalinti. Tam naudota tipiška turbinos galios kreivė.
4. **Prieinamumo filtrai.** Naudoti turbinų prieinamumo žymekliai (angl. „OK“, „downtime“, „curtailed“), jei tokie buvo prieinami. Atmesti laikotarpiai, kai įrenginys neveikė dėl techninės priežiūros ar kitų priežasčių.
5. **Temperatūros filtravimas.** Aplinkos temperatūra naudota duomenų suskirstymui į „šiltą“ ($T > 3\text{ }^{\circ}\text{C}$) ir „šaltą“ ($T \leq 3\text{ }^{\circ}\text{C}$) laikotarpį, siekiant atskirti įprastas darbo sąlygas nuo galimų apledėjimo atvejų.
6. **Duomenų tankis ir užbaigtumas.** Identifikuoti ir pašalinti laikotarpiai, kuriuose duomenų buvo per mažai (pvz., per mažai taškų per valandą ar dieną), taip pat trūko reikšmių arba jos buvo netinkamo formato.
7. **Oro tankio korekcija vėjo greičiui.** Kadangi vėjo energijos generavimas tiesiogiai priklauso nuo oro tankio, papildomai taikoma vėjo greičio korekcija, atsižvelgiant į atmosferos slėgį, temperatūrą ir aukštį virš jūros lygio. Ši korekcija leidžia normalizuoti vėjo greitį ir užtikrinti jo palyginamumą skirtingomis klimato ar aukščio sąlygomis, ypač kai naudojamos standartinės galios kreivės arba modeliuojamas energijos potencialas. Vėjo greičio korekcija grindžiama barometrine formule (1), kuri leidžia apskaičiuoti oro slėgį aukštyje:

$$P_h = P_0 * \left(1 - \frac{L * h}{T_0}\right)^{\frac{g * M}{R * L}} \quad (1)$$

čia: P_h - slėgis aukštyje h , Pa;

P_0 - atmosferos slėgis prie jūros lygio, Pa;

L - temperatūros mažėjimo greitis, K/m;

h - aukštis virš jūros lygio, m;

T_0 - temperatūra prie jūros lygio, K;

g - laisvojo kritimo pagreitis, m/s²;

M - sausų oro dujų molinė masė, kg/mol;

R - visuotinė dujų konstanta, J/(mol·K).

Naudojant šią formulę, gaunamas slėgis įtraukiamas į vėjo greičio korekcijos formulę, kuria įvertinamas faktinėmis sąlygomis pakoreguotas vėjo greitis:

$$v_{vt} = v_{std. sal.} * \left(\frac{T_{nac. auk.} * P_{std.}}{T_{std}(1 - 2,557 * 10^{-5} * h)^{5,25588}} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (2)$$

čia: v_{vt} - vėjo greitis konkrečioje vietoje, nacelės aukštyje, m/s;

$v_{std.sal.}$ - vėjo greitis esant standartinėms sąlygoms, m/s;

$T_{nac. auk.}$ - temperatūra analizės vietoje, K;

T_{std} - standartinė temperatūra (dažniausiai 288.15 K, t. y. 15°C);

$P_{std.}$ - standartinis atmosferos slėgis (101325 Pa);

h - aukštis virš jūros lygio, m.

Ši korekcija yra būtina, kai siekiama tiksliai įvertinti faktinę ar potencialią elektros energijos gamybą esant skirtingoms geografinėms ar klimato sąlygoms.

2.1.2. Etaloninės galios kreivės generavimas

Etaloninė galios kreivė apskaičiuojama pagal duomenis, užfiksuotus neapledėjimo sąlygomis (kai temperatūra viršija 3 °C), naudojant vėjo greičio intervalus. Ši kreivė atspindi teorinį turbinos veikimą esant normalioms darbo sąlygoms ir vėliau naudojama kaip atskaitos taškas nustatant apledėjimo įvykius bei vertinant gamybos nuostolius.

T19IceLossMethod algoritme už šį procesą atsakinga funkcija `count_power_curves`, kuri visus duomenis suskirsto į intervalus (angl. *bins*) pagal vėjo greitį ir kryptį, taikant intervalų metodus. Kiekvienam intervalui apskaičiuojami šie statistiniai rodikliai:

- vidutinė galia;
- 10 ir 90 procentiliai (P10, P90);
- standartinis nuokrypis;
- neapibrėžtis;
- stebėjimų skaičius.

Šių rodiklių pagrindu sukuriamas trimatis galios kreivės masyvas, kuris tiksliai atspindi vėjo turbinos elgseną skirtingomis vėjo sąlygomis.

Skirtingai nei tradicinėse regresijos metodikose, šiame algoritme naudojami procentiliniai įverčiai (P10 ir P90), siekiant išvengti prielaidų apie duomenų normalines vertes. Toks sprendimas priimtas dėl to, kad SCADA duomenyse dažnai pasitaiko išskirčių bei netipinių matavimų, kuriuos regresiniai modeliai gali netiksliai interpretuoti.

P10 reikšmė naudojama galios sumažėjimui identifikuoti – ji padeda nustatyti galimą apledėjimo poveikį. P90 reikšmė leidžia aptikti netikėtus galios padidėjimus, kurie gali būti susiję, pavyzdžiui, su sugedusiais anemometrais. Šie įverčiai yra neparametriniai – jie nenaudoja prielaidų apie duomenų

pasiskirstymą ir yra atsparūs išskirtims, todėl patikimiau atspindi realiomis sąlygomis veikiančių turbinų elgseną.

2.1.3. Apledėjimo įvykių nustatymas

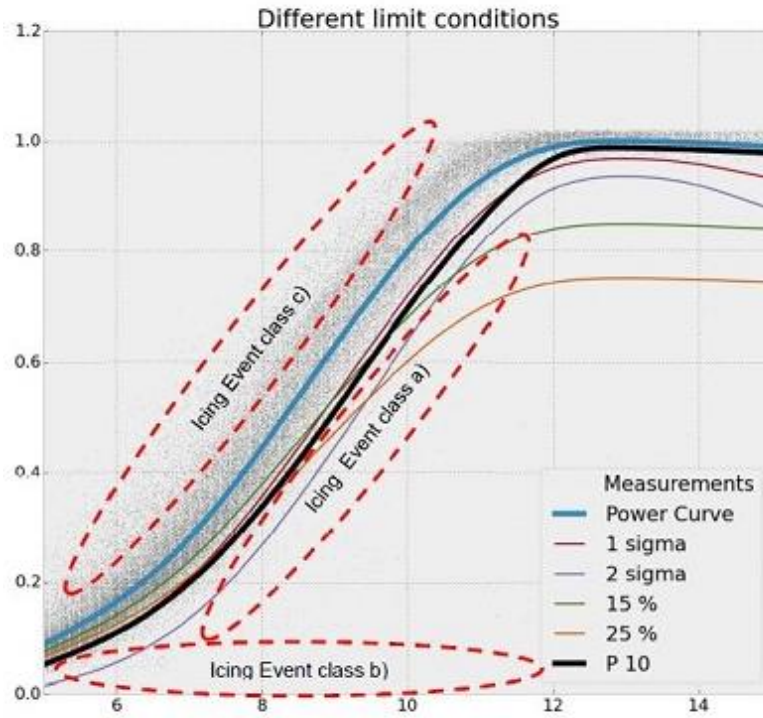
Apledėjimo įvykiai T19IceLossMethod algoritme nustatomi lyginant faktinę vėjo turbino galia su etalonine galios kreive, apskaičiuota pagal neapledėjusius duomenis. Palyginimas atliekamas funkcijoje `power_alarms`, kuriai kiekvienam duomenų taškui pagal vėjo greitį interpoliuojama teorinė galia ir nustatomos jos ribos – P10 (apatinė) ir P90 (viršutinė).

Priklausomai nuo faktinės galios nukrypimų ir temperatūros sąlygų, algoritmas klasifikuoja apledėjimo atvejus į tris tipus:

1. **„Ledo klasė A“** – identifikuojamas, kai faktinė galia yra mažesnė nei P10 riba, o temperatūra žemesnė nei 3 °C. Toks taškas žymimas reikšme 1.0 ir rodo galimą dalinį apledėjimo poveikį.
2. **„Ledo klasė B“** – nustatomas, kai po „ledo klasė A“ seka reikšmingas galios sumažėjimas iki beveik nulio, nors vėjo sąlygos yra pakankamos. Tai rodo visišką turbino sustojimą dėl apledėjimo. Tokie taškai žymimi reikšme 2.0 ir priskiriami prie stovėjimo režimo nuostolių.
3. **„Ledo klasė C“** – fiksuojamas, kai faktinė galia viršija P90 ribą esant žemai temperatūrai. Dažniausiai tai susiję su anemometrų gedimais arba jų apledėjimu, dėl ko vėjo greitis neteisingai įvertinamas. Tokie taškai žymimi reikšme 3.0.

Po pirminės klasifikacijos visi įtartini taškai filtruojami laiko pagrindu, pasitelkiant funkciją `timefilter_ice_alarms`. Siekiant atskirti reikšmingus įvykius nuo atsitiktinių trikdžių, nustatyta, kad apledėjimo būseną (1.0, 2.0 arba 3.0) turi trukti bent tris nuoseklius 10 minučių intervalus. Įvykiai, neatitinkantys šio kriterijaus, atmetami kaip nepatikimi.

Galiausiai, algoritmas suformuoja signalą su apledėjimo pradžios ir pabaigos žymomis, kurios vėliau naudojamos trukmės ir energijos nuostolių skaičiavimui. Apibendrinant klasifikavimo principus, 9 paveikslėlyje pateikta vizualizacija rodo, kaip skirtingi apledėjimo įvykiai identifikuojami pagal faktinės galios nukrypimą nuo etaloninės galios kreivės ir jos ribų (P10, $\pm$ sigma, procentiliai).



9 pav. Etaloninės galios kreivės ribos ir apledėjimo įvykių klasifikacija [43]

2.1.4. Gamybos nuostolių skaičiavimas

Gamybos nuostoliai dėl apledėjimo skaičiuojami kaip plotas tarp teorinės (etaloninės) ir faktinės galios kreivių per laiką, taikant trapezijos integravimo metodą. Šis metodas leidžia tiksliai įvertinti energijos kiekį, kuris nebuvo pagamintas dėl galios sumažėjimo apledėjimo metu.

Kiekviename laiko žingsnyje apskaičiuojamas vidutinis teorinės ir faktinės galios skirtumas, kuris padauginamas iš laiko intervalo trukmės. Gautos reikšmės sumuojamos viso apledėjimo įvykio metu, taip nustatant bendrą energijos nuostolį kilovatvalandėmis (kWh). Šis metodas yra tikslesnis nei vieno taško įvertinimas, nes įtraukia galios dinamiką laike.

Bendros pagamintos energijos apskaičiavimo formulė (3):

$$E_{pagaminta} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i + P_{i-1}}{2} \right) * \Delta t \quad (3)$$

čia: $E_{pagaminta}$ - bendra pagaminta energija (kWh);

P_i - faktinė (išmatuota) galia i-tuoju momentu;

Δt - laiko žingsnio trukmė valandomis, ($10 \text{ minučių} = \frac{1}{6} \text{ val.}$);

Apledėjimo sukelti nuostoliai skaičiuojami pagal formulę (4):

$$E_{nuostoliai} = \sum_{i=1}^n \left(\left(\frac{P_{ref,i} + P_{ref,i-1}}{2} \right) - \left(\frac{P_i + P_{i-1}}{2} \right) \right) * \Delta t \quad (4)$$

čia: $E_{nuostoliai}$ - bendra prarasta energija (kWh) dėl apledėjimo per visą įvykį;

$P_{ref,i}$ - teorinė (etaloninė) galia i-tu momentu.

Abi formulės taikomos kiekvienam identifikuotam apledėjimo įvykiui atskirai, naudojant duomenų intervalus, kuriuose stebima galios anomalija. Tokiu būdu galima įvertinti ne tik bendrą gamybos praradimą, bet ir kiekvieno įvykio įtaką atskirai, o rezultatai vėliau sumuojami bendrai statistinei analizei.

2.1.5. Rezultatų išvedimas

Įgyvendinus apledėjimo įvykių analizę, algoritmas automatiškai apskaičiuoja šiuos pagrindinius rodiklius:

- gamybos nuostolius (kWh),
- nuostolių trukmę (val.),
- vidutinį galios skirtumą tarp teorinės ir faktinės kreivės,
- santykinius nuostolius (%),
- duomenų prieinamumą (%).

Apledėjimo įvykių trukmė. Trukmės skaičiavimas leidžia įvertinti, kiek laiko turbina veikė neefektyviai arba buvo sustabdyta dėl apledėjimo. Ši informacija svarbi sprendžiant, ar verta taikyti apledėjimo prevencijos sistemas, kokiomis sąlygomis jos būtų efektyviausios, ir kuriuo metų laiku apledėjimas daro didžiausią poveikį. Taip pat galima atskirti trumpalaikius trikdžius nuo ilgesnių veiklos sutrikimų.

Trukmė apskaičiuojama pagal formulę (5):

$$T_i = \frac{t_{pabaiga,i} - t_{pradzia,i}}{3600} \quad (5)$$

čia: T_i - i-tojo apledėjimo įvykio trukmė (valandomis);

$t_{pradzia,i}$ - i-tojo įvykio pradžios laiko žyma;

$t_{pabaiga,i}$ - i-tojo įvykio pabaigos laiko žyma.

Programinėje erdvėje šios laiko žymos yra skaičiuojamos sekundėmis.

Santykiniai nuostoliai. Santykiniai nuostoliai parodo, kokią dalį faktiškai pagamintos energijos sudarė praradimai dėl apledėjimo. Tai vienas svarbiausių indikatorinių dydžių, leidžiantis palyginti rezultatus tarp skirtingų turbinų, regionų ar laikotarpių, nepriklausomai nuo jų absoliučios gamybos apimties. Skaičiuojama pagal formulę (6):

$$R_L = \frac{E_{prarastas}}{E_{tikras}} * 100 \quad (6)$$

čia: R_L - santykiniai nuostoliai, t. y. nuostoliai išreikšti procentais;

$E_{prarastas}$ - energijos kiekis, kuris nebuvo pagamintas dėl apledėjimo (kWh);

E_{tikras} - faktiškai pagaminta energija per visą analizės laikotarpį (kWh).

Prieinamumas. Turbinų duomenų prieinamumas apskaičiuojamas kaip santykis tarp galiojančių ir teorinių maksimaliai įmanomų duomenų taškų, pagal formulę (7):

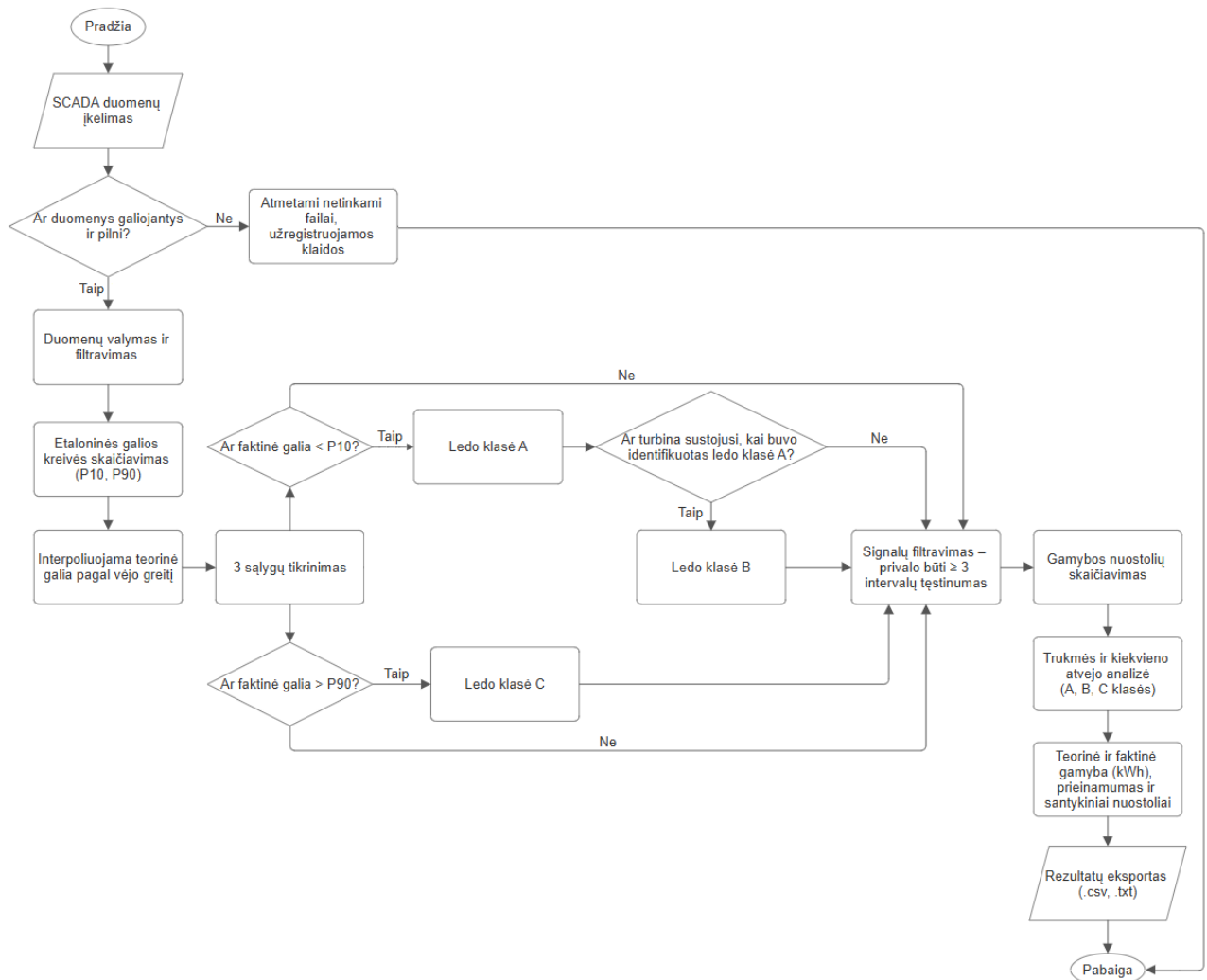
$$A = \frac{N_{turimi}}{N_{galimi}} * 100 \quad (7)$$

čia: A – duomenų prieinamumas (%);

N_{turimi} - turimų (galiojančių) duomenų taškų skaičius;

N_{galimi} - teorinis maksimalus įmanomas įrašų skaičius per tą laiko intervalą, jei visi duomenys būtų buvę užfiksuoti.

Gauti rezultatai išsaugomi .csv ir .txt formatais. Siekiant palengvinti algoritmo veikimo principo supratimą, parengta blokinė schema (žr. 10 pav.), kurioje pavaizduoti pagrindiniai duomenų apdorojimo, analizės ir rezultatų pateikimo etapai.



10 pav. T19IceLossMethod algoritmo taikymo schema

2.2. Tyrimo vykdymo etapai

Tyrimo metu įgyvendinta nuosekli analizės eiga, apimanti SCADA duomenų paruošimą, T19IceLossMethod algoritmo taikymą, rezultatų suvedimą ir ekonominę interpretaciją.

Duomenų paruošimas. SCADA duomenys, surinkti iš trisdešimt vėjo turbinų, apdoroti naudojant Python programavimo kalbą bei individualiai kurtus skriptus. Duomenų valymas atliktas Jupyter Notebook aplinkoje, sudariusioje sąlygas efektyviai tikrinti ir vizualizuoti duomenų struktūras. Parengiamasis etapas apėmė:

- trūkstumų, neišsamų ar akivaizdžiai neteisingų reikšmių pašalinimą (pvz., -9999, NaN, nulinė galia esant stipriam vėjui);
- laiko žingsnių sinchronizavimą visoms turbinoms, užtikrinant vienodą intervalų seką;
- duomenų struktūros pertvarkymą į standartizuotą formatą, tinkamą T19IceLossMethod – kiekvienam laiko žingsniui priskiriami visi būtini signalai (vėjo greitis, temperatūra, galia, būsena ir kt.).

Algoritmo taikymas. Paruošti duomenys įkelti į T19IceLossMethod algoritmą, kuris analizuoja kiekvienos turbinos duomenis atskirai. Kodo veikimo metu:

- sugeneruojama etaloninė galios kreivė pagal neapledėjusius duomenis;
- identifikuojami apledėjimo atvejai (A, B, C klasės);
- apskaičiuojami gamybos nuostoliai kilovatvalandėmis (kWh) ir procentais (%);
- nustatoma apledėjimo trukmė ir įvertinamas jos poveikis turbinos veikimui;
- pateikiamas duomenų prieinamumo įvertis ir galios kreivės neatitikimų analizė.

Rezultatų suvedimas ir palyginimas. Gauti analizės rezultatai išsaugoti atskiruose .csv failuose ir vėliau sujungti į vieną „Excel“ lentelę. Tokia struktūra leido atlikti palyginamąją analizę pagal:

- turbinų aukštį;
- geografinę padėtį;
- modelių tipą;
- vietinės klimatinės sąlygas.

Ekonominė analizė. Energijos gamybos nuostoliai, nustatyti taikant T19IceLossMethod algoritmą, paversti į finansinę išraišką, naudojant tyrimo laikotarpiu galiojusią Lietuvos elektros energijos rinkos kainą (EUR/kWh). Tokiu būdu įvertintas tiesioginis ekonominis apledėjimo poveikis.

1. Finansiniai nuostoliai, pagal formulę (8):

$$L = E_{loss} * C_e \quad (8)$$

čia: L - finansiniai nuostoliai, EUR.;

E_{loss} - gamybos nuostoliai, kWh;

C_e - vidutinė elektros energijos kaina, EUR/kWh.

2. Santykiniai nuostoliai nuo galimų pajamų, pagal formulę (9):

$$R_L = \frac{L}{R} * 100 \quad (9)$$

čia: R_L - santykiniai nuostoliai, %;

R - pajamos be apledėjimo ($R = E_{total} * C_e$);

E_{total} - teorinė bendra gamyba.

3. Koreguotos pajamos po apledėjimo, pagal formulę (10):

$$R_{net} = R - L \quad (10)$$

čia: R_{net} - pajamos po apledėjimo, EUR;

R – pajamos be apledėjimo, EUR;

L – finansiniai nuostoliai dėl apledėjimo, EUR.

Rezultatų analizė. Tirtų vėjo turbinų rezultatai palyginti siekiant įvertinti bendrą apledėjimo poveikį generuojamai galiai. Analizė atlikta pagal pagrindinius techninius rodiklius: bendrus energijos nuostolius (kWh), apledėjimo įvykių trukmę (val.), duomenų prieinamumą (%) ir santykinius galios praradimus (%). Siekiant įvertinti šių praradimų praktinę reikšmę, energijos nuostoliai konvertuoti į finansinę vertę, o ekonominiai rezultatai sulyginami tarp skirtingų turbinų. Tokiu būdu įvertinta apledėjimo reikšmė Lietuvos vėjo jėgainėms tiek techniniu, tiek ekonominiu požiūriu.

3. Vėjo turbinų menčių apledėjimo įtakos generuojamai galiai nustatymo tyrimo rezultatai

Šiame skyriuje pateikiami vėjo turbinų apledėjimo poveikio generuojamai galiai tyrimo rezultatai, susiję su faktinių ir teorinių gamybos duomenų palyginimu, energijos nuostolių įverčiais bei jų pasiskirstymo tendencijomis. Pristatoma, kaip apledėjimo poveikis pasireiškė skirtingose turbinose ir regionuose, išskiriant efektyvumo sumažėjimo bei sustabdymo atvejus. Išsamiai analizuojama nuostolių priklausomybė nuo bokšto aukščio, geografinės padėties, oro temperatūros ir kritulių kiekio. Galiausiai įvertinamas šių praradimų ekonominis mastas bei atliekamas tarptautinis palyginimas, leidžiantis įvertinti gautus rezultatus platesniame tarptautiniame kontekste.

3.1. Tyrimui naudotų duomenų apžvalga

Tyrimo analizuojami 30 Lietuvos vėjo turbinų 2024 m. eksploataciniai duomenys. Prieš atliekant analizę, duomenys buvo filtruoti, pašalinant netikslius ar nepilnus įrašus. Dėl filtravimo, faktinė analizės imtis kiekvienai turbina skiriasi ir svyruoja nuo maždaug 6900 iki 7500 valandų. Visų vėjo turbinų duomenys gauti iš vėjo jėgainių priežiūros įmonės „X“, kuri pateikė SCADA sistemų ir temperatūros jutiklių įrašus analizės tikslais. Tyrimo naudojamoms vėjo turbinoms priskirti kodai, sudaryti iš trijų informacinių elementų: regiono santrumpos, bokšto aukščio metrais bei eiliškumo numerio. Pavyzdžiui, kodas A80_1 reiškia pirmąją 80 m aukščio turbiną, esančią Anykščių regione. Tokia kodavimo schema leidžia aiškiai struktūruoti duomenis bei išlaikyti geografinį kontekstą neatskleidžiant konkrečių lokacijų ar techninių modelių ir taip išlaikant konfidencialumą.

Siekiant pateikti tyrimo naudotų vėjo turbinų geografinį kontekstą, 11 pav. pavaizduotas jų apytikslis išsidėstymas Lietuvos teritorijoje. Tuo tarpu 4 lentelėje pateikiama skirtingiems regionams priskiriamų turbinų skaičius bei joms sukurti identifikaciniai kodai pagal aukščiau aprašytą kodavimo principą.



11 pav. Analizuotų vėjo jėgainių išsidėstymas Lietuvos teritorijoje

4 lentelė Analizuojamų vėjo jėgainių skaičius ir paskirstymas Lietuvos regionuose

Regionas	Jėgainių skaičius	Priskirtos jėgainės
Tauragė	13	T84_1; T84_2; T84_3; T84_4; T84_5; T84_6; T84_7
		T99_1; T99_2; T99_3; T99_4
		T60_1; T60_2
Kretinga	8	K75_1; K75_2; K75_3; K75_4; K75_5
		K35_1
		K60_1
		K50_1
Pakruojis	3	P84_1; P84_2; P84_3
Rokiškis	2	R35_1; R35_2
Anykščiai	2	A131_1; A131_2
Vilkaviškis	2	V131_1; V131_2

Analizei ir T19IceLossMethod taikymui iš SCADA duomenų buvo atrinkti šie pagrindiniai stulpeliai, naudoti tiesiogiai, be papildomo apdorojimo:

- Laiko žyma – kiekvieno įrašo data ir laikas, registruoti kas 10 minučių.
- Vėjo greitis – momentinis horizontalus vėjo greitis metrais per sekundę.
- Vėjo kryptis – kryptis laipsniais, nurodoma nuo šiaurės pagal laikrodžio rodyklę.
- Aplinkos temperatūra – oro temperatūra nacelės aukštyje, matuota laipsniais Celsijaus.
- Išvestinė galia – faktinė turbinos sugeneruota aktyvioji galia kilovatais.

Papildomas darbo režimo stulpelis, nurodantis, ar turbina veikė, buvo sustabdyta ar išjungta, buvo sukurtas remiantis SCADA įrašuose pateiktais būsenos ir gedimų (angl. *status/fault*) kodais. Kadangi šie kodai nebuvo fiksuojami 10 minučių intervalu, tarp dviejų iš eilės užregistruotų skirtingų režimo trūkstami duomenys buvo užpildyti retrospektyviai. Pavyzdžiui, jei 6:00 val. fiksuotas turbinos išsijungimas, o 15:00 val. – įsijungimas, visas laikotarpis tarp šių momentų laikytas neveikos periodu. Tokiu būdu užtikrintas darbo režimų tęstinumas ir nuoseklus interpretavimas visame duomenų rinkinyje.

IPS (ledo prevencijos sistema) nebuvo tiriama, nes nė viena iš analizuotų turbinų tokios sistemos neturi. Dėl šios priežasties SCADA duomenyse nebuvo jokių su IPS veikimu susijusių žymų ar įrašų. Vis dėlto galutiniame analizės faile IPS stulpelis buvo įtrauktas, o visiems įrašams jame priskirta reikšmė „OFF“. Šis sprendimas buvo priimtas dėl techninių priežasčių – T19IceLossMethod algoritmas reikalauja, kad šis kintamasis būtų įtrauktas į duomenų struktūrą, siekiant užtikrinti sklandų metodo veikimą.

Duomenų apdorojimo metu pašalinta vidutiniškai 7.01% pradinės informacijos. Filtruoti buvo visi įrašai, kuriuose trūko reikšmingų parametrų (pvz., vėjo greičio, temperatūros ar galios), taip pat tie, kurie susiję su technine priežiūra, testavimu ar kitais nestandartiniais darbo režimais. Be to, jei tam

tikromis dienomis trūko bent dalies temperatūros duomenų arba buvo fiksuoti kelių valandų trukmės trūkumai, visos tokios dienos buvo pašalintos iš galutinio duomenų rinkinio, naudoto T19IceLossMethod skaičiavimams.

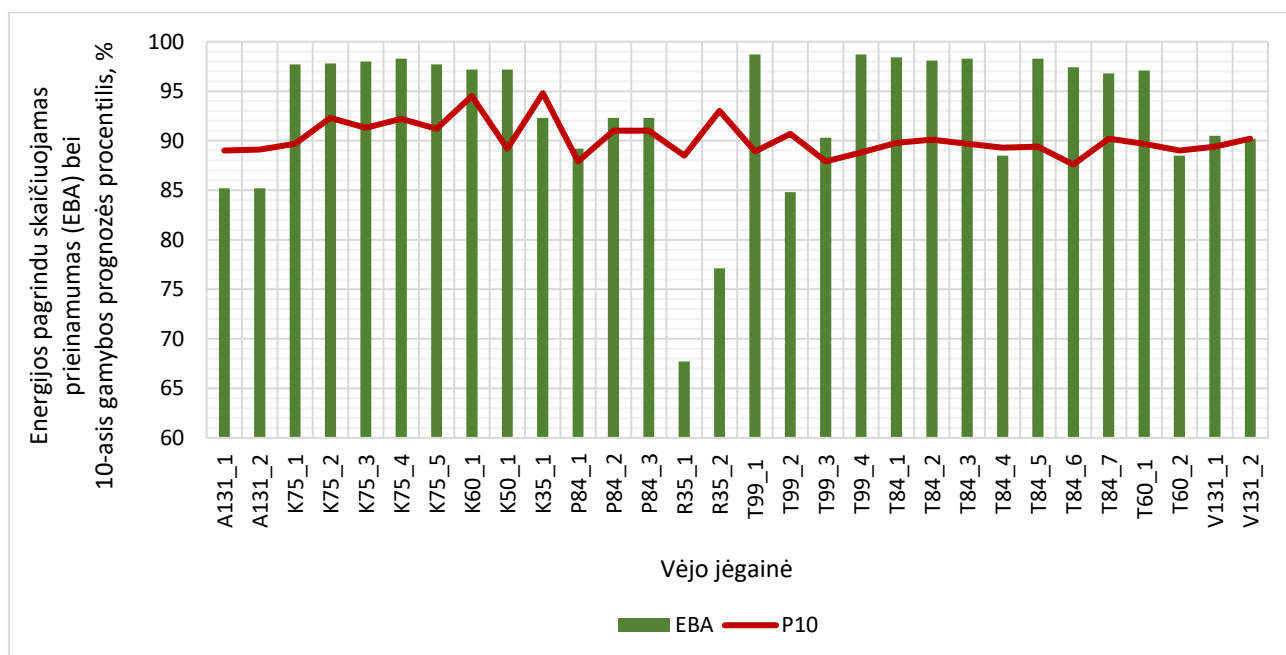
Kaip nurodyta metodologijos skyriuje, T19IceLossMethod veikia pagal principą, kai remiantis apdorotais duomenimis automatiškai suformuojamas referencinis duomenų rinkinys. Jis apima tik laikotarpius be apledėjimo požymių ir naudojamas teorinei galios gamybai modeliuoti. Kiekvienai turbina sugeneruotas referencinis rinkinys sudarė vidutiniškai 60 % metinės imties, priklausomai nuo to, kiek duomenų atitiko metodo taikymo kriterijus.

3.2. Gamybos nuostolių analizė teorinio neapibrėžtumo kontekste

Rezultatų analizė pradedama teorinės ir faktinės metinės energijos gamybos palyginimu, kuris leidžia įvertinti vėjo turbinų veikimo efektyvumą bei nustatyti, kiek realios eksploatacijos sąlygos skiriasi nuo projekcinių. Toks palyginimas yra būtinas siekiant identifikuoti energijos nuostolių mastą ir galimas jų priežastis.

Kiekvienai vėjo turbina atskirai apskaičiuota teorinė metinė gamyba, remiantis jai priskirta galios kreive ir tuo pačiu laikotarpiu fiksuotais vėjo greičio duomenimis. Gautos teorinės vertės palygintos su faktine gamyba, užfiksuota SCADA sistemos duomenyse. Gamybos nuostoliai įvertinti tiek procentine išraiška, tiek jų reikšmingumas analizuotas teorinio neapibrėžtumo kontekste.

Neapibrėžtumo intervalas apibrėžtas pagal teorinę galios kreivę ir vėjo greičio duomenų pasiskirstymą, nustatant P10 ir P90 reikšmes – ribas, kuriose turėtų atsidurti apie 80 % tikėtinų gamybos verčių. Vertinimui naudotas EBA (angl. *Energy-Based Availability*) rodiklis, apibrėžiantis, kiek procentų teorinės galios buvo faktiškai sugeneruota. 12 pav. pateikiamas kiekvienos vėjo turbino faktinis veikimo lygis (EBA), palygintas su teorinės gamybos 10-uoju procentiliu (P10). Šis palyginimas leidžia įvertinti, ar stebimi gamybos nuostoliai patenka į prognozuojamų svyravimų ribas, ar reikšmingai jas viršija.



12 pav. Jėgainių faktinio prieinamumo (EBA) ir 10-osios gamybos prognozės procentilio (P10) palyginimas

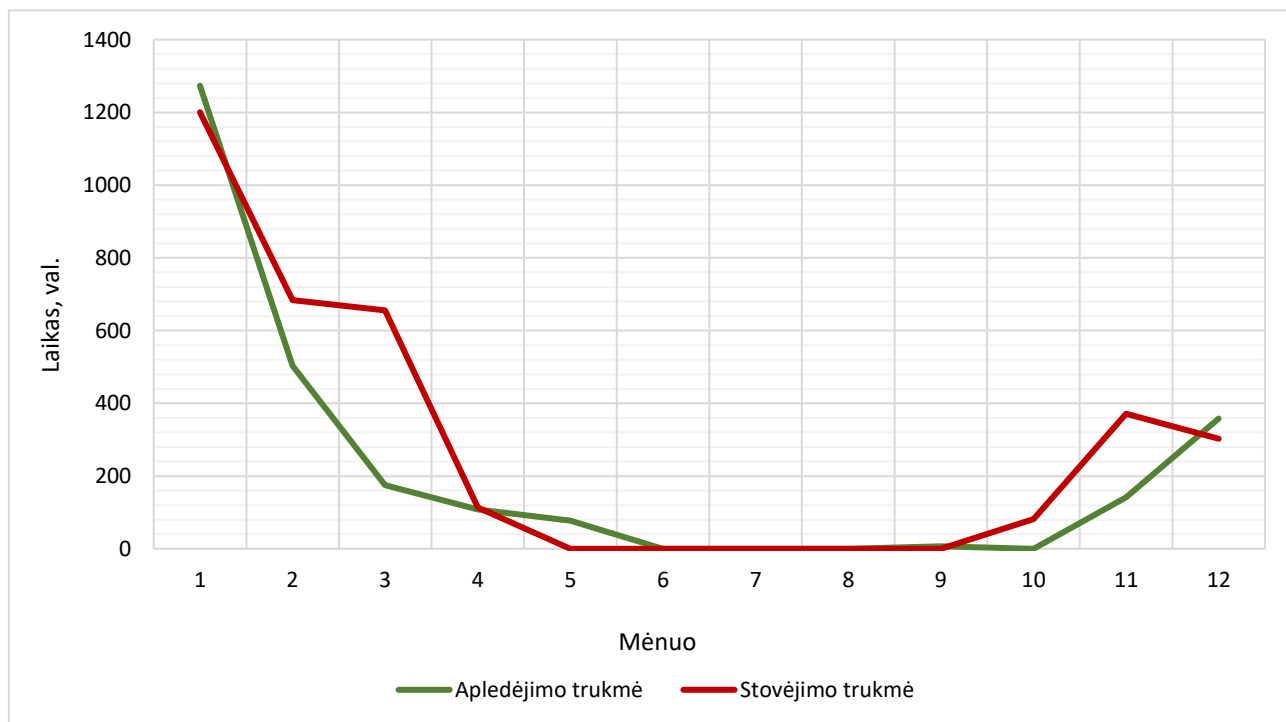
Pastebima, kad daugumos jėgainių veikimo lygis buvo artimas arba viršijo P10 reikšmę, kas leidžia teigti, jog jų eksploataciniai rezultatai atitinka pesimistinį teorinės gamybos scenarijų. Tokie rezultatai laikytini normalių modeliųjų svyravimų ribose ir nesudaro pagrindo manyti kad įvyko reikšmingi veikimo trikdžiai.

Visgi keletas jėgainių pasižymėjo mažesniu nei P10 EBA rodikliu. Ypač išsiskiria R35_1 (67,8 %) ir R35_2 (77,1 %) jėgainės, kurių veikimo lygiai yra žemiau prognozuoto apatinio intervalo. Taip pat pastebimi žemesni EBA rodikliai A11_1 ir A11_2 jėgainėse, nors jų nuokrypiai nėra tokie ryškūs. Tokie rezultatai rodo, kad šių jėgainių nuostoliai tikėtina negali būti paaiškinami vien natūraliais gamtiniais ar skaičiavimo modelio netikslumo veiksniais. Galimos priežastys – techniniai trikdžiai, sustabdymai dėl apledėjimo ar kitos sisteminės problemos. Taigi, energijos nuostoliai vertinami ne tik procentiškai, bet ir kontekste, ar jie viršija teorinio neapibrėžtumo ribas, nes tai gali būti reikšmingas požymis aiškinant individualius veikimo efektyvumo skirtumus.

3.3. Apledėjimo sukeltų energijos nuostolių analizė

Analizuojant apledėjimo trukmės ir dėl to kylančių turbinų sustabdymų dinamiką pagal mėnesius (13 pav.), išryškėja aiškus sezoninis svyravimas. Didžiausi rodikliai fiksuojami pirmąjį metų ketvirtį, kai aplinkos sąlygos tampa palankesnės ledo susidarymui, ypač dėl ilgesnių laikotarpių su žema oro temperatūra. Pavyzdžiui, sausį apledėjimo trukmė viršija 1250 valandų, o su tuo susijęs stovėjimo laikas artėja prie 1200 valandų.

Pastebėtini ir tam tikri neatitikimai tarp apledėjimo ir faktinio turbinų stovėjimo trukmės. Gruodžio mėnesį apledėjimo trukmė yra didesnė nei sustabdymo, o balandį – priešingai. Tai rodo, kad ne visa apledėjimo trukmė tiesiogiai konvertuojama į stovėjimo laiką – kai kuriais atvejais turbina gali veikti esant nedideliam apledėjimui, o kitais – būti sustabdyta dėl saugumo reikalavimų ar nepalankių sąlygų įjungimui.

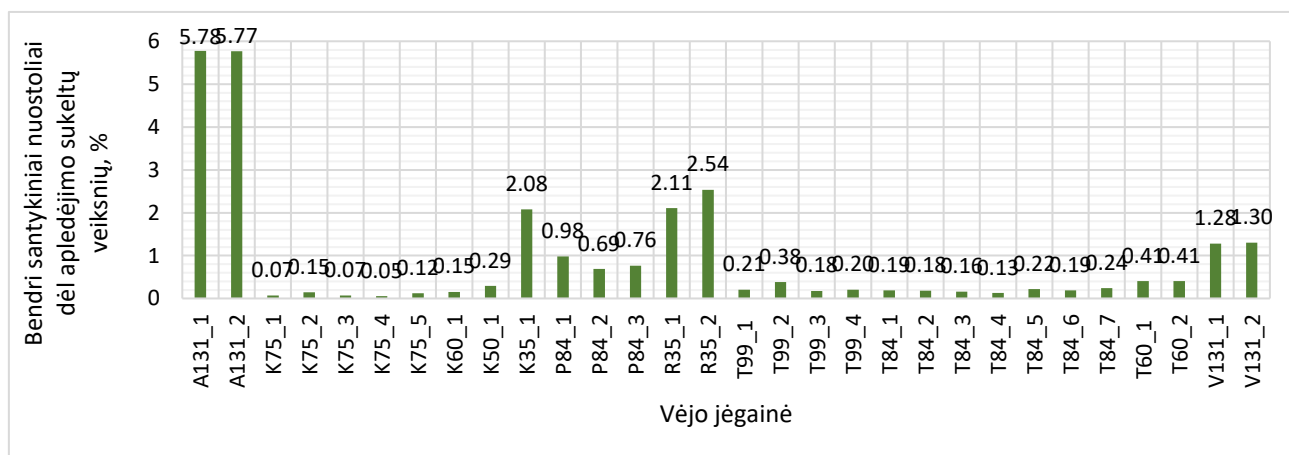


13 pav. Vėjo jėgainių apledėjimo ir stovėjimo trukmės grafikas

Apibendrinant galima teigti, kad pateikti duomenys patvirtina teorinėje dalyje aptartą prielaidą, jog apledėjimas turi reikšmingą, tačiau sezoninį poveikį vėjo turbinų veiklai. Šie rezultatai sudaro pagrindą tolesniam kiekybiniam vertinimui, siekiant aiškiai atskirti energijos praradimus, kylančius dėl efektyvumo sumažėjimo ir dėl turbinų stabdymo.

Siekiant išsamiai įvertinti apledėjimo įtaką analizuotų vėjo jėgainių veikimui, buvo atlikta kiekybinė nuostolių analizė, apimanti tiek energijos praradimus veikimo metu, tiek nuostolius, sukeltus visiško turbinų sustabdymo. 15 pav. atskleidžia, kaip kiekvienos jėgainės patirti nuostoliai dėl apledėjimo pasiskirstė tarp dviejų pagrindinių priežasčių: veikimo efektyvumo sumažėjimo (žalia spalva) ir sustabdymo (raudona spalva). Tuo tarpu 14 pav. pavaizduotas grafikas leidžia įvertinti bendrą kiekvienos jėgainės santykinį nuostolių mastą visos metinės gamybos atžvilgiu.

Bendras analizės rezultatas atskleidžia reikšmingą apledėjimo poveikio nevienalytiškumą tarp tirtų vėjo jėgainių. Iš 30 analizuotų turbinų, 23 patyrė santykinius energijos nuostolius, neviršijusius 1 % visos teorinės metinės gamybos. Tarp jų net 16 jėgainių nuostoliai nesiekė 0,5 %, o kai kuriais atvejais – pavyzdžiui, K75_3 (0,05 %) ir K75_4 (0,07 %) – nuostoliai sudarė vos kelias šimtasias procento dalis. Tokie rezultatai leidžia daryti išvadą, kad didelėje dalyje imties apledėjimo poveikis vėjo turbinų generuojamai galiai buvo minimalus. Vis dėlto 7 jėgainėse fiksuoti santykiniai nuostoliai, viršiję 1 % – didžiausi iš jų užfiksuoti A131_1 (5,78 %) ir A131_2 (5,77 %) jėgainėse. Panašūs rezultatai taip pat stebėti R35_2 (2,54 %), R35_1 (2,11 %) bei K35_1 (2,08 %) turbinose. Įtraukus šiuos atvejus, visos imties vidurkis padidėjo iki 0,86 %, tačiau ši reikšmė neatspindi bendros tendencijos – ji reikšmingai paveikta išskirtinių, lokalizuotų atvejų.



14 pav. Visų vėjo jėgainių bendri santykiniai energijos nuostoliai dėl apledėjimo

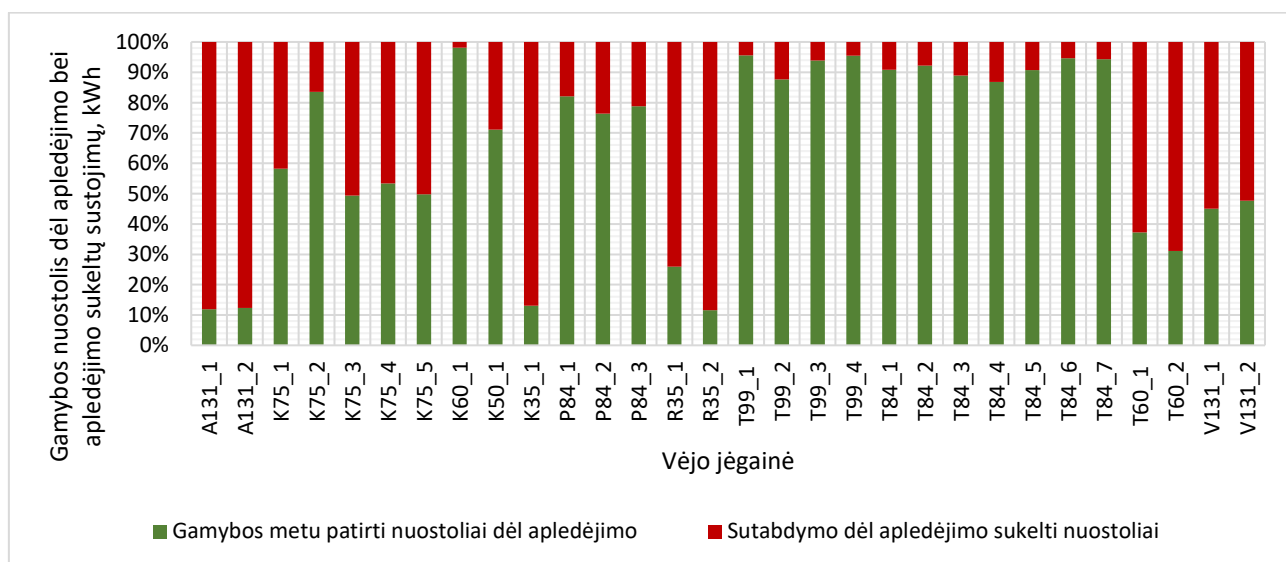
Analizuojant nuostolių pasiskirstymą pagal pobūdį, nustatyta, kad 20 iš 30 jėgainių didesnę visų nuostolių dalį sudarė energijos praradimai, atsiradę tęsiant darbą su sumažėjusiu efektyvumu, o ne dėl visiško sustabdymo. Tokiais atvejais ant menčių susikaupęs ledas pablogina aerodinamines savybes, dėl ko sumažėja sugeneruojama galia, nors turbina išlieka veikimo režime. SCADA sistema tokių pokyčių dažnai neinterpretuoja kaip kritinių, todėl šie nuostoliai nėra fiksuojami kaip gedimai ar sustabdymai. Ilgainiui jie gali lemti reikšmingą bendros gamybos praradimą.

Nors bendras santykinis energijos nuostolių kiekis analizės imtyje buvo didesnis dėl sustabdymų, stebėtas tendencinis pasiskirstymas rodo, kad dauguma jėgainių buvo paveiktos būtent efektyvumo sumažėjimo forma. Tai leidžia teigti, kad šis reiškinys yra plačiai paplitęs ir, esant nepalankesnėms oro sąlygoms ar ilgesniam apledėjimo trukmei, galėtų virsti reikšmingesniais nuostoliais. Šią įžvalgą

pagrindžia ir teorinėje analizėje aptartas Beckford et al. (2015) tyrimas, atliktas Norvegijoje, kuriame nustatyta, kad pagrindinę apledėjimo sukeltų nuostolių dalį sudarė būtent gamybos sumažėjimas dėl efektyvumo praradimo, o sustabdymai turėjo tik nežymų poveikį [20]. Tai rodo, kad efektyvumo sumažėjimas neturėtų būti vertinamas kaip antraeilis reiškinys – net jei vertinant trumpą laikotarpį jo poveikis yra mažesnis, ilgalaikėje perspektyvoje jis gali sudaryti reikšmingą dalį bendrų praradimų.

Kita vertus, nors sustabdymo atvejai pasitaikė rečiau nei efektyvumo sumažėjimas, jų poveikis buvo reikšmingesnis bendrų energijos nuostolių atžvilgiu. Apskaičiuoti duomenys rodo, kad nuostoliai dėl sustabdymo sudarė 74,8 % visų energijos praradimų. Didžiausi sustabdymo nuostoliai fiksuoti A131_1 ir A131_2 jėgainėse, kurios išsiskyrė ne tik aukščiausiais bendrais santykiniais nuostoliais (atitinkamai 5,78 % ir 5,77 %), bet ir tuo, kad daugiau kaip 85 % jų visų nuostolių sudarė automatinio stabdymo atvejai. Panaši proporcija stebėta ir K35_1 bei R35_2 turbinose, kur stabdymas taip pat sudarė vyraujančią dalį visų praradimų. Toks disproporcingas pasiskirstymas rodo, kad sustabdymai gali virsti dominuojančiu nuostolių šaltiniu, ypač kai jie susiję su intensyviais ir ilgai trunkančiais apledėjimo reiškiniais.

Ši tendencija dera su Gao et al. (2021) tyrimo duomenimis, kuriuose aprašomas 30,6 valandos trukęs apledėjimo įvykis, per kurį vėjo turbinos dažnai sustodavo arba dirbo neefektyviai, nors vėjo greitis išliko aukštas. Tai rodo, kad net esant tinkamoms vėjo sąlygoms, ilgesnė ledo kaupimosi trukmė gali sukelti visišką gamybos sutrikdymą dėl kritinio aerodinaminių savybių praradimo. Reikšmingą sustabdymo poveikį patvirtina ir kitų šalių tyrimai. Pavyzdžiui, Norvegijoje atlikto tyrimo duomenimis net 55 % visų su apledėjimu susijusių energijos praradimų buvo susiję su sustabdymais [19], o kito tyrimo duomenimis Ispanijoje šis rodiklis siekė 95 %, Vokietijoje – 75 % [22]. Tokie duomenys rodo, kad automatiniai sustabdymai gali tapti pagrindiniu apledėjimo sukeltų nuostolių šaltiniu įvairiuose klimatuose. Tai leidžia daryti išvadą, kad kritiniai stabdymo atvejai yra vienas reikšmingiausių energijos praradimo veiksnių tiriamoje imtyje, o jų identifikavimas ir prevencija turėtų būti prioritetas eksploatacinėje strategijoje.



15 pav. Apledėjimo sukelti energijos nuostoliai: efektyvumo sumažėjimo ir sustabdymų dalys pagal jėgaines

Atsižvelgiant į šiuos rezultatus, aktualu įvertinti jų atitikimą tarptautinei apledėjimo klasifikacijos sistemai. Vienas iš plačiausiai taikomų įrankių yra Tarptautinės energetikos agentūros (IEA) penkių lygių klasifikacija, kuri remiasi trimis rodikliais: meteorologinio apledėjimo trukme, įrangos

apledėjimu ir su tuo susijusiais energijos nuostoliais. Kaip minėta teorinėje analizėje, pagal šią sistemą didžioji Lietuvos dalis priskiriama 2 IEA apledėjimo klasei, kuriai būdingas 0,5 – 3 % meteorologinis apledėjimas per metus, 1 – 9 % įrangos apledėjimo trukmė bei 0,5 – 5 % energijos nuostoliai. Tuo tarpu vakarinė Lietuvos dalis patenka į 1 klasę, kuriai būdingas iki 0,5 % meteorologinis apledėjimas, iki 1,5 % įrangos apledėjimo trukmė ir iki 0,5 % energijos nuostoliai metiniu laikotarpiu.

Kadangi šiame tyrime buvo vertinami tik energijos praradimai, apledėjimo poveikis IEA klasifikacijos kontekste analizuotas remiantis vienu iš kriterijų – metiniais energijos nuostoliais (% AEP). Kiti klasifikacijos komponentai (meteorologinis ir įrangos apledėjimas) į šią analizę nebuvo įtraukti.

Rezultatų palyginimas su IEA apledėjimo klasifikacija (žr. 5 lentelę) atskleidė, kad tik apie trečdalis (36,7 %) visų jėgainių atitiko 2 klasei būdingą energijos nuostolių intervalą (0,5–5 %), kuris, remiantis WIceAtlas žemėlapiu, būdingas didžiajai Lietuvos teritorijos daliai. Daugiau nei pusė (56,7 %) turbinų patyrė minimalų apledėjimo poveikį ir buvo priskirtos 1 klasei (0–0,5 % nuostoliai), kurios zona apima vakarinę šalies dalį. Dar dvi jėgainės viršijo 2 klasės ribas ir atitiko 3 klasę (>5 %).

Pastebėtina, kad dauguma 1 klasei priskirtų jėgainių (pvz., K75_1, K60_1, K50_1, T99_1, T84_1, T60_1) yra įrengtos Kretingos ir Tauragės regionuose – būtent tose vakarinės Lietuvos teritorijose, kurios WIceAtlas žemėlapyje taip pat žymimos kaip 1 klasė. Tai patvirtina, kad regioninė klasifikacija daugeliu atvejų dera su empiriniais energijos nuostolių rezultatais ir turėtų būti taikoma lokaliai, o ne vertinant visą šalį kaip vienalytę zoną.

Tačiau pastebėti neatitikimai rodo, kad net ir detali regioninė klasifikacija negali tiksliai prognozuoti apledėjimo poveikio konkrečiam objektui. Todėl objekto lygmens duomenų analizė yra būtina siekiant tiksliai įvertinti riziką ir tinkamai suplanuoti prevencines ar technines priemones.

5 lentelė Vėjo jėgainių priskyrimas IEA apledėjimo klasėms pagal metinius energijos nuostolius (% AEP)

IEA klasė	Energijos nuostoliai (% dalis metų)	Jėgainių skaičius, vnt.	Vėjo jėgainės
1 klasė	0–0,5	20	K75_1, K75_2, K75_3, K75_4, K75_5, K60_1, K50_1, T99_1, T99_2, T99_3, T99_4, T84_1, T84_2, T84_3, T84_4, T84_5, T84_6, T84_7, T60_1, T60_2
2 klasė	0,5–5	8	K35_1, P84_1, P84_2, P84_3, R35_1, R35_2, V131_1, V131_2
3 klasė	3–12	2	A131_1, A131_2

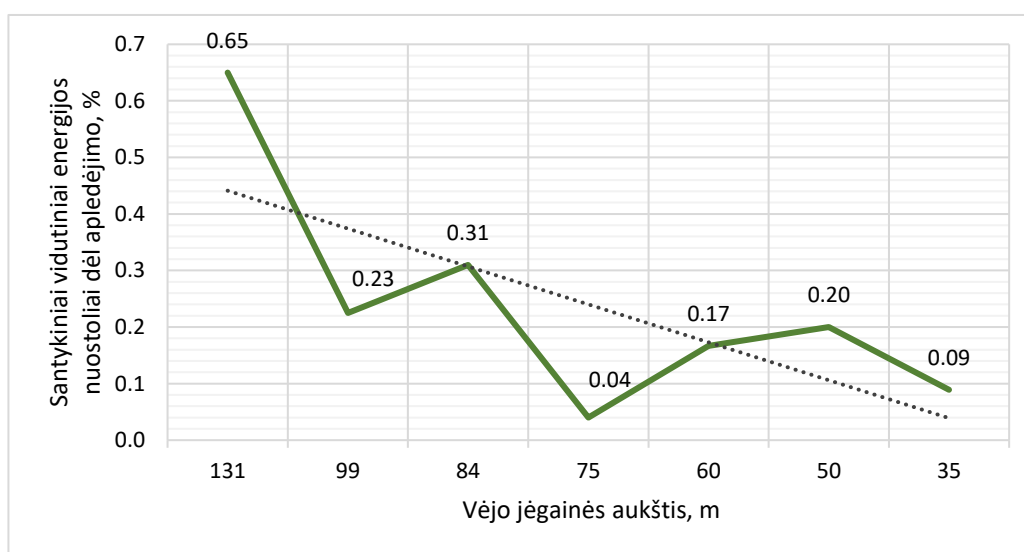
Taigi, atlikta analizė parodė, kad apledėjimo poveikis vėjo jėgainių veikimui Lietuvoje yra ne tik realus, bet ir nevienalytis, o jo intensyvumas kai kuriose vietovėse gali reikšmingai viršyti bendrą regioninę klasifikaciją. Vienos jėgainės patiria tik minimalų poveikį, tuo tarpu kitose jis lemia reikšmingą metinės gamybos sumažėjimą. Šis tyrimas leido identifikuoti ne tik bendras tendencijas, bet ir konkrečias rizikos zonas, kuriose apledėjimo įtaka yra reikšmingiausia. Gauti rezultatai rodo, kad vien klasifikacinio priskyrimo nepakanka – sprendimai dėl eksploatacijos optimizavimo ir prevencinių priemonių turi būti pagrįsti lokalizuotais, duomenimis grįstais vertinimais. Tai leidžia

formuluoti aiškia išvadą: efektyvus apledėjimo rizikos valdymas reikalauja ne tik teorinių klasifikacijų, bet ir realių duomenų analizės, pritaikytos konkrečiam technologiniam ir geografiniam kontekstui. Atsižvelgiant į tai, tolesnėje analizėje bus siekiama detaliau įvertinti jėgainių aukščio ir lokacijos poveikį patirtiems energijos nuostoliams.

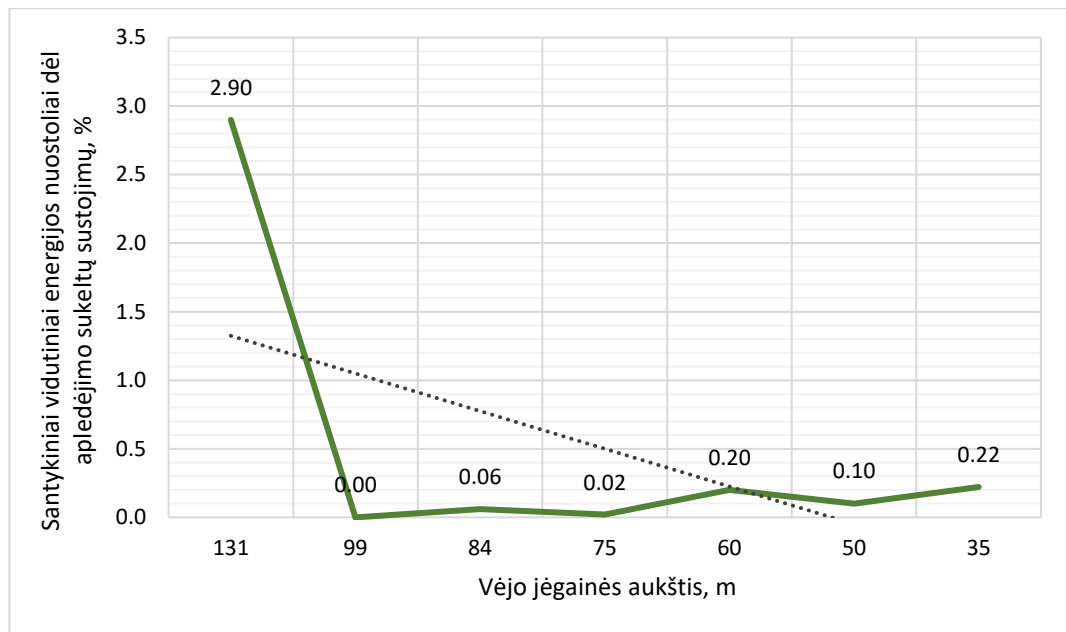
3.3.1. Jėgainės aukščio įtakos apledėjimui analizė

Kadangi aukštis veikia atmosferos parametrus – kylant paprastai mažėja oro temperatūra, keičiasi drėgmės pasiskirstymas ir didėja tikimybė patekti į debesuotus sluoksnius, – jis laikomas vienu iš veiksnių, darančių įtaką vėjo jėgainių apledėjimo procesų intensyvumui. Atsižvelgiant į tai, atlikta papildoma analizė, siekiant įvertinti, ar tarp jėgainių aukščio (nacionalaus aukščio virš žemės) ir fiksuotų energijos nuostolių egzistuoja statistiškai reikšmingas ryšys.

Kiekvienai aukščio grupei buvo apskaičiuoti vidutiniai energijos nuostoliai, išskaidant juos į dvi kategorijas: nuostolius, atsiradusius dėl veikimo efektyvumo sumažėjimo, ir nuostolius dėl vėjo turbinų sustabdymo. Rezultatai, pateikti 16 ir 17 pav., atskleidė aiškia tendencija – aukštesnės jėgainės patyrė didesnius vidutinius nuostolius abiejose kategorijose. Pirmame grafike (16 pav.) matyti, kad efektyvumo sumažėjimo nuostoliai buvo didžiausi 131 m aukščio jėgainėse (0,65 %), o toliau palaipsniui mažėjo, nors ne visiškai nuosekliai. Tuo tarpu antrame grafike (17 pav.) išryškėja ypač staigus skirtumas tarp aukščiausių jėgainių ir visų likusių jėgainių – 131 m. grupė ženkliai išsiskyrė beveik 3 % siekiančiais nuostoliais dėl sustabdymo, kai likusios grupės neviršijo 0,22 %.



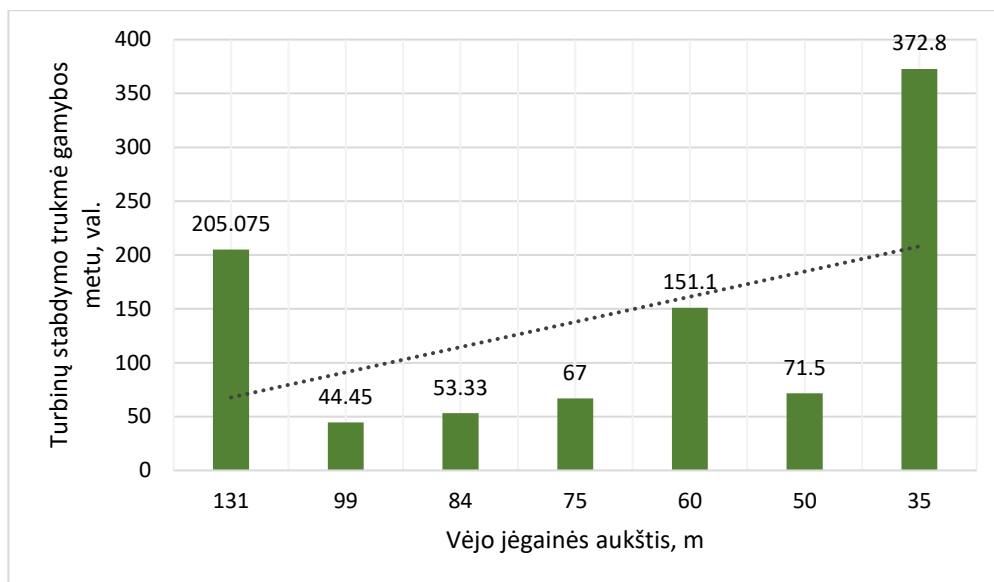
16 pav. Santykiniai vidutiniai energijos nuostoliai dėl apledėjimo pagal turbinų aukštį



17 pav. Santykiniai vidutiniai energijos nuostoliai dėl apledėjimo sukulto sustabdymo pagal vėjo jėgainės aukštį

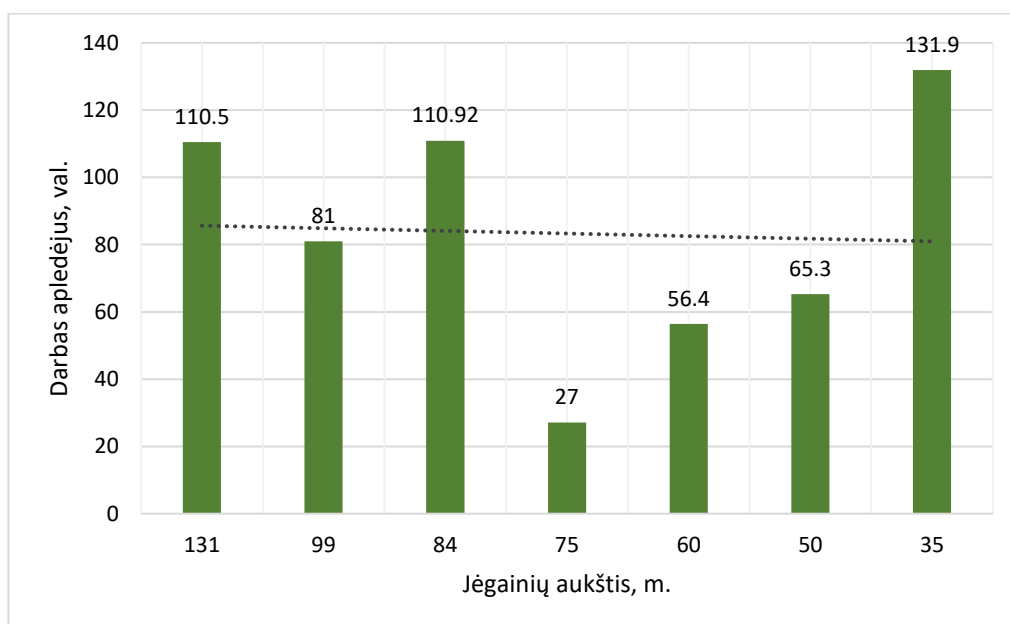
Tarp jėgainės aukščio ir energijos nuostolių, atsiradusių dėl aerodinaminių savybių pablogėjimo, nustatyta stipri teigiama ir statistiškai reikšminga koreliacija ($r = 0,81$; $p = 0,031$), patvirtinanti, kad aukštesnės jėgainės dažniau patiria efektyvumo sumažėjimą dėl apledėjimo. Tuo tarpu ryšys tarp aukščio ir sustabdymų sukeltų nuostolių buvo panašaus stiprumo ($r = 0,70$), tačiau statistiškai nereikšmingas ($p = 0,079$), todėl negalima tvirtai teigti, kad aukštis turi reikšmingą įtaką sustabdymams. Nors statistinis reikšmingumas tarp aukščio ir sustabdymų nebuvo patvirtintas, pastebėtas ryšio kryptingumas leidžia jį vertinti kaip galimą veiksni, vertą tolimesnės analizės.

Siekiant geriau suprasti, kodėl tarp aukščio ir sustabdymų sukeltų nuostolių nebuvo nustatytas statistiškai reikšmingas ryšys, papildomai išanalizuota ir pačių stabdymo trukmių priklausomybė nuo jėgainės aukščio (žr. 18 pav.). Nors žemiausia ir aukščiausia grupės (35 ir 131 m) išsiskyrė ilgesnėmis stabdymo trukmėmis, bendras ryšys tarp aukščio ir stabdymo trukmės buvo silpnas ir statistiškai nereikšmingas ($r = -0,31$; $p = 0,497$). Įdomu tai, kad žemiausios jėgainės (35 m) pasižymėjo net ilgesne stabdymo trukme nei aukščiausios, o tai prieštarauja prielaidai, kad didėjant aukščiui, didėja ir apledėjimo poveikis. Šis rezultatas rodo, kad aukštis nėra patikimas veiksnys stabdymų dažniui ar trukmei prognozuoti.



18 pav. Turbinų sustabdymo trukmė dėl apledėjimo pagal vėjo jėgainės aukštį (val./metus)

Papildomai išanalizavus jėgainių darbo apledėjimus trukmės priklausomybę nuo jėgainės aukščio (žr. 19 pav.) paaiškėjo, kad šis rodiklis taip pat neturėjo statistiškai reikšmingo ryšio ($r = 0,09$; $p = 0,85$). Tai leidžia teigti, kad vien darbo trukmė esant apledėjimui neleidžia patikimai prognozuoti efektyvumo nuostolių. Galimi atvejai, kai jėgainė veikia apšalusi ilgą laiką, bet galia išlieka santykinai aukšta, todėl bendri nuostoliai būna nedideli. Priešingai, trumpalaikis, bet intensyvus apledėjimas gali lemti reikšmingą aerodinaminių savybių pablogėjimą ir sukelti didelius nuostolius per trumpą laiko tarpą. Šie rezultatai leidžia daryti išvadą, kad svarbesnis veiksnys gali būti ne pats apledėjimo trukmės laikas, o jo poveikio intensyvumas konkrečiu momentu.



19 pav. Jėgainių veikimo trukmė apledėjus pagal bokšto aukštį

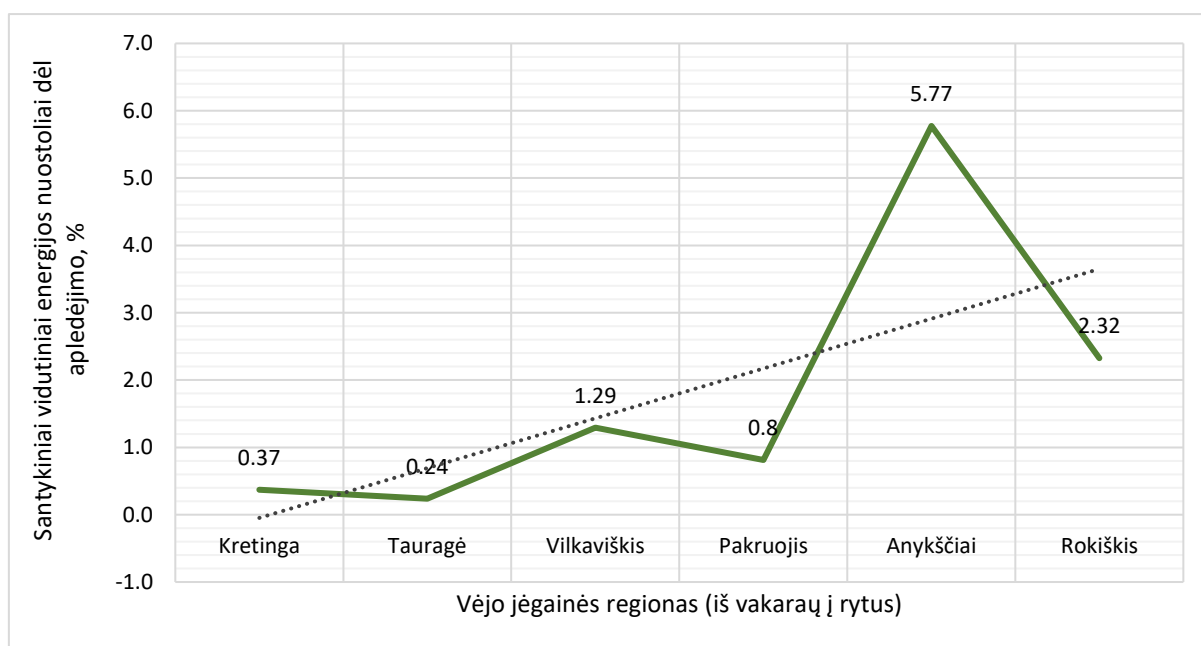
Šie rezultatai papildė ankstesnę nuostolių analizę: efektyvumo sumažėjimas buvo fiksuojamas beveik visose jėgainėse ir sudarė palyginti mažesnius, bet pasikartojančius nuostolius, tuo tarpu sustabdymo atvejai buvo retesni, tačiau kai kuriose aukščio grupėse (pvz., 131 m) lėmė gerokai didesnę santykinę nuostolių lygį. Toks pasiskirstymas rodo, kad efektyvumo sumažėjimas yra labiau sisteminis

reiškinys, kuris gali būti susijęs su konstrukciniais parametrais, pvz., aukščiu, o sustabdymai – labiau lokalūs ir nenuspėjami, galimai nulemti specifinių regionų klimato ar techninių veiksnių.

3.3.2. Geografinės padėties įtakos apledėjimo sukeltiems energijos nuostoliams analizė

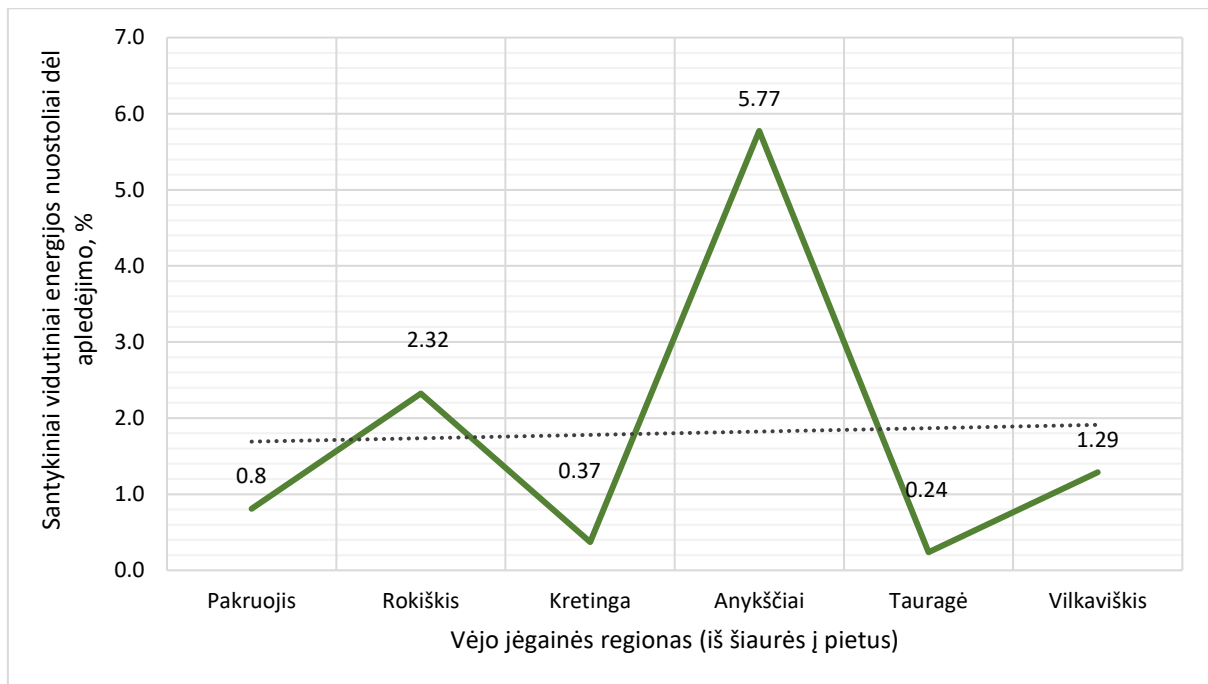
Nors ankstesnė analizė parodė, kad vėjo jėgainės aukštis gali turėti reikšmingos įtakos su apledėjimu susijusiems efektyvumo nuostoliams, vien aukštis nepaaiškina visų fiksuotų skirtumų. Stebėtas didelis nuostolių nevienalytiškumas tarp atskirų jėgainių, priklausančių tai pačiai aukščio grupei, leidžia daryti prielaidą, kad svarbų vaidmenį gali atlikti ir kiti veiksniai, tarp jų – geografinė padėtis. Vėjo jėgainės, įrengtos skirtingose teritorijose, patiria skirtingas meteorologines sąlygas: temperatūros svyravimus, drėgmės lygį, vėjo kryptį, debesuotumą bei oro srautų sąlygas. Todėl šiame etape analizuojamas jėgainių nuostolių pasiskirstymas pagal geografinę padėtį, siekiant įvertinti galimas sąsajas su apledėjimo poveikiu. Lokacijos analizė leidžia ne tik patikslinti apledėjimo rizikos prognozes, bet ir priimti labiau kontekstui pritaikytus sprendimus eksploatacijoje ir apledėjimo prevencijoje.

Atliekant geografinės padėties analizę, buvo vertinami bendri santykiniai vidutiniai energijos nuostoliai dėl apledėjimo šešiuose Lietuvos regionuose. 20 pav. pateikia šių nuostolių pasiskirstymą vakarų–rytų kryptimi. Pastebėta aiški tendencija: vakarų Lietuvoje (Kretinga – 0,37 %, Tauragė – 0,24 %) nuostoliai išliko labai maži, o judant į rytus jų vertės nuosekliai didėjo – Vilkaviškyje pasiekė 1,29 %, Pakruojyje – 0,8 %, o Anykščiuose išaugo net iki 5,77 %. Rokiškyje, nors ir šiauriausiam taške, fiksuoti dar reikšmingi, tačiau mažesni nuostoliai – 2,32 %.



20 pav. Santykiniai vidutiniai energijos nuostoliai dėl apledėjimo pagal vėjo jėgainių regioną (vakarų–rytų kryptimi)

Analizuojant tą pačią informaciją šiaurės–pietų kryptimi (21 pav.), ryškių dėsningumų nepastebėta. Aukščiausi nuostoliai fiksuoti Anykščiuose, esant šiaurės rytuose, tačiau antroji pagal dydį reikšmė fiksuota taip pat šiaurėje, Rokiškyje. Mažiausi nuostoliai užfiksuoti pietvakariuose – Tauragėje ir Kretingoje. Tuo tarpu centriniai regionai (Vilkaviškis, Pakruojis) užima tarpinę poziciją. Tai leidžia daryti išvadą, kad vakarų–rytų ašis geriau atspindi apledėjimo poveikio pasiskirstymo tendenciją, o platuminė (šiaurės–pietų) kryptis neturi aiškaus ryšio su bendrais nuostoliais.

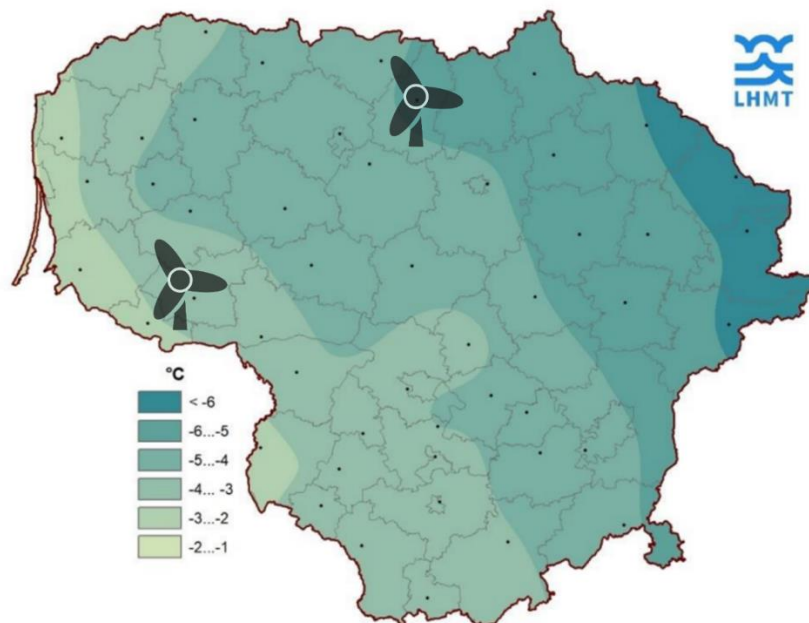


21 pav. Santykiniai vidutiniai energijos nuostoliai dėl apledėjimo pagal vėjo jėgainių regioną (šiaurės–pietu kryptimi)

3.3.3. Meteorologinių sąlygų įtakos energijos nuostoliams dėl apledėjimo analizė

Šios analizės duomenys apėmė vienodo techninio tipo (84 m aukščio) vėjo jėgaines, išdėstytas skirtinguose Lietuvos regionuose. Nors dėl konfidencialumo konkrečios jėgainių lokacijos nėra atskleidžiamos, jų regioninė priklausomybė vizualiai pavaizduota žemėlapyje (žr. 22 pav.). Jame pateikiamas 2024 m. sausio mėnesio vidutinės oro temperatūros pasiskirstymas, sudarytas remiantis Lietuvos hidrometeorologijos tarnybos (LHMT) duomenimis, kartu pažymint analizuojamų jėgainių veikimo teritorijas [44].

Analizei pasirinktos būtent 84 m aukščio jėgainės, kadangi jų yra daugiausia visame tyrimo duomenų rinkinyje. Kaip matyti iš žemėlapių, analizuojamos jėgainės veikia tiek šiltesniame vakariniame, tiek šaltesniame šiaurės rytiniame regionuose. Tai sudaro galimybę patikrinti temperatūros skirtumų poveikį nuostoliams, eliminuojant technologinius kintamuosius ir sutelkiant dėmesį į klimato veiksnius. Pasirinkti regionai nėra apriboti pavienėmis jėgainėmis – kiekviename jų veikia po kelias tokio tipo elektrines, todėl galima tiksliau įvertinti temperatūros poveikį, sumažinti atsitiktinumo įtaką ir padidinti rezultatų patikimumą.



22 pav. 2024 m. sausio mėn. vidutinės oro temperatūros žemėlapis su analizuotų vėjo jėgainių veikimo teritorijomis [44]

Atlikus Pearsono koreliacijos analizę tarp 2024 m. sausio mėnesio vidutinės oro temperatūros ir santykinų energijos nuostolių (% nuo galimos pagaminti energijos) vienodo aukščio (84 m) vėjo jėgainėse, nustatyta labai stipri neigiama koreliacija ($r = -0.92$, $p = 0.0000117$). Tai reiškia, kad kuo žemesnė temperatūra, tuo didesni buvo fiksuoti energijos nuostoliai dėl apledėjimo. Regionuose, kur sausio mėnesio vidutinė temperatūra siekė $-5.5\text{ }^{\circ}\text{C}$, nuostoliai sudarė 0.69–0.98 %, o šiltesniame regione, kur temperatūra buvo apie $-2.5\text{ }^{\circ}\text{C}$, nuostoliai sumažėjo iki 0.13–0.24 %.

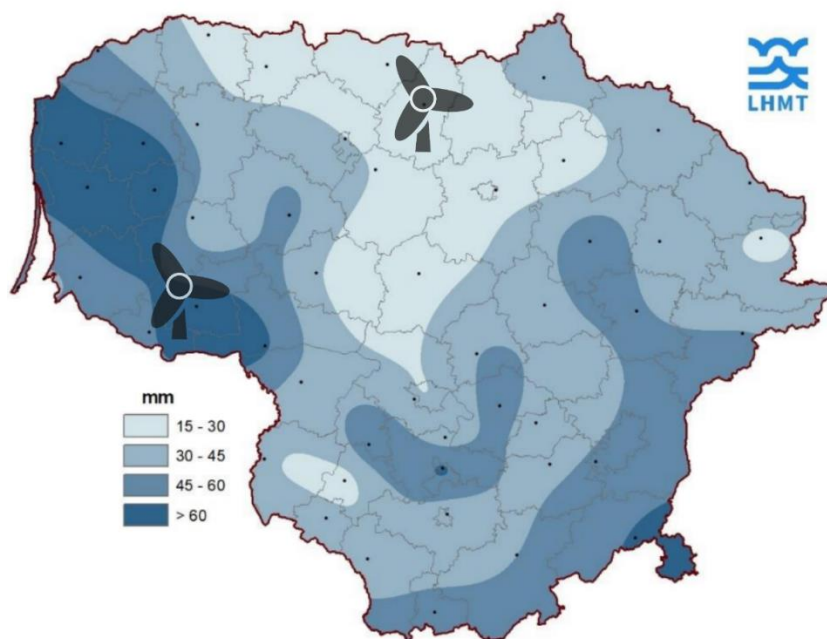
Toks ryšys visiškai atitinka apledėjimo formavimosi fiziką: žemesnė oro temperatūra, ypač nukritusi žemiau $-3\text{ }^{\circ}\text{C}$, sudaro palankias sąlygas stipriai atšaldytiems vandens lašeliams kauptis ant menčių paviršiaus. Nors literatūroje dažnai pabrėžiama, kad apledėjimo susidarymui būtina ir drėgmė, gauti rezultatai patvirtina, jog temperatūra yra esminis veiksnys, ypač žiemos sezono metu.

Atsižvelgiant į tai, kad apledėjimui būtina ne tik žema temperatūra, bet ir drėgmė, papildomai atlikta analizė, vertinant 2024 m. sausio mėnesio kritulių kiekio ryšį su energijos nuostoliais. Remiantis Lietuvos hidrometeorologijos tarnybos (LHMT) duomenimis, žemėlapyje pateiktame kaip 23 pav., matyti, jog kritulių kiekis sausio mėnesį įvairiuose Lietuvos regionuose svyravo nuo mažiau nei 30 mm iki daugiau nei 60 mm.

Atlikus Pearsono koreliacijos analizę tarp kritulių kiekio ir energijos nuostolių dėl apledėjimo, gautas labai stiprus neigiamas ryšys ($r = -0.96$, $p = 0.0000117$), rodantis, kad regionuose, kuriuose iškrito daugiau kritulių, fiksuoti mažesni nuostoliai. Šis rezultatas statistiškai itin reikšmingas ir leidžia teigti, kad didesnis kritulių kiekis ne tik neskatina apledėjimo, bet gali būti susijęs su mažesne jo rizika.

Nors koreliacijos analizė parodė stiprų ir statistiškai reikšmingą neigiamą ryšį tarp sausio mėn. kritulių kiekio ir energijos nuostolių, šie rezultatai turėtų būti interpretuojami kompleksiskai. Kritulių poveikis nėra vienalytis – jis priklauso nuo tuo metu vyraujančios temperatūros. Todėl, nors kritulių

analizė atlikta atskirai, siekiant empiriškai įvertinti jų galimą įtaką, tolesnė interpretacija rodo, kad šis veiksnys turėtų būti nagrinėjamas kartu su temperatūra. Tik tokiu būdu galima tiksliai įvertinti ledo susidarymo riziką skirtinguose regionuose. Šiuo atveju didesnę kritulių kiekį fiksavę regionai buvo ir šiltesni, todėl galima daryti prielaidą, kad krituliai šiose teritorijose dažniau pasireiškė kaip šlapdriba ar lietus, kuris neturi ledo kaupimuisi palankių savybių. Tai galėjo prisidėti prie mažesnių energijos nuostolių. Vis dėlto jei temperatūra tokiose vietovėse būtų buvusi žemesnė, gausus kritulių kiekis galėjo sukelti priešingą efektą – padidinti apledėjimo intensyvumą.



23 pav. 2024 m. sausio mėn. kritulių kiekio žemėlapis su analizuojamų vėjo jėgainių veikimo teritorijomis [44]

Apibendrinant, atlikta analizė atskleidė, kad tiek žema temperatūra, tiek mažas kritulių kiekis sausio mėnesį buvo susiję su didesniais energijos nuostoliais dėl apledėjimo. Labai stiprios ir statistiškai reikšmingos neigiamos koreliacijos su abiem veiksniais rodo, kad klimato sąlygos daro esminę įtaką vėjo jėgainių veiklos efektyvumui žiemos sezono metu. Vis dėlto kritulių poveikis nėra tiesioginis – jis pasireiškia per sąveiką su temperatūra. Didesnis kritulių kiekis esant švelnesnėms žiemos sąlygoms galėjo prisidėti prie mažesnio ledo susidarymo intensyvumo. Todėl klimato veiksnių analizė leidžia ne tik identifikuoti pagrindinius rizikos veiksnius, bet ir padeda tiksliai lokalizuoti ir paaiškinti energijos nuostolių kilmę.

3.4. Ekonominė apledėjimo sukeltų nuostolių analizė

Norint suprasti apledėjimo poveikį vėjo jėgainių veiklai ne tik techniniu, bet ir praktiniu požiūriu, buvo atlikta ekonominė analizė, apskaičiuojant finansinius nuostolius kiekvienai turbina. Finansiniai skaičiavimai paremti metodologijoje pateiktomis formulėmis, o elektros energijos kaina buvo taikoma dinamiškai – kiekvienam mėnesiui naudoti atskiri „Nordpool“ biržos be PVM tarifai, pateikti

6 lentelėje. Nuostoliai buvo apskaičiuoti atskirai kiekvienai jėgainei pagal jos konkrečius energijos praradimus kiekvieną mėnesį, o galutinė vertė gauta sumuojant visų metų mėnesinius nuostolius.

6 lentelė Mėnesiniai elektros energijos tarifai pagal „Nordpool“ biržos duomenis (2024 m.) [45]

Mėnuo	Be PVM EUR/kWh
1	0.089
2	0.152
3	0.092
4	0.075
5	0.076
6	0.092
7	0.098
8	0.107
9	0.084
10	0.091
11	0.089
12	0.09

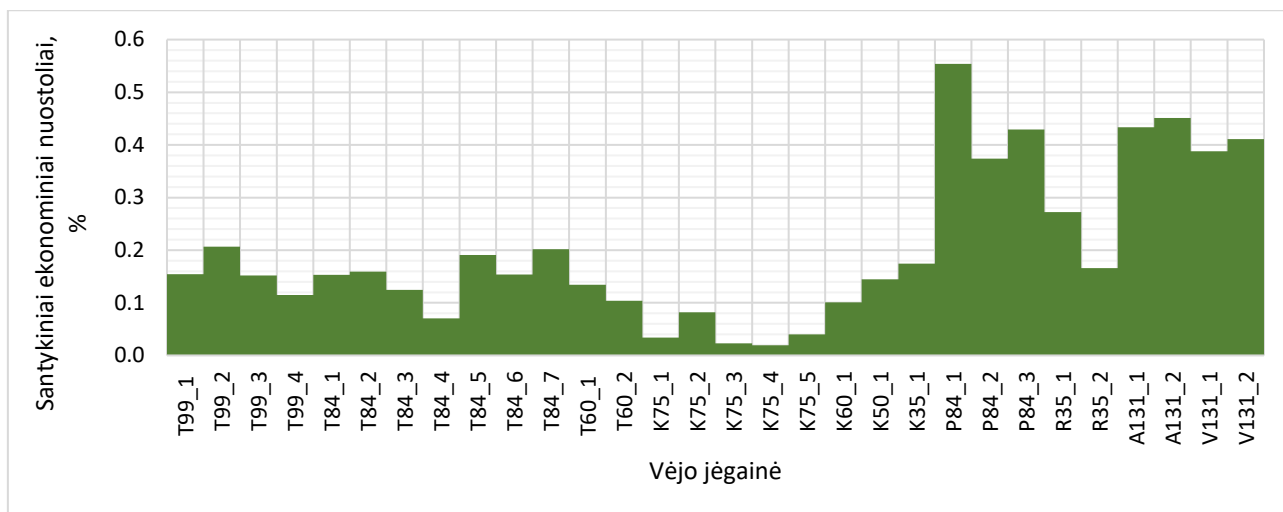
Vertinimas atliktas dviem atskirais lygmenimis:

- Nuostoliai dėl efektyvumo sumažėjimo (angl. *efficiency losses*), kai turbina veikia, bet generuoja mažiau nei galėtų.
- Nuostoliai dėl sustabdymų (angl. *icing-related stops*), kai turbina buvo automatiškai stabdoma dėl apledėjimo.

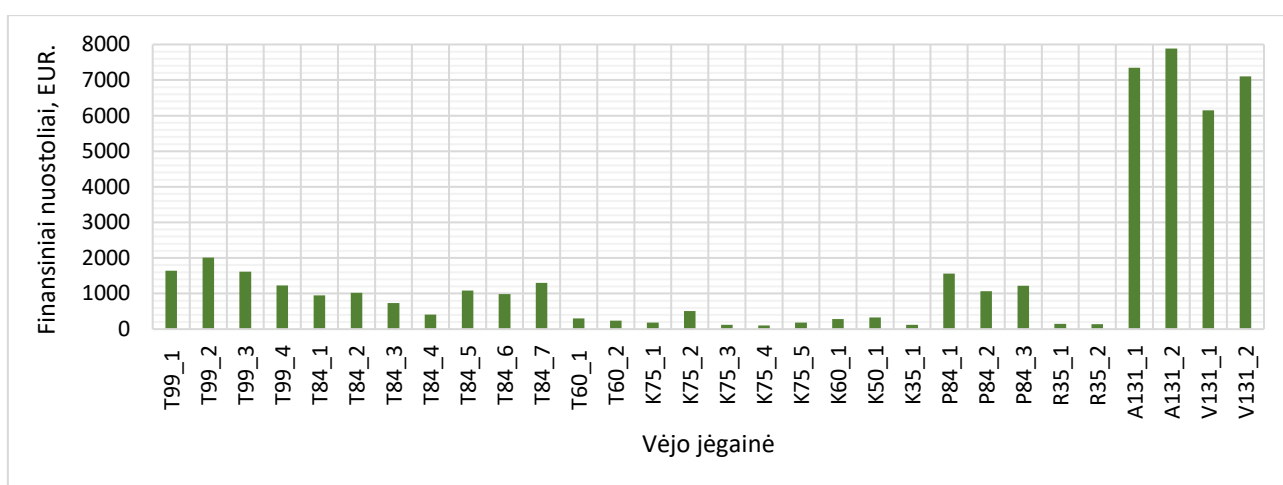
3.4.1. Apledėjimo sukeltų efektyvumo sumažėjimo nuostolių ekonominė analizė

Atlikus analizę nustatyta, kad dauguma jėgainių patyrė santykinius ekonominius nuostolius nuo 0,02 % iki 0,55 % teorinių pajamų. Pavyzdžiui, T60_1 ir T60_2 patyrė atitinkamai 0,13 % (304,21 EUR) ir 0,10 % (234,78 EUR) nuostolių, o T84_6 – 0,15 % (982,99 EUR). Bendra finansinė žala dėl efektyvumo sumažėjimo tarp visų jėgainių svyravo nuo 105,85 EUR (K75_4) iki 7882,98 EUR (A131_2) (žr. 24 pav. ir 25 pav.). Daugumos jėgainių santykiniai nuostoliai koncentravosi ties vidurkiu, kuris sudarė apie 0,20 %, todėl efektyvumo mažėjimas daugeliu atvejų pasireiškė vidutinio dydžio praradimais. Tarp labiausiai išsiskiriančių pavyzdžių:

- P84_1 patyrė didžiausius santykinius nuostolius – 0,55 %, kas atitinka 1561,51 EUR finansinės žalos. Tai leidžia daryti prielaidą apie ilgalaikį, bet jėgainės sustabdymo nesukeliantį apledėjimo poveikį.
- P84_3, A131_2 ir V131_2 taip pat pasižymėjo didesniais efektyvumo praradimais – 0,43–0,45 %, su nuostoliais viršijančiais 7000 EUR.
- Priešingai, K75_3 ir K75_4 nuostoliai siekė vos 0,02 % (atitinkamai 125,73 EUR ir 105,85 EUR), kas rodo, jog šios jėgainės patyrė minimalų poveikį, nepaisant bendrų tendencijų.



24 pav. Santykiniai ekonominiai nuostoliai dėl našumo sumažėjimo pagal jėgainę



25 pav. Finansiniai nuostoliai dėl našumo sumažėjimo pagal jėgainę

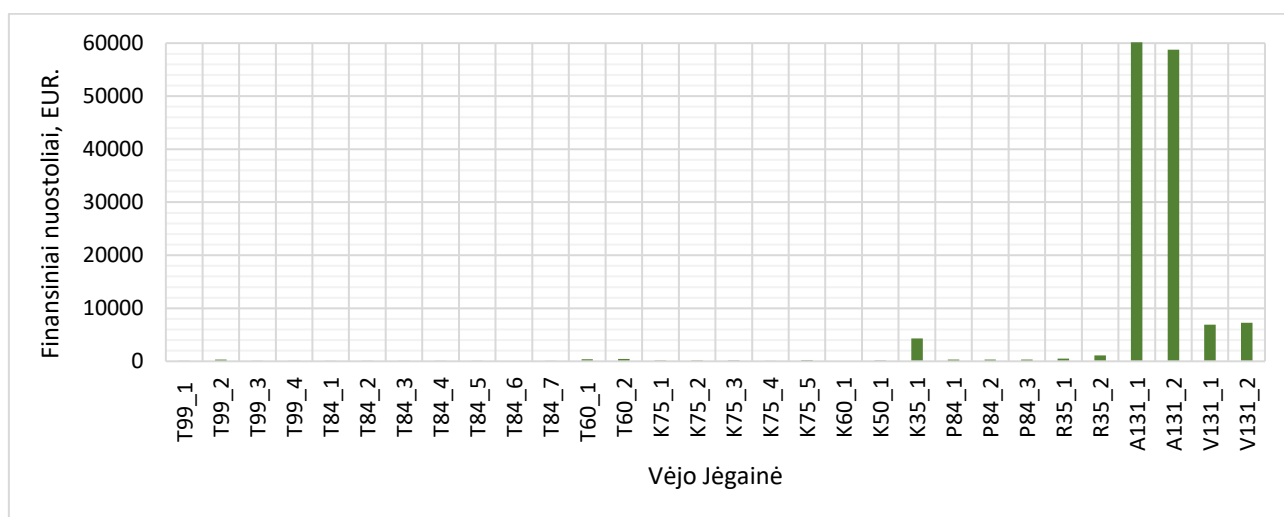
Apibendrintai šie rezultatai rodo, kad efektyvumo nuostoliai pasiskirstė nevienodai – kai kurios jėgainės patyrė reikšmingą praradimą, o kitose fiksuoti tik nedideli nuostoliai. Tai leidžia daryti išvadą, kad dalinis apledėjimas paveikė didžiąją dalį jėgainių nuosaikiai, tačiau kai kuriose jėgainėse sukėlė aiškiai išreikštą, ekonomiškai reikšmingą efektyvumo sumažėjimą. Bendra finansinė žala dėl efektyvumo sumažėjimo visoje imtyje sudarė 47 976,85 EUR, o tai parodo, kad net ir iš pirmo žvilgsnio nežymūs našumo svyravimai gali turėti apčiuopiamą poveikį bendram veiklos rezultatui per ilgesnį laikotarpį.

3.4.2. Apledėjimo sukeltų jėgainių sustabdymų nuostolių ekonominė analizė

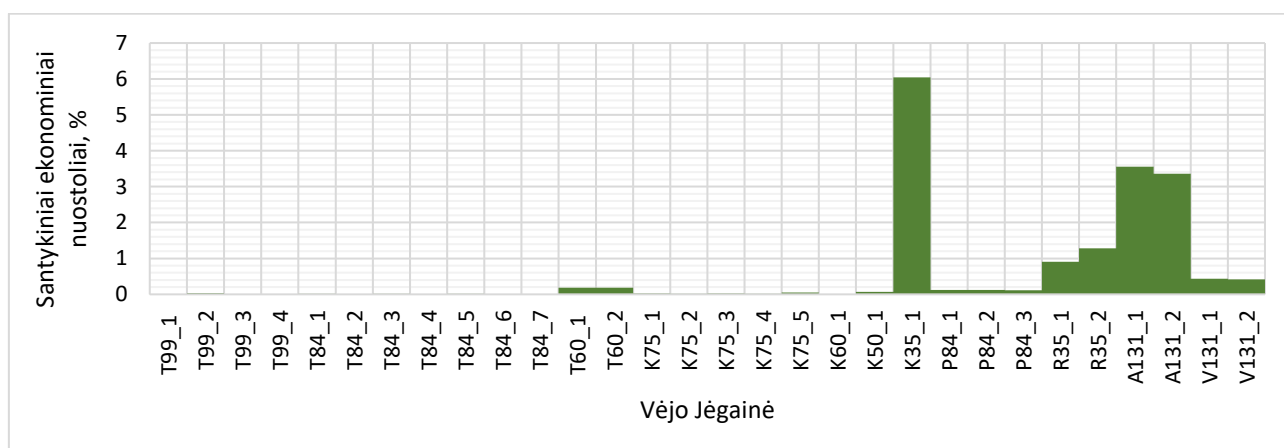
Skirtingai nei efektyvumo sumažėjimas, kuris daugumai jėgainių pasireiškė nuosaikiai ir retai viršijo 0,20 %, nuostoliai, susiję su visišku turbinų sustabdymu dėl apledėjimo, buvo daug labiau išsisklaidę (žr. 26 pav. ir 27 pav.). Kai kuriose jėgainėse sustabdymai beveik nefiksuoti (pvz., T99_1–T99_4 turbinose ekonominiai nuostoliai neviršijo 80 EUR, arba 0,01–0,03 %), tuo tarpu kitose jie lėmė reikšmingus finansinius praradimus – net virš 60 000 EUR (pvz., A131_1 – 60 160,95 EUR). Šie skirtumai išryškina stiprų priklausomumą nuo aplinkos veiksnių bei konstrukcinių skirtumų, kurie lemia vėjo turbinų menčių apledėjimą.

Santykiniai ekonominiai nuostoliai dėl sustabdymų kai kuriais atvejais viršijo 3–6 % teorinių pajamų. Pastebėtos ir išskirtos pagrindinės tendencijos:

- Didžiausi nuostoliai užfiksuoti aukščiausiose jėgainėse: A131_1 (3,55 %, 60 160,95 EUR) ir A131_2 (3,36 %, 58 761,15 EUR). Abi jėgainės pasižymi 131 m aukščio bokštais, todėl dažniau patenka į šaltą ir drėgną oro sluoksnį, palankų ledo formavimuisi. Ši tendencija atitinka literatūroje aprašytą ryšį tarp aukščio ir apledėjimo dažnio.
- R35_1 (0,91 %, 479,94 EUR) ir R35_2 (1,28 %, 1112,28 EUR), nors ir daug žemesnės (35 m), patyrė reikšmingus nuostolius lyginant su kitomis tos pačios aukščio grupės jėgainėmis (pvz., K35_1 – 6,04 %, 4327,35 EUR, o K50_1 – tik 0,07 %, 152,60 EUR). Tai rodo, kad regioninio klimato skirtumai gali turėti lemiamą įtaką net esant tam pačiam bokšto aukščiui.
- Didelė dalis kitų jėgainių, ypač T99, T84 ir K75 grupėse, patyrė minimalų poveikį dėl sustabdymų – dažnai mažesnę nei 0,05 %, arba mažiau nei 100 EUR. Kai kuriose jų nuostoliai tesiekė 60–85 EUR, kas leidžia manyti, jog šios jėgainės veikė palankesnėmis sąlygomis arba išvengė reikšmingo apledėjimo.



26 pav. Finansiniai nuostoliai dėl sustabdymo pagal jėgainę

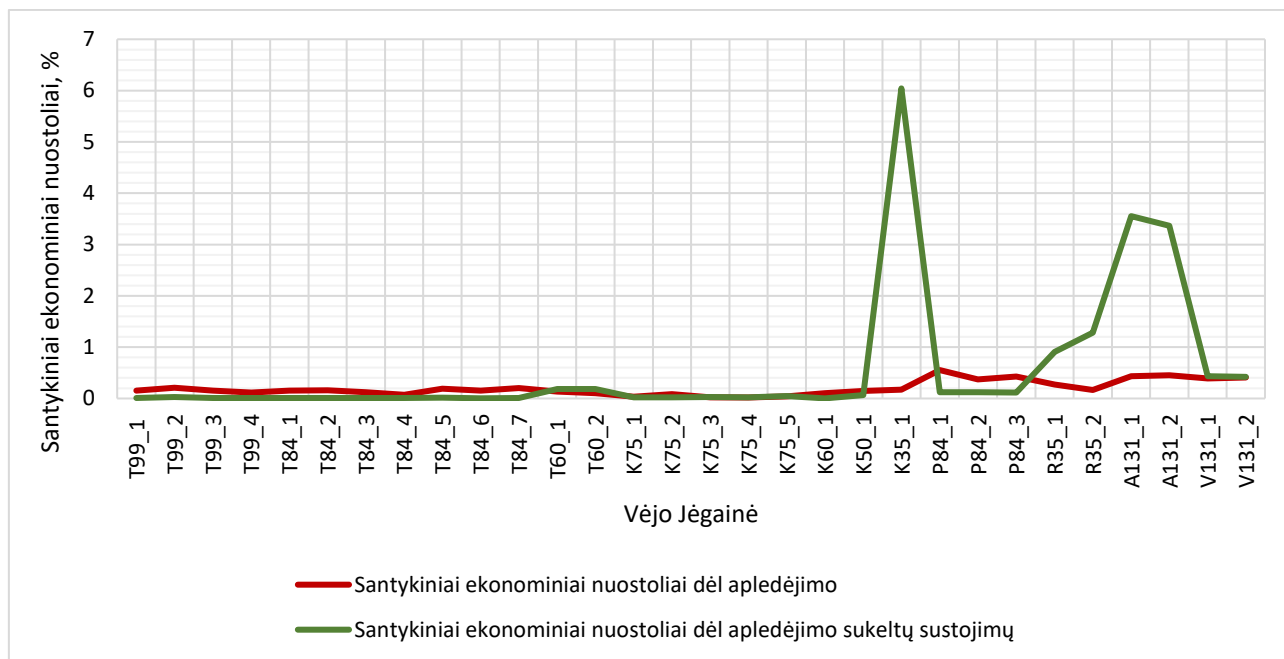


27 pav. Santykiniai ekonominiai nuostoliai dėl sustabdymo pagal jėgainę

Bendra finansinė žala dėl sustabdymų visoje imtyje sudarė 142 758,07 EUR, o vidutinis santykinis nuostolis siekė 0,57 %. Šie duomenys patvirtina, kad didžiausią ekonominį poveikį sukelia ne

nuosaikūs visų jėgainių praradimai, o keli konkretūs taškai, kuriuose sustabdymai tampa dominuojančiu nuostolių šaltiniu.

Analizės rezultatai vaizduojami 28 pav., kur pateiktas efektyvumo praradimų ir sustabdymų poveikio palyginimas. Raudona linija atspindi ekonominius nuostolius dėl efektyvumo sumažėjimo, o žalia – dėl sustojimų. Grafike aiškiai matyti, kad efektyvumo kreivė išlieka gana tolygi visų turbinų atžvilgiu, tuo tarpu sustabdymų nuostoliai pasižymi dideliu kintamumu – aukščiausios reikšmės reikšmingai viršija žemiausias.



28 pav. Santykiniai nuostoliai dėl efektyvumo sumažėjimo ir sustabdymų pagal jėgainę

Ši kontrastinga dinamika parodo, kad nors dalinis apledėjimas paveikia beveik visas turbinas, visiškas sustabdymas yra išskirtinis ir dažniausiai lokalus reiškinys, stipriai priklausantis nuo vietos specifikos.

Šie duomenys rodo, kad nors dalinis apledėjimas buvo plačiai paplitęs, didžiausią ekonominį poveikį nulėmė pavieniai, bet intensyvūs sustabdymo atvejai. Siekiant palyginti gautus rezultatus su literatūroje pateikiamais nuostolių rodikliais, buvo apskaičiuota vidutinė apledėjimo sukelta žala vienam instaliuotos galios megavatui (EUR/MW). Apytikslis EUR/MW rodiklis apskaičiuotas pagal bendrą 30 analizuotų jėgainių instaliuotą galią, kuri sudarė 69,64 MW (apskaičiavimui naudoti konfidencialūs individualūs galios duomenys). Skaičiavimui naudota bendra nuostolių suma – 190 734,92 EUR, todėl vidutinis nuostolis vienam instaliuotos galios megavatui sudarė 2 739,67 EUR/MW.

Šis rodiklis leidžia atlikti kiekybinį palyginimą su tarptautiniais šaltiniais – pavyzdžiui, Kanadoje atlikto tyrimo duomenimis, svertinis vidurkis pagal instaliuotą galią sudarė apie 11 500 CAD/MW (atitinkamai ~7 823 EUR/MW) [29]. Lietuvoje nustatytas rodiklis – 2 739,67 EUR/MW – sudaro apie trečdalį Kanadoje fiksuotų vidutinių nuostolių. Nors Lietuva ir dalis Pietų Kanados teritorijų priskiriamos tai pačiai IEA apledėjimo zonai, „Wind Ice & Cold Climate Atlas“ duomenimis, reikšminga Kanados teritorijos dalis tuo pačiu patenka ir į „žemos temperatūros klimato“ kategoriją. Šiai klimato zonai būdinga vidutinė metinė oro temperatūra žemiau 0 °C arba daugiau nei 9 dienos

per metus su temperatūra žemiau -20°C , vertinant ne trumpesnę nei 10 metų laikotarpį. Tokios sąlygos struktūriškai susijusios su padidėjusia apledėjimo rizika, todėl Kanadoje fiksuoti didesni ekonominiai nuostoliai laikytini dėsningu rezultatu.

Apibendrinant, ekonominiai skaičiavimai atskleidė du skirtingus apledėjimo sukeltų nuostolių pobūdžius, kurių bendra suma visoje analizuotoje jėgainių imtyje sudarė 190 734,92 EUR. Nuostoliai dėl efektyvumo sumažėjimo buvo fiksuoti beveik visose jėgainėse ir pasiskirstė gana tolygiai – jų vertė dažniausiai sudarė 0,10–0,20 % teorinių pajamų, o vidurkis siekė apie 0,21 %. Bendra šių nuostolių suma sudarė 47 976,85 EUR. Tuo tarpu automatiniai sustabdymai pasitaikė tik nedidelėje jėgainių dalyje, tačiau lėmė itin reikšmingą finansinę žalą – kai kuriose jėgainėse nuostoliai viršijo 60 000 EUR, o santykinės reikšmės siekė iki 6,04 %, bendroje sumoje – 142 758,07 EUR.

Vertinant prevencijos prioritetus, akivaizdu, kad pagrindinį ekonominį pavojų kelia ne dalinis efektyvumo sumažėjimas, o visiškai turbinų sustabdymai. Todėl investiciniai sprendimai turėtų būti nukreipti į jėgaines, kuriose fiksuoti staigūs ir reikšmingi nuostoliai. Tikslingas ledo detekcijos ar atitirpinimo sistemų diegimas tokiuose taškuose galėtų užkirsti kelią didžiausiems nuostoliams, padidinti jėgainių patikimumą žiemos laikotarpiu bei sumažinti nenumatytų veiklos sutrikimų poveikį elektros gamybos stabilumui nacionaliniu mastu.

Apibendrinant, atlikta analizė atskleidė du skirtingus apledėjimo sukeltų nuostolių pobūdžius: plačiai paplitęs, tačiau santykinai nedidelis efektyvumo sumažėjimas ir retesni, bet itin reikšmingi turbinų sustabdymai. Bendra visų nuostolių suma siekė 190 734,92 EUR, iš jų 47 976,85 EUR sudarė efektyvumo sumažėjimas, o 142 758,07 EUR – sustabdymai. Apskaičiuotas vidutinis nuostolis siekė 2 739,67 EUR/MW, o tai sudaro apie trečdalį Kanadoje nustatyto rodiklio ($\sim 7\,823$ EUR/MW). Remiantis šia analize, prevencijos prioritetai turėtų būti nukreipti į jėgaines, kuriose fiksuoti intensyvūs sustabdymai. Tokiuose taškuose tikslinga diegti ledo detekcijos ar atitirpinimo sprendimus, siekiant sumažinti didžiausius nuostolius, padidinti įrangos patikimumą žiemos sezono metu ir užtikrinti stabilesnę elektros gamybą nacionaliniu mastu.

Išvados

1. Atlikta mokslinės literatūros analizė atskleidė kad vėjo turbinų menčių apledėjimas yra kompleksiška ir reikšminga problema, ypač aktuali regionuose su sezoninėmis šalčio sąlygomis. Tyrimai rodo, kad metiniai energijos nuostoliai gali siekti iki 17 %, o aerodinaminių savybių praradimas – net iki 50 %. Visgi apledėjimo intensyvumas reikšmingai kinta tarp skirtingų vietovių, priklausomai nuo geografinės padėties, atmosferinių sąlygų bei įrangos eksploatacijos ypatumų. Literatūroje taip pat pabrėžiamas ribotas kiekis tyrimų, grindžiamų realiais veikimo duomenimis. Tarp įvairių apledėjimo poveikio vertinimo metodų išsiskiria T19IceLossMethod algoritmas, sukurtas Tarptautinės energetikos agentūros (IEA) iniciatyva. Metodas, paremtas SCADA duomenimis, leidžia kiekybiškai ir operatyviai įvertinti energijos nuostolius įvairiomis eksploatacinėmis sąlygomis, o dėl aiškos struktūros ir siekio tapti standartizuotu įrankiu pasirinktas kaip pagrindinis analizės metodas šiame tyrime.
2. Pritaikius T19IceLossMethod algoritmą 30 skirtinguose Lietuvos regionuose esančių vėjo turbinų 2024 m. SCADA duomenims, nustatyta, kad efektyvumo sumažėjimas dėl apledėjimo pasireiškė visose jėgainėse, tačiau daugeliu atvejų buvo labai nežymus – santykiniai nuostoliai siekė nuo 0,02 % iki 0,55 %. Didesni energijos praradimai buvo susiję su automatiniais sustabdymais, fiksuotais tik keliose jėgainėse, kuriose nuostoliai siekė iki 6,04 %. Vis dėlto ryšys tarp apledėjimo trukmės ir nuostolių dydžio pasirodė esantis silpnas ir nevienareikšmis, todėl vien trukmės rodiklis nėra pakankamas nuostolių mastui paaiškinti. Gauti rezultatai atitinka kitų šalių tyrimų tendencijas, kuriose taip pat nustatyta, kad ryškiausias poveikis siejamas su pavieniais, bet intensyviais stabdymo atvejais, o dalinis efektyvumo sumažėjimas yra labiau paplitęs, bet mažesnio masto reiškinys.
3. Įvertinus tirtų vėjo turbinų bokšto aukščio sąsajas su apledėjimo sukeltais nuostoliais, nustatyta stipri teigiama ir statistiškai reikšminga koreliacija tarp aukščio ir efektyvumo sumažėjimo ($r = 0,81$; $p = 0,031$), rodanti, kad kuo didesnis bokštas, tuo didesni santykiniai energijos praradimai. Tai atsispindi tiek dalinio efektyvumo sumažėjimo, tiek sustabdymo dėl apledėjimo atvejais: didžiausi nuostoliai fiksuoti 131 m aukščio jėgainėse, kuriose sustabdymai sudarė daugiau nei 85 % visų nuostolių. Šis ryšys atitinka atmosferos fiziką – kylant aukščiau, didėja tikimybė susidurti su žemesne temperatūra ir palankiomis sąlygomis ledo susidarymui, o tai lemia intensyvesnį apledėjimą.
4. Įvertinus geografinės vietos įtaką apledėjimo sukeltam efektyvumo sumažėjimui ir sustabdymams, nustatytas ryškus rytų–vakarų krypties skirtumas: didžiausi vidutiniai energijos nuostoliai fiksuoti rytinėje Lietuvos dalyje (Anykščiai – 0,7 %, Pakruojis – 0,6 %), o mažiausi – vakarinėje, arčiau Baltijos jūros esančioje dalyje (Kretinga – 0,11 %, Tauragė – 0,18 %). Šie rezultatai dera su atlikta kritulių ir oro temperatūros analize, kurioje nustatyta, kad šaltesnės sąlygos dažniau pasitaiko rytinėje Lietuvos dalyje. Tai leidžia pagrįstai teigti, kad geografinė vieta, veikiama regioninių klimato skirtumų, yra vienas iš veiksnių, lemiančių apledėjimo intensyvumą ir su juo susijusius nuostolius.
5. Įvertinus finansinius nuostolius, patirtus dėl apledėjimo sukeltų energijos gamybos praradimų, nustatyta, kad bendra visų jėgainių patirtų ekonominių nuostolių suma sudarė 190 734,92 EUR, iš jų 47 976,85 EUR dėl efektyvumo sumažėjimo ir 142 758,07 EUR – dėl automatinio sustabdymo. Šie rezultatai atskleidžia du skirtingus apledėjimo poveikio pobūdžius: efektyvumo sumažėjimas buvo dažnas ir pasireiškė visose jėgainėse, tačiau turėjo ribotą ekonominį svorį, tuo tarpu didžiausią finansinę įtaką lėmė keli intensyvūs, lokalūs

sustabdymo atvejai. Apskaičiuotas vidutinis nuostolis vienam instaliuotos galios megavatui siekė 2 739,67 EUR/MW. Šis rodiklis, nors ir mažesnis nei Kanadoje atlikto tyrimo metu nustatytas svertinis vidurkis (~7 823 EUR/MW), patvirtina bendrą tarptautinėje literatūroje išreikštą tendenciją – didžiausią ekonominį poveikį dažniausiai lemia ne tolygūs efektyvumo svyravimai, o pavieniai, bet reikšmingi veiklos sutrikimai.

Literatūros sąrašas

1. LIETUVOS VĖJO ELEKTRINIŲ ASOCIACIJA. Viskas, ką reikia žinoti apie vėjo energetiką. LVEA. Interaktyvus. 2021. Prieiga per: https://lvea.lt/wp-content/uploads/2021/01/LVEA_Viskas-ka-reikia-zinoti-apie-vejo-energetika.pdf. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
2. LIETUVOS RESPUBLIKOS ENERGETIKOS MINISTERIJA. Nacionalinės energetikos ir klimato srities veiksmų plano 2021–2030 m. atnaujinimas. Energetikos ministerija. Interaktyvus. 2024. Prieiga per: <https://enmin.lrv.lt/public/canonical/1731396595/5432/NENS%202024-2.12.pdf>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
3. LIETUVOS VĖJO ELEKTRINIŲ ASOCIACIJA. Vystomi ir jau veikiantys vėjo parkai Lietuvoje pagamintų apie 60 proc. šaliai reikalingos elektros energijos. LVEA. Interaktyvus. 2024. Prieiga per: <https://lvea.lt/vystomi-ir-jau-veikiantys-vejo-parkai-lietuvoje-pagamintu-apie-60-proc-saliai-reikalingos-elektros-energijos/>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
4. JIN, Jia Yi ir Muhammad Shakeel VIRK. Study of ice accretion along symmetric and asymmetric airfoils. *Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics*. Interaktyvus. 2018, t. 179, p. 240–249. ISSN 0167-6105. Prieiga per: doi:10.1016/j.jweia.2018.06.004. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
5. IEA WIND. Task 19 – Wind Energy in Cold Climates. IEA Wind. Interaktyvus. 2024. Prieiga per: <https://iea-wind.org/task19/>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
6. LITGRID. Elektros gamybos ir vartojimo balanso duomenys. Litgrid. Interaktyvus. 2024. Prieiga per: <https://www.litgrid.eu/index.php/sistema/elektros-energetikos-sistemas-informacija/elektros-gamybos-ir-vartojimo-balanso-duomenys/228>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
7. LIETUVOS ATSAKINGŲ ENERGETIKOS INSTITUCIJŲ ASOCIACIJA. Lietuvos energetikos agentūra (ENA). ENA. Interaktyvus. N.d. Prieiga per: <https://www.ena.lt/>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
8. LIETUVOS RESPUBLIKOS ENERGETIKOS MINISTERIJA. Nacionalinė elektros gamyba siekia 62 procentus suvartojamos energijos. Energetikos ministerija. Interaktyvus. 2024. Prieiga per: <https://enmin.lrv.lt/lt/naujienos/nacionaline-elektros-gamyba-siekia-62-procentus-suvartojamos-energijos/>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
9. LIETUVOS RESPUBLIKOS ENERGETIKOS MINISTERIJA. Galutinis atnaujintas Nacionalinis energetikos ir klimato srities veiksmų planas. Energetikos ministerija. Interaktyvus. 2024. Prieiga per: <https://enmin.lrv.lt/public/canonical/1727959588/5212/Galutinis%20atnaujintas%20NEKSVP.pdf>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
10. LIETUVOS RESPUBLIKOS FINANSŲ MINISTERIJA. Jungtinis projektas „Investicinė parama vėjo elektrinėms sausumoje“. ES investicijos. Interaktyvus. 2024. Prieiga per: <https://esinvesticijos.lt/sutartys/jungtinis-projektas-investicine-parama-vejo-elektrines-sausumoje>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
11. LI, Chong. Introduction. In: *Wind Turbine Icing Physics and Anti-/De-Icing Technology*. Interaktyvus. Amsterdam: Elsevier, 2022, p. 1–16. ISBN 978-0-12-824532-3. Prieiga per: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824532-3.00005-X>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
12. GAO, Linyue; Tao TAO; Yongqian LIU ir Hui HU. A field study of ice accretion and its effects on the power production of utility-scale wind turbines. *Renewable Energy*. Interaktyvus. 2021, t.

- 167, p. 917–928. ISSN 0960-1481. Prieiga per: doi:10.1016/j.renene.2020.12.014. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
13. AFZAL, Faizan ir Muhammad S. VIRK. Review of Icing Effects on Wind Turbine in Cold Regions. *E3S Web of Conferences*. Interaktyvus. 2018, t. 72, 01007. Prieiga per: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20187201007>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 14. IEA WIND TASK 19. *Available technologies: Report of wind energy in cold climates*. Interaktyvus. 2016. Prieiga per: [https://www.researchgate.net/publication/305881044 IEA Wind Task 19 - Available Technologies report of Wind Energy in Cold Climates](https://www.researchgate.net/publication/305881044_IEA_Wind_Task_19_-_Available_Technologies_report_of_Wind_Energy_in_Cold_Climates). [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 15. MOLINDER, Jennie; Heiner KÖRNICH; Esbjörn OLSSON; Hans BERGSTRÖM ir Anna SJÖBLOM. Probabilistic forecasting of wind power production losses in cold climates: a case study. *Wind Energy Science*. Interaktyvus. 2018, t. 3, p. 667–680. ISSN 2366-7443. Prieiga per: <https://doi.org/10.5194/wes-3-667-2018>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 16. AIZPURUA-ETXEZARRETA, Maddi; Sheila CARRENO-MADINABEITIA; Alain ULAZIA; Jon SÁENZ ir Aitor SAENZ-AGUIRRE. Long-term freezing temperatures frequency change effect on wind energy gain (Eurasia and North America, 1950–2019). *Sustainability*. Interaktyvus. 2022, t. 14, nr. 9, 5630. ISSN 2071-1050. Prieiga per: <https://doi.org/10.3390/su14095630>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 17. RAMANAUSKAS, Evaldas; Arūnas BUKANTIS; Liucijus DRINGELIS; Giedrius KAVECKIS ir Gintė JONKUTĖ-VILKĖ. *Climate Change and Cities of Lithuania: Threats, Problems and Prerequisites for Solution*. *Urban Science*. Interaktyvus. 2024, t. 8, nr. 4, 186. ISSN 2413-8851. Prieiga per: <https://doi.org/10.3390/urbansci8040186>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 18. VTT TECHNICAL RESEARCH CENTRE OF FINLAND. IceAtlas: Global Wind Turbine Icing Map. VTT. Interaktyvus. 2024. Prieiga per: <https://vtt.maps.arcgis.com/apps/instant/minimalist/index.html?appid=6d93b5e284104d54b4fb6fd36903e742>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 19. JIN, Jia Yi; Timo KARLSSON ir Muhammad S. VIRK. *Wind Turbine Ice Detection Using AEP Loss Method – A Case Study*. *Wind Energy Science Discussions*. Interaktyvus. 2021. Prieiga per: <https://doi.org/10.5194/wes-2021-55>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 20. BECKFORD, Till; Staffan LINDAHL ir Carla RIBEIRO. *Quantification and Estimation of Energy Losses Caused by Blade Icing Using SCADA Data and Pre-Construction Meteorological Masts in the Nordic Region*. DNV GL. Interaktyvus. 2015. Prieiga per: <https://www.dnv.com/>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 21. ROBERGE, Patrice; Jean LEMAY; Jean RUEL ir André BÉGIN-DROLET. *Definition of an Ice Index for Wind Turbines in Cold Climate*. Cold Regions Science and Technology. Interaktyvus. Preprint. 2023. Prieiga per: <https://ssrn.com/abstract=4382785>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 22. BAQUERO, Luis. *Evaluating Icing Losses Outside the Nordics with the WICE Model: Case Studies in France, North America, Spain, and Germany*. DNV Energy Systems. Interaktyvus. 2025 m. vasario 4 d. Prieiga per: <https://www.dnv.com/services/wice-icing-loss-assessment-157379/>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 23. ABBASS, Kashif; Muhammad Zeeshan QASIM; Huaming SONG; Muntasir MURSHED; Haider MAHMOOD ir Ijaz YOUNIS. A review of the global climate change impacts, adaptation, and sustainable mitigation measures. *Environmental Science and Pollution Research*. Interaktyvus.

- 2022, t. 29, p. 42539–42559. ISSN 0944-1344. Prieiga per: <https://doi.org/10.1007/s11356-022-19718-6>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
24. KREUTZ, Markus; Abderrahim AIT-ALLA; Kamaloddin VARASTEH; Stephan OELKER; Andreas GREULICH; Michael FREITAG ir Klaus-Dieter THOBEN. Machine learning-based icing prediction on wind turbines. *Procedia CIRP*. Interaktyvus. 2019, t. 81, p. 423–428. ISSN 2212-8271. Prieiga per: <https://doi.org/10.1016/j.procir.2019.03.073>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 25. GUO, Jicai; Xiaowen SONG; Shufeng TANG; Yanfeng ZHANG; Jianxin WU; Yuan LI; Yan JIA; Chang CAI ir Qing'an LI. Fault diagnosis of wind turbine blade icing based on feature engineering and the PSO-ConvLSTM-transformer. *Ocean Engineering*. Interaktyvus. 2024, t. 302, 117726. ISSN 0029-8018. Prieiga per: <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2024.117726>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 26. LAMRAOUI, Fayçal; Guy FORTIN; Robert BENOIT; Jean PERRON ir Christian MASSON. Atmospheric icing impact on wind turbine production. *Cold Regions Science and Technology*. Interaktyvus. 2014, t. 100, p. 36–49. ISSN 0165-232X. Prieiga per: <https://doi.org/10.1016/j.coldregions.2013.12.008>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 27. LAAKSO, Timo; Heikki HOLTINEN; Göran RONSTEN; Lars TALLHAUG; Reto HORBATY; Ian BARING-GOULD; Alain LACROIX; Esa PELTOLA ir Bjarne TAMMELIN. *State-of-the-Art of Wind Energy in Cold Climates*. IEA R&D Wind, Annex XIX. Interaktyvus. 2003. Prieiga per: <https://www.researchgate.net/publication/47416837>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 28. KILPATRICK, R. J.; S. HILDEBRANDT; N. SWYTINK-BINNEMA ir M. CLÉMENT. Advances in wind power forecasting and power loss mitigation for cold climate operation. *Journal of Physics: Conference Series*. Interaktyvus. 2020, t. 1452, 012079. ISSN 1742-6596. Prieiga per: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1452/1/012079>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 29. KILPATRICK, Ryan. *Effect of Cold Climate on Wind Energy Production in Canada (2010–2016)*. Ottawa: Natural Resources Canada, CanmetENERGY, 2017. ISBN 978-0-660-08023-9. Interaktyvus. Prieiga per: <https://www.nrcan.gc.ca>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 30. BUTT, Bushra. *Nordex AIS in Wind Power Plants: Evaluation of Economic and Operational Effects*. Magistro darbas. Ås: Norwegian University of Life Sciences, Faculty of Environmental Science and Technology, Department of Mathematical Sciences and Technology, 2015. 30 kreditų. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 31. JASINSKI, William J.; NOE, Shawn C.; SELIG, Michael S. ir BRAGG, Michael B. *Wind Turbine Performance Under Icing Conditions*. AIAA Paper 97-0977. 35th Aerospace Sciences Meeting and Exhibit, Reno, NV, 1997. American Institute of Aeronautics and Astronautics. Prieiga per: <https://arc.aiaa.org/doi/abs/10.2514/6.1997-977>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 32. APATA, O. ir MAVENDE, T. Wind Turbine Icing – Recent Advances in Icing Characteristics and Protection Technology. In: *An Overview of Power Loss Estimation in Wind Turbines Due to Icing*. Interaktyvus. IntechOpen, 2023-09-25. Prieiga per: <https://doi.org/10.5772/intechopen.112677>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
 33. SAGOL, E. *Three Dimensional Numerical Prediction of Icing Related Power and Energy Losses on a Wind Turbine*. Doktoro disertacija. Montréal: École Polytechnique, Université du Québec à Chicoutimi, 2014. 178 p. ISBN 978-1-321-84043-8. ProQuest Dissertations & Theses. Prieiga per: <https://www.proquest.com/docview/1694552894>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].

34. CONTRERAS MONTOYA, Leidy Tatiana; LAIN, Santiago; ILINCA, Adrian. A Review on the Estimation of Power Loss Due to Icing in Wind Turbines. *Energies*. Interaktyvus. 2022, t. 15, nr. 3, 1083. ISSN 1996-1073. Prieiga per: <https://doi.org/10.3390/en15031083>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.]
35. SOHONI, Vaishali; GUPTA, S. C.; NEMA, R. K. A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems. *Journal of Energy*. Interaktyvus. 2016, t. 2016, straipsnio ID 8519785. ISSN 2314-615X. Prieiga per: <https://doi.org/10.1155/2016/8519785>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.]
36. PANDIT, Ravi; ASTOLFI, Davide; HONG, Jiarong; INFELD, David; SANTOS, Matilde. SCADA data for wind turbine data-driven condition/performance monitoring: A review on state-of-art, challenges and future trends. *Wind Engineering*. Interaktyvus. 2023, t. 47, nr. 2, p. 422–441. ISSN 0309-524X. Prieiga per: <https://doi.org/10.1177/0309524X221124031>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.]
37. YE, Feng ir EZZAT, Ahmed Aziz. Icing detection and prediction for wind turbines using multivariate sensor data and machine learning. *Renewable Energy*. Interaktyvus. 2024, t. 231, 120879. ISSN 0960-1481. Prieiga per: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120879>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.]
38. LOTTHAGEN, Zandra Canovas. *Defining, Analyzing and Determining Power Losses Due to Icing on Wind Turbine Blades*. Magistro darbas. Mälardalen University, School of Business, Society and Engineering, 2020. 49 p. Prieiga per: <https://www.mdh.se>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.]
39. HOMOLA, Matthew C.; BYSTRÖM, Johan; NICKLASSON, Per J. ir SUNDSBØ, Per A. *An Improved Method for Wind Power Estimation*. Narvik University College, Department of Computer Science, Electrical Engineering and Space Technology, 2009. Preprint submitted to Elsevier. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.]
40. OLSSON, Esbjörn; UNDÉN, Per; BERGSTRÖM, Hans; THORSSON, Petra ir SÖDERBERG, Stefan. *Estimating Wind Power Production Losses Due to Icing*. Winterwind 2013 Conference, Östersund, 12–13 February 2013. SMHI, Uppsala University, Weathertech Scandinavia. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.]
41. DAVIS, Neil; HAHMANN, Andrea N.; CLAUSEN, Niels-Erik ir ŽAGAR, Mark. Forecast of Icing Events at a Wind Farm in Sweden. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*. Interaktyvus. 2014, t. 53, p. 262–281. ISSN 1558-8424. Prieiga per: <https://doi.org/10.1175/JAMC-D-13-09.1>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.]
42. DAVIS, Neil N.; PINSON, Pierre; HAHMANN, Andrea N.; CLAUSEN, Niels-Erik ir ŽAGAR, Mark. Identifying and characterizing the impact of turbine icing on wind farm power generation. *Wind Energy*. Interaktyvus. 2016, t. 19, p. 1503–1518. ISSN 1095-4244. Prieiga per: <https://doi.org/10.1002/we.1933>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.]
43. IEA WIND. T19IceLossMethod – Icing Loss Estimation Method. IEA Wind Task 19. Interaktyvus. 2024. Prieiga per: <https://iea-wind.org/task19/t19icelossmethod/>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.]

44. LIETUVOS HIDROMETEOROLOGIJOS TARNYBA. 2024 sausio mėn. apžvalga. Meteo.lt. Interaktyvus. 2024. Prieiga per: <https://www.meteo.lt/2024-sausio-men-apzvalga/>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].
45. ELEKTRA.P5. Elektros energijos gamybos ir vartojimo duomenys. Interaktyvus. 2024. Prieiga per: <https://elektra.p5.lt/monthly/>. [žiūrėta 2025 m. gegužės 15 d.].