

LIETUVOS ENERGETIKOS INSTITUTAS

GIEDRIUS GECEVIČIUS

VĖJO ELEKTRINIŲ GENERUOJAMŲ GALIŲ
PROGNOZĖS TIKSLUMĄ LEMIANČIŲ
VEIKSNIŲ TYRIMAS

Daktaro disertacija

Technologijos mokslai, energetika ir termoinžinerija (06T)

2018, Kaunas

Disertacija rengta 2013–2017 metais Lietuvos energetikos instituto Atsinaujinančių išteklių ir efektyvios energetikos laboratorijoje. Mokslinius tyrimus rėmė Lietuvos mokslo taryba.

Mokslinis vadovas

Dr. Mantas Marčiukaitis (Lietuvos energetikos institutas, technologijos mokslai, energetika ir termoinžinerija (06T)).

Interneto svetainės, kurioje skelbiama disertacija, adresas:

<http://ktu.edu>

Kalbos redaktorė

Stefanija Skebienė

© G. Gecevičius, 2018

ISBN 978-609-02-1433-6

Leidinio bibliografinė informacija pateikiama Lietuvos nacionalinės Martyno Mažvydo bibliotekos Nacionalinės bibliografijos duomenų banke (NBDB)

TURINYS

SANTRUMPOS	4
TERMINŲ ŽODYNAS	5
ĮVADAS	7
1. LITERATŪROS APŽVALGA	10
1.1. Vėjo energetika Lietuvoje ir pasaulyje.....	10
1.2. Vėjo greičio pokytį lemiantys veiksniai ir dėsningumai	12
1.3. Skaitmeninės orų prognozių sistemos	19
1.4. Vėjo elektrinių galios prognozavimo metodai ir modeliai	23
1.4.1. Ilgalaikis vėjo energetinių išteklių vertinimas.....	28
1.4.2. Vėjo elektrinių galios prognozavimo modelių klasifikacija	29
1.4.3. Vėjo elektrinių galios prognozavimas fizikiniais modeliais.....	32
1.4.4. Vėjo elektrinių galios prognozavimas statistiniais modeliais.....	36
1.5. Galios prognozavimo proceso problematika ir modelių apibendrinimas	42
1.6. Autoriaus indėlis į nagrinėjamą temą	44
2. TYRIMŲ OBJEKTAS IR METODIKA	45
2.1. Tyrimų objekto charakteristika	45
2.2. Duomenų analizės metodai	48
2.2.1. Topografinių sąlygų ir vėjuotumo charakteristikų įtakos vertinimas	50
2.2.2. VE galios kreivių matematinio aprašymo tyrimo metodai	54
2.2.3. VE galios prognozė taikant statistinius metodus	55
2.2.4. Prognozuojamos VE galios tikslumo vertinimo metodai	57
3. REZULTATAI IR JŲ ANALIZĖ	59
3.1. Ilgalaikis vėjo energetinių išteklių prognozavimas	59
3.2. Topografinių sąlygų įtakos galios prognozės tikslumui tyrimas	61
3.3. Vėjuotumo charakteristikų įtakos galios prognozės tikslumui tyrimas.....	69
3.4. VE galios kreivių matematinio aprašymo funkcijų tinkamumo analizė.....	75
3.5. Vėjo elektrinių galios prognozavimo procesų statistiniais metodais tyrimas.	78
3.5.1. Vėjo elektrinių galios prognozavimas duomenų sekos modeliais	78
3.5.2. Statistinis prognozuojamos vėjo elektrinių galios patikslinimas.....	85
3.6. Rezultatų apibendrinimas	89
IŠVADOS	90
LITERATŪRA	91
MOKSLINIŲ PUBLIKACIJŲ DISERTACIJOS TEMA SĄRAŠAS	98

SANTRUMPOS

AEI	– atsinaujinantys energijos ištekliai
ANEMOS.plus	– angl. santrumpa <i>advanced tools for the management of electricity grids with large-scale wind generation</i>
ECMWF	– Europos vidutinės trukmės orų prognozių centras (angl. <i>European centre for medium-range weather forecast</i>)
EES	– elektros energetikos sistema
ES	– Europos Sąjunga
Litgrid	– Lietuvos elektros perdavimo sistemos operatorius
HIRLAM	– angl. santrumpa <i>high resolution limited area model</i>
MAE	– vidutinė absoliučioji paklaida (angl. <i>mean absolute error</i>)
MAPE	– vidutinė absoliučioji procentinė paklaida (angl. <i>mean absolute percentage error</i>)
MOS	– statistinis patikslinimas (angl. <i>model output statistics</i>)
nMAPE	– normalizuota vidutinė absoliučioji procentinė paklaida (angl. <i>normalized mean absolute percentage error</i>)
PSO	– perdavimo sistemos operatorius
SOP	– skaitmeninė orų prognozė
VE	– vėjo elektrinė
VEP	– vėjo elektrinių parkas
WAsP	– vėjo atlaso analizės ir taikymo programa (angl. <i>wind atlas analysis and application program</i>)
VKEKK	– Valstybinė kainų ir energetikos kontrolės komisija
LHMT	– Lietuvos hidrometeorologijos tarnyba
SCADA	– specializuota duomenų valdymo ir kaupimo sistema (angl. <i>supervisory control and data acquisition</i>)

TERMINŲ ŽODYNAS

Vėjo elektrinės generuojama galia – laiko momentu vėjo elektrinės generuojama galia.

Vėjo elektrinių galios prognozė – procesas, kurio metu prognozuojama, kokią galią generuos vėjo elektrinė atitinkamu laiko momentu.

Modelis – matematinė funkcija ar funkcijų rinkinys, sujungtas į bendrą sistemą, skirtą prognozuoti vėjo greitį ar vėjo elektrinių galią.

Galios prognozavimo paklaida – prognozuojamos vėjo elektrinių galios ir faktinės generuojamos vėjo elektrinių galios neatitiktis.

Vėjuotumo sąlygos – vėjo išteklius apibūdinančios charakteristikos regione.

Topografinės sąlygos – vietovės reljefą, paviršiaus šiurkštumą ir kliūtis apibūdinantys parametrai.

Hibridinis prognozavimo modelis – fizikiniai ir statistiniai vėjo elektrinių galios prognozavimo metodai, apjungti į bendrą sistemą, skirtą prognozuoti vėjo greitį ir vėjo elektrinių galią.

Mažo vėjuotumo periodas – laikotarpis, kurio metu buvo toks vėjo greitis, kuriam esant generuojama pusė ir mažiau kaip pusė nominalios vėjo elektrinės ar vėjo elektrinių parko galios.

Didelio vėjuotumo periodas – laikotarpis, kurio metu buvo toks vėjo greitis, kuriam esant generuojama daugiau kaip pusė nominalios vėjo elektrinės ar vėjo elektrinių parko galios.

Mišraus vėjuotumo periodas – laikotarpis, kurio metu buvo toks vėjo greitis, kuriam esant vėjo elektrinė generavo galią apimant visą galios generacijos diapazoną.

Skaitmeninė orų prognozė – meteorologiniuose modeliuose apskaičiuoti ir prognozuojami vėjo greičio ir vėjo krypties parametrai.

Balansavimo energija – elektros energija, kuri vartotojų yra suvartojama (nesuvartojama) ar gamintojų pagaminama (nepagaminama) nesilaikant grafikuose nustatytų elektros energijos kiekių.

Rezervinė galia – elektros energijos gamybos potencialas, kuris naudojamas dažnio ir energetikos sistemos srautų balansui reguliuoti ir elektros energijai gaminti nenumatytais gamybos sumažėjimo ar vartojimo padidėjimo atvejais.

Elektros rinka – įvairių ūkio subjektų santykių, kurie formuojasi prekiaujant elektros energija, visuma.

Balansavimo rinka – įvairių ūkio subjektų santykių, kurie formuojasi prekiaujant balansavimo energija, visuma.

Balansavimo energijos pirkimo (pardavimo) kaina – kaina, už kurią balansavimo energijos tiekėjas perka (parduoda) balansavimo energiją iš pardavimo sistemos operatoriaus.

Paviršiaus šiurkštumo ilgis (z_0) – rodiklis, nusakantis paviršiaus šiurkštumą, nustatomas pagal šiurkštumo elementų dydį ir pasiskirstymą.

Paviršiaus šiurkštumo koeficientas (β) – šiurkštumo koeficientas arba nuo žemės paviršiaus nelygumo priklausantis veiksnys.

Geostrofinis vėjo greitis – vėjo greitis, kurio pokyčiui neturi įtakos paviršiaus šiurkštumas.

Vėjo galios tankis – vėjo srauto kinetinė energija, tenkanti 1 m².

Vėjo greičio tikimybės tankio funkcija – funkcija, aprašanti vėjo greičių pasirodymo tikimybę nagrinėjamoje vietovėje.

ĮVADAS

Darbo aktualumas

Didėjant vėjo elektrinių skaičiui Lietuvoje ir pasaulyje, sunkiai prognozuojamas ir nuolatos kintantis vėjo greitis sukelia elektros balansavimo ir rezervavimo problemų elektros energetikos sistemoje (EES). Pagrindinė to priežastis – nepakankamai tikslūs vėjo greičio ir vėjo elektrinių generuojamos galios prognozės modeliai bei metodai. Vėjo elektrinių galios prognozavimo procesas vadovaujasi vėjo greičio prognozavimu, konvertavimu į vėjo elektrinių galią bei statistiniu galios patikslinimu. Šiuose žingsniuose galimos prognozavimo paklaidos, todėl būtina ieškoti naujų tikslesnių metodų bei veiksnių, turinčių įtaką paklaidų susidarymui.

Vėjo elektrinių galios prognozavimas skirstomas į itin trumpalaikę (iki 6 valandų), trumpalaikę (iki 24 valandų), vidutinės trukmės (iki 48 valandų), ilgalaikę (iki 72 valandų) ir itin ilgalaikę (>72 valandų) prognozę. Kuo ilgesnis vėjo elektrinių galios prognozavimo laikotarpis, tuo didesnės prognozavimo paklaidos yra gaunamos. Šios prognozavimo paklaidos gali būti klasifikuojamos į fazines (angl. *phase error*) ir amplitudines (angl. *level error*). Fazinės paklaidos atsiranda dėl staigaus vėjo greičio kitimo laikotarpiu, kai nesutampa prognozuojamos ir faktinės generuojamos vėjo elektrinės galios fazės. Amplitudinės paklaidos atsiranda tada, kai prognozuojamos ir faktinės vėjo elektrinės galios fazės sutampa, tačiau prognozuojamos galios vertė yra mažesnė arba didesnė už faktinę vertę. Generuojamai galiai prognozuoti taikomi statistiniai ir fizikiniai metodai. Itin trumpalaikiam (iki 6 valandų) galios prognozavimo laikotarpiui tinkamiausi yra statistiniai metodai. Ilgesniam nei 6 valandų laikotarpiui daugeliu atvejų tinkamesni fizikiniai galios prognozės metodai. Tačiau pasitaiko atvejų, kai prognozuojant vėjo elektrinių galią vidutinės trukmės laikotarpiui, tinkamesni yra statistiniai prognozavimo metodai. Todėl labai svarbu tirti įvairių metodų tinkamumą bei nustatyti prognozavimo paklaidas lemiančius veiksnius.

Lietuvoje vėjo elektrinių galia prognozuojama 24 valandų laikotarpiui ir sudaromas energijos gamybos bei vartojimo planas. Tačiau, nesant pakankamai tikslios vėjo elektrinių galios prognozės, gaunamas netikslus energijos gamybos planas. Todėl valdant EES tinklą patiriama nuostolių, kurie atsiranda tada, kai perteklinė pagaminta vėjo elektrinėse energija yra parduodama už žemesnę nei vidutinę rinkos kainą. Tokiu atveju, kai vėjo elektrinės energijos pagamina mažiau nei planuota, reikalingi papildomi galios rezervai, kurie apskaičiuojami pagal vėjo elektrinių galios prognozavimo paklaidas. Tad siekiant užtikrinti patikimą EES darbą bei sumažinti sistemos galios balansavimo ir rezervavimo kaštus, svarbu kuo tiksliau prognozuoti vėjo elektrinių galią.

Ištyrus vėjo elektrinių galios prognozavimo paklaidų susidarymą lemiančius veiksnius bei integravus optimalius prognozavimo metodus į bendrą hibridinį prognozavimo metodą, būtų galima tiksliau prognozuoti vėjo elektrinių generuojamą galią, sumažinti galios rezervo palaikymo kaštus bei padidinti EES patikimumą, o tai palengvintų vėjo elektrinių integracijos plėtrą įgyvendinant Europos Sąjungos ir Lietuvos strateginius tikslus.

Pavadinimas

Vėjo elektrinių generuojamų galių prognozės tikslumą lemiančių veiksnių tyrimas

Darbo tikslas

Ištirti vėjo elektrinių generuojamos galios prognozės paklaidas lemiančius veiksnius ir sukurti kompleksiskai aplinkos sąlygas vertinančią bei tiksliau VE generuojamą galią leidžiančią prognozuoti metodiką.

Uždaviniai

1. Ištirti vėjo galios tankio pasiskirstymą įvertinančių metodų tikslumą, esant skirtingiems vėjo greičiams.
2. Išanalizuoti topografinių sąlygų ir vėjo charakteristikų įtaką vėjo elektrinių galios prognozavimo tikslumui.
3. Identifikuoti funkcijas, tiksliausiai aprašančias vėjo elektrinių galios kreives.
4. Nustatyti tiksliausiai vėjo elektrinių galių prognozuojančius statistinius metodus ir parinkti tinkamiausias statistines priemones prognozavimo paklaidoms mažinti.
5. Sukurti hibridinį galios prognozavimo metodą, leidžiantį tiksliau prognozuoti vėjo greitį ir vėjo elektrinių galią.

Mokslinis naujumas

Sukurta kompleksiskai topografines ir vėjuotumo sąlygas įvertinanti bei statistines priemones apjungianti metodika praplečia vėjo elektrinių galios prognozavimo galimybes.

Praktinė vertė

Sukurta hibridinis vėjo elektrinių galios prognozavimo metodas gali būti naudojamas tikslesniam pavienių vėjo elektrinių ar vėjo elektrinių parkų generuojamos galios prognozavimui, o tai leistų sumažinti elektros energetinės sistemos balansavimo/rezervavimo galių poreikį bei užtikrintų patikimesnę elektros energetinės sistemos darbą.

Ginamieji teiginiai

- Vėjo galios tankio pasiskirstymą, esant skirtingoms vėjuotumo sąlygoms, tiksliausiai aprašo Reilėjaus ir WAsP metodai.
- Išsamus vietovių, kuriose yra vėjo elektrinės, topografinių sąlygų vertinimas leidžia sumažinti galios prognozavimo paklaidas.
- Vėjuotumo charakteristikos neturi tiesioginio ryšio su vėjo elektrinių galios prognozavimo paklaidomis.
- Taikant statistinius vėjo elektrinių galios prognozavimo, patikslinimo metodus bei tinkamiausias VE galios kreivių aprašymo funkcijas, galima padidinti galios prognozės tikslumą.
- Skirtingų vėjo elektrinių galios prognozavimo priemonių integracija hibridiniame metode leidžia tiksliau prognozuoti vėjo elektrinių generuojamą galią.

Darbo aprobavimas

Disertacijoje pateikiama medžiaga buvo paskelbta 2 straipsniuose žurnaluose, įtrauktuose į „Clarivate Analytics“ duomenų bazę „Web of Science Core Collection“, taip pat 2 straipsniuose žurnaluose, įtrauktuose į „Scopus“ duomenų bazę, parengti ir pristatyti pranešimai 6 tarptautinėse konferencijose, iš kurių dvi konferencijos įvyko Portugalijoje. Autoriui stažuojantis Danijos technikos universitete, Vėjo energetikos padalinyje, buvo patvirtinta, jog disertacijos rengimo metu atliekami tyrimai yra reikšmingi ir reikalingi naujiems vėjo elektrinių galios prognozavimo metodams kurti.

Disertacijos struktūra

Disertaciją sudaro įvadas, 3 skyriai, išvados ir literatūros sąrašas. Darbo apimtis – 100 puslapių, įskaitant 53 paveikslus, 25 lenteles ir 122 panaudotus literatūros šaltinius.

1. LITERATŪROS APŽVALGA

1.1. Vėjo energetika Lietuvoje ir pasaulyje

Didėjant energijos suvartojimui, mažėjant iškastinio kuro atsargoms bei siekiant sumažinti neigiamą poveikį aplinkai, pasaulyje ieškoma alternatyvių energijos šaltinių panaudojimo būdų. Vienas jų yra atsinaujinantys išteklių, kuriuos naudojant, 2015 m. pabaigoje buvo pagaminta 23,7 % visos pasaulyje suvartojamos elektros energijos (Wetstone et al., 2016). Didžiausią indėlį sudarė hidroenergetika – 16,6 %, o vėjo energetika buvo antroje vietoje ir sudarė 3,7 % visų atsinaujinančių išteklių elektrai gaminti. Taip pat svarbu paminėti, jog vėjo energetikos sektorius buvo vienas labiausiai besiplečiančių atsinaujinančių energijos išteklių pramonės sektorių, per 2015 metus buvo įrengta 63 GW vėjo elektrinių galios, o bendra suminė galia siekė 433 GW (Wetstone et al., 2016).

Tuo tarpu Lietuvoje vėjo energetika yra taip pat vienas pagrindinių elektros energijos gamybos būdų – 2015 m. vėjo elektrinių įrengtoji galia pasiekė 424 MW, pagaminamas energijos kiekis patenkino 6,8 % visos šalyje suvartojamos elektros energijos poreikio, o 2017 m. vidurį įrengtoji vėjo elektrinių galia siekė jau 511 MW (Marčiukaitis et al., 2016). Pagal Nacionalinę atsinaujinančių energijos išteklių plėtros 2017–2023 m. programą, iki 2023 m. numatyta, kad pagaminama elektros dalis iš atsinaujinančių energijos išteklių (AEI) turėtų padidėti nuo dabar esančių 16 % iki 20 %. Vėjo energetikai skiriama nemažai dėmesio, kadangi numatyta įrengtoji suminė, vėjo elektrinių, remiamų ES struktūrinių ar kitų fondų lėšomis, įrengtoji vėjo elektrinių galia turėtų padidėti 250 MW. Labai svarbu paminėti, jog naujame Nacionalinės energetinės nepriklausomybės strategijos projekte siūloma, kad elektros gamyba iš atsinaujinančių energijos išteklių turėtų sudaryti 30 % iki 2020 m., 45 % iki 2030 m., 80 % iki 2050 m. Dokumente taip pat numatyta, jog vėjo elektrinių įrengtoji galia iki 2020 m. turėtų padidėti 250 MW ir 2020 m. sudarytų iki 60 % iš AEI pagamintos elektros kiekio (<https://enmin.lrv.lt>).

Kaip minėta, numatoma ženkli AEI energetikos plėtra, tačiau yra ne vien teigiamos, bet ir neigiamos tokio tipo energijos išteklių integracijos ir plėtros pusės. Pagrindinis atsinaujinančių energijos išteklių trūkumas yra nestabili elektros energijos gamyba. Ši problema dažniausiai būdinga vėjo ir saulės energetikai, kadangi tokio tipo elektrinėse gaminama energija tiesiogiai priklauso nuo meteorologinių sąlygų. Tačiau energijos balansas tarp elektros gamybos ir vartojimo elektros energetikos sistemoje (EES) turi būti išlaikytas. Tik taip galima užtikrinti patikimą EES darbą. Kitaip tariant, siekiant palaikyti EES tinklo „pusiausvyrą“, svarbu užtikrinti vienodą elektros energijos gamybą ir vartojimą, atsižvelgiant į energijos perdavimo nuostolius (Yu et al., 2011; Ketterer, 2014).

Generuojamų vėjo elektrinių galių prognozavimas Lietuvoje

Siekiant nustatyti, kiek elektros energijos pagamins vėjo elektrinės, yra atliekama galios prognozė. Šiuo tikslu naudojami įvairūs galios prognozės modeliai, kurie skiriasi prognozavimo metodais ir trukme (Jung et al., 2014; Zhang et al., 2014a). Dauguma šių modelių ir metodų vadovaujasi skaitmeninėmis orų prognozėmis (SOP), kurios ne visada pakankamai tikslios. Dėl šios priežasties reikia

didelės rezervinės galios, skirtos elektros sistemai balansuoti, o esant didelei nenumatytai VE galios generacijai, galimi techniniai nesklandumai elektros tinkle ir visoje EES.

Lietuvoje vėjo elektrinių galią prognozuoja 2 skirtingi tiekėjai, kurie naudoja – hibridinį Aiolos (Vitec, Švedija) ir statistinį WPPT (angl. *Wind Power Prediction Tool*) (Enfor, Danija) modelius (Matelionis, 2016). Vėjo elektrinių generuojama galia prognozuojama kiekvienam vėjo elektrinių parkui atskirai, vėliau sumuojama, o prognozavimo intervalas siekia nuo kelių valandų iki kelių dienų. Siekiant kuo tiksliau prognozuoti vėjo elektrinių galią, naudojami faktiniai ir prognozuojami parametrai. Faktinius sudaro faktinė AEI gamyba, faktiniai galios ribojimo parametrai, vėjo greitis, kryptis ir temperatūra. Prognozuojamus parametrus sudaro vėjo greitis ir kryptis iš keleto prognozuotojų, taip pat vėjo elektrinių prieinamumas bei prognozuojamas galios ribojimas (Matelionis, 2016). Galiausiai, vadovaujantis keliais meteorologinių parametru šaltiniais prognozuojama vėjo elektrinių galia. Jei vėjo elektrinių galia prognozuojama netiksliai, tuomet reikia papildomų balansavimo kaštų. Šis procesas paaiškinamas tuo, jog netiksliai prognozuojant vėjo elektrinių galią, superkančiosios įmonės generuota perteklinė energija negali būti perkama vidutine biržos kaina, todėl Litgrid tą patį elektros energijos perteklių parduoda balansavimo rinkoje balansavimo kainomis, o tai reiškia, jog, siekiant sumažinti balansavimo kaštus, reikia tiksliau prognozuoti vėjo elektrinių galią (Matelionis, 2016). Tipiškas to pavyzdys gali būti šitoks: jeigu vėjo elektrinėse pagaminama elektros energija parduodama už 50 Eur/MWh, o elektros energijos perteklius parduodamas balansavimo rinkoje už 10 Eur/MWh. Planuojama, kad VE pagamins 100 MWh, tačiau pagamina 150 MWh, todėl bendros pajamos už parduotą elektros energiją 5500 Eur. Tačiau, jei būtų suprognozuotas tikslus pagaminamos energijos kiekis, už tą patį energijos kiekį būtų galima gauti 7500 Eur pajamų (Matelionis, 2016).

2016 m. vėjo elektrinės Lietuvoje pagamino 1,094 TWh (esant VE įrengtajai galiai 511 MW) elektros energijos (<http://lvea.lt/statistika/>). Valstybinės kainų ir energetikos kontrolės komisijos (VKEKK) duomenimis, elektros rinkos kaina buvo 38,3 Eur/MWh. Darant prielaidą, jog elektros energijos perteklius parduodamas balansavimo rinkoje 10,6 Eur/MWh, galima įvertinti VE generuojamos galios prognozavimo paklaidų vertę eurais. Prognozuojant vėjo elektrinių pagaminamą elektros energiją 100 % tikslumu (esant 2016 m. energijos gamybai), pajamos siektų 42,45 mln. Eur/m. Tačiau jei generuojamos VE galios prognozė būtų visiškai netiksli (100 %), pajamos už pagamintą elektros energiją būtų 10,94 mln. Eur, o skirtumas tarp visiškai tiksliai ir visiškai netiksliai suprognozuotos energijos būtų 31,51 mln. Eur. Todėl galima apskaičiuoti, jog, esant dabartinei įrengtajai (511 MW) vėjo elektrinių galiai, 1 % generuojamos galios prognozavimo paklaida kainuoja 315 tūkst. Eur/m.

1.2. Vėjo greičio pokytį lemiantys veiksniai ir dėsningumai

Vėjo prigimtis ir dinamikos procesai

Nagrinėjant vėjo greičio prognozavimo procesą, svarbu tirti skirtingų reiškinių ir sąlygų įtaką vėjo greičio pokyčiui. Vėjo formavimuisi svarbi sąveika tarp atmosferos ir žemės paviršiaus. Vertinama, jog žemės paviršius turi įtakos tik žemiausiam atmosferos sluoksniui – troposferai, kurios aukštis siekia 10 kilometrų. Tačiau, vertinant vienos dienos laikotarpį, įtaka meteorologiniams veiksniams labiausiai pastebima pasienio sluoksnyje (Janjai et al., 2014). Pasienio sluoksniui būdinga tai, jog jame vyksta intensyvus oro masių maišymasis dėl oro masių trinties. Esant stipriam terminiam maišymuisi, pasienio sluoksnius gali siekti 1–2 kilometrus (Croonenbroeck et al., 2015). Taip pat pastebima, kad vėjo greičiui formuotis įtakos turi ne tik slėgių skirtumas tarp skirtingai įkaitusių paviršių (pvz., jūra–sausuma), bet ir paviršiaus šiurkštumas bei reljefas, pvz., kalnai ar slėniai (González-Longatt et al., 2015).

Dinaminiam atmosferos judėjimui didžiausią įtaką turi atmosferos slėgio svyravimas, klūčių poveikis, Koriolio jėga, geostrofinis vėjas, trinties jėgos bei vertikalus oro masių maišymasis. Maksimalios atmosferos slėgio svyravimo reikšmės pastebimos prieš vidurdienį ir prieš vidurnaktį (apie 10 ir 22 val.), o minimalios – anksti ryte ir popiet (apie 4 ir 16 val.). Kita slėgio kitimo priežastis yra oro masių konvekcija (Bezrukovs et al., 2014). Dienos metu, kai žemės paviršius šiltas bei atmosferos sluoksniai išilę, žemės paviršiuje slėgis mažesnis, tačiau rytmečio valandomis, žemės paviršiui atšalus, oro masės „nusėda“ ir slėgis yra didesnis. Taip pat slėgio svyravimą atmosferoje lemia barinių darinių vystymasis bei advekcinių oro masių judėjimas.

Pagrindinė vėjo energetikos problema yra vėjo greičio nepastovumas. Nors Lietuvoje vėjo greičio vidurkis siekia 3–7 m/s, tačiau gūsiai gali siekti iki 30 m/s. Vertinant vertikalųjį ir horizontalųjį oro masių judėjimą, horizontalusis judėjimas daugelį kartų lenkia vertikalųjį, kurio oro masių judėjimo greitis stiprios konvekcijos metu gali siekti iki keliolikos metrų per sekundę (Tse et al., 2017). Kaip ir kiekvieną kūną, oro masių (vėjo) judėjimą veikia trinties jėgos, todėl vėjo kryptis keičiasi (Sommerlot et al., 2016).

Vėjo šlyties poveikis

Virš žemės paviršiaus tekantis oro srautas dėl paviršiaus netolygumo patiria šlytį, kuri keičia jo vėjo greitį ir kryptį. Vėjo greičio sumažėjimas dėl turbulencijos perduodamas į aukštesnius sluoksnius, dėl to didesniame aukštyje pučiantis stipresnis vėjas sulėtėja. Vėjo greičio pokytis priklauso nuo paviršiaus šiurkštumo bei turbulencijos. Storiausias šlyties sluoksnius yra dienos metu virš didelio šiurkštumo teritorijų. Lyginant geostrofinį ir pažemėje esantį vėjo greitį, pastarasis sumažėja apie 2 kartus (Astariz et al., 2015). Kampas tarp slėgio (barinio) gradiento ir vėjo krypties priklauso nuo paviršiaus šiurkštumo. Esant lygiems paviršiams (pvz., vanduo), kampas sudaro 70–80°, šiurkštiems – 40–50°, kitaip tariant, esant didesniam paviršiaus šiurkštumui, vėjo kryptis artėja prie slėgio gradiento. Tačiau, didėjant aukščiui virš žemės paviršiaus ir mažėjant trinčiai, kampas tarp vėjo krypties ir slėgio

gradiento didėja. Apie 1 kilometro aukštyje jis siekia 90° , o tai reiškia, jog aukštesniuose sluoksniuose oro masės judės horizontaliai (Gualtieri, 2015).

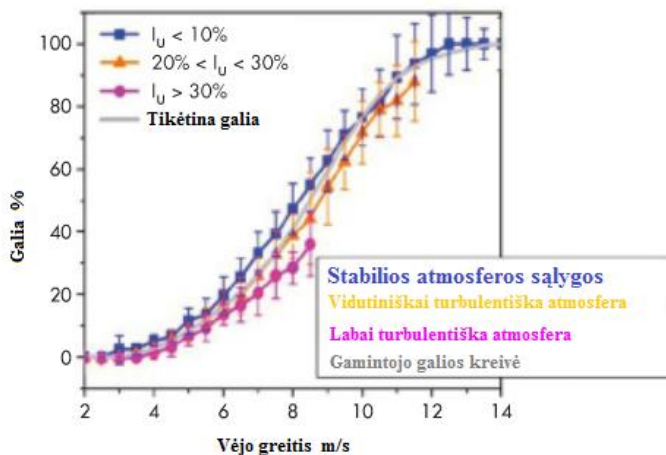
Vėjo greičio kaita per parą

Per parą pastebimai kinta vėjo greitis pažemio sluoksnyje. Didžiausios vėjo greičio vertės išmatuojamos dieną po pietų, o mažiausios – naktį arba anksti ryte (Desmond et al., 2014). Aukštesniuose atmosferos sluoksniuose pastebima priešinga oro masių eiga: didžiausias vėjo greitis naktį, o mažiausias – dieną. Pagrindinė to priežastis yra vėjo turbulencija ir konvekcija, kurios intensyviausios dienos metu. Vykstant pažemio ir aukštesnių oro srautų apykaitai, vėjo greičio srautai tarp sluoksnių išsilygina – pažemio sluoksnyje vėjas pagreitėja, o viršutiniuose sumažėja. Naktį vertikalusis oro masių maišymasis sumažėja, todėl pažemio sluoksnyje vėjas sulėtėja, o viršutiniuose pagreitėja. Didžiausia oro masių kaita išryškėja pavasarį ir vasarą dėl intensyvesnės konvekcijos ir dėl šio proceso kylančių reiškinių. Tad atliekamos vėjo elektrinių prognozės paklaidos didžiausias vertes įgyja antroje dienos pusėje (Carapellucci et al., 2013).

Vėjo turbulencija

Vėjo šlyties vertinimas yra svarbus dėl kelių priežasčių. Pirmiausiai, tai svarbu dėl vėjo greičio vertinimo skirtinguose aukščiuose, kadangi vėjo elektrinės vėjaračio skersmuo gali siekti 100 m ir daugiau. Siekiant pagaminti maksimalų energijos kiekį, reikia parinkti vėjaračio skersmenį, atsižvelgiant į vėjo šlytį. Vėjo šlytis taip pat yra svarbus rodiklis vėjo turbulentinių srautų formavimuisi. Esant didelei vėjo šlyčiai, tarp sluoksnių susidaro sūkuriai, kurie ne tik sukelia vėjo elektrinių vibracijas, sumažina tarnavimo laiką ir prognozuojamo vėjo greičio tikslumą, bet ir turi įtakos energijos gamybos nuostoliams. Taip pat svarbu pažymėti, kad vėjo šlytis įvairiais vėjuotumo periodais kinta skirtingai dėl vėjo greičio variacijų, nulemtų turbulentinių srautų (Gualtieri, 2015).

Abu minėti veiksniai susiformuoja dėl paviršiaus šiurkštumo įtakos ir lemia vėjo elektrinių pagaminamos energijos kiekį. Tai įrodo, jog esant skirtingam vėjo turbulencijos intensyvumui, tačiau esant sąlyginai panašiam vėjo greičiui, pagaminamos elektros energijos kiekis gerokai skiriasi. Šie skirtumai paaiškinami 1.1 paveiksle pateiktomis galios kreivėmis.



1.1 pav. VE galios kreivė esant skirtingam vėjo turbulencijos intensyvumui (I_u) (Bukala et al., 2015)

1.1 paveiksle pateikti duomenys rodo, jog esant stabiliam vėjo greičiui, kai turbulencijos intensyvumas mažesnis nei 10 %, vėjo elektrinių galios kreivė tiksliausiai atitinka teorinę VE galios kreivę. Tačiau, esant oro srautų maišymuisi, kai turbulencijos intensyvumas kinta 20–30 % ribose, galios kreivė nukrypsta nuo teorinės, o kai turbulencijos intensyvumas yra didesnis nei 30 % – VE galios kreivė dar labiau nutolsta nuo teorinės kreivės. Šio reiškinio pasekmė yra tai, jog energijos nuostoliai tampa vis didesni, o tiksliai prognozuoti vėjo elektrinių galią – dar sudėtingiau.

Didelis vėjo turbulencijos intensyvumas sumažina vėjo elektrinėse pagaminamos energijos kiekį, nes esant turbulencijai, vėjo srautai nėra pastovūs ir greičio kryptis staigiai kinta, o elektrinės vėjaratis negali būti visiškai panaudotas. Todėl VE generatorių apkrova negali būti maksimaliai panaudojama. Vėjo šlytis turi didelės įtakos turbulencijos formavimuisi, kai dėl šlyties aukštesniuose sluoksniuose vėjo kryptis ima kisti, todėl elektrinės vėjaratis apatinėje dalyje yra veikiamas vienos krypties vėjo srauto, o viršutinėje dalyje – kitos krypties oro srauto. Dėl šių priežasčių, atsižvelgiant ir tinkamai vertinant turbulencinius srautus virš ir žemiau vėjaračio, esant vėjo greičiui 8 m/s galima pagaminti iki 20 % daugiau energijos, taip pat sumažinti galios prognozavimo paklaidas, nustatant tinkamas galios kreives, esant skirtingam turbulencijos intensyvumui (Oh et al., 2015).

Topografinių sąlygų įtaka vėjo greičio pokyčiui

Prognozuojant VE galią, svarbu tiksliai prognozuoti vėjo greitį. Vėjo greičio prognozė daugiausiai lemia šie veiksniai: bendrosios prognozės sistemos plotas ir topografinės sąlygos, kurių išsamus vertinimas leidžia tiksliau apskaičiuoti vėjo greičio pokytį. Atsižvelgiant į paviršiaus šiurkštumo ilgį, yra vertinama šiurkštumo klasė (vanduo, miškas, pieva ir kt.), šalia esančios kliūtys (pastatai ir kt.) ir teritorijos aukščio variacijos (reljefo sąlygos) (Troen et al., 1989).

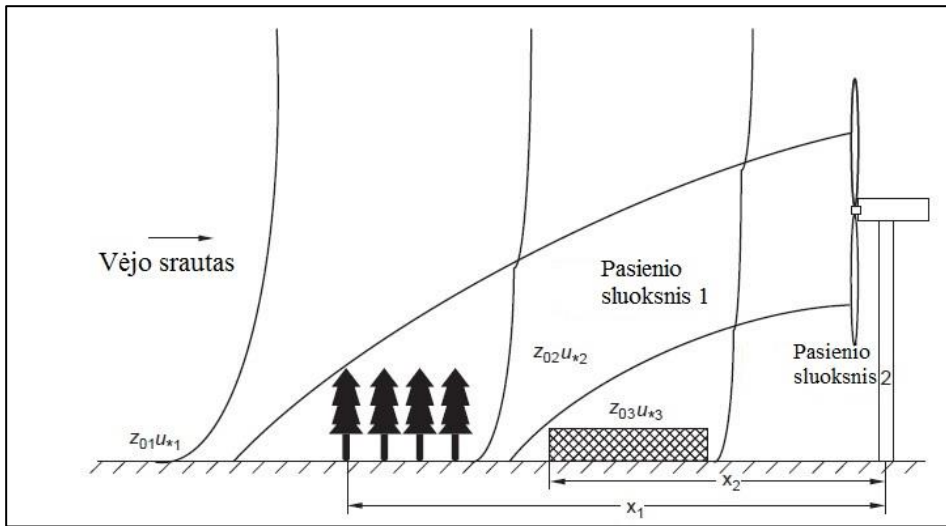
Paviršiaus šiurkštumo vertinimas

Vertinant vietovės paviršiaus šiurkštumą, išskiriamos 4 šiurkštumo klasės, kurioms būdingas atitinkamas šiurkštumo ilgis ($z_0 - m$): 0 klasė – vandens paviršius ($z_0 = 0,001-0,0001$), 1 klasė – lygi sausumos teritorija su retomis kliūtimis – dirbama žemė ($z_0 = 0,02$), 2 klasė – lygi teritorija su pavieniais pastatais, dirbamais laukais, krūmais ar nedideliais miškais ($z_0 = 0,2-0,4$), 3 klasė – urbanizuota teritorija, stambus miškas ar ūkis su daugeliu pastatų ($z_0 = 0,5-1$) (1.1 lentelė) (Troen et al., 1989).

1.1 lentelė. Vietovės paviršiaus objektų šiurkštumo ilgis ir klasė (Troen et al., 1989)

Šiurkštumo ilgis (z_0) m	Vietovės paviršiaus charakteristika	Šiurkštumo klasė
1,00	Miestas	3
0,5	Priemiestis, stambūs miškai	3
0,4	Nedideli miškai	2
0,2	Krūmai	2
0,1	Dirbama žemė	1
0,001	Ežerai	0
0,0001	Jūra	0

Kaip minėta, kiekvienas paviršiaus šiurkštumo elementas turi šiurkštumo ilgį, kuris priklauso nuo elemento aukščio ir paviršiaus, o tai daro įtaką vėjo srautui ir greičio profiliui. 1.2 paveiksle parodyta, kaip kinta vėjo greičio profilis dėl paviršiaus šiurkštumo. Vietovėje esantys medžiai sukuria naują vėjo greičio profilį vidiniame pasienio sluoksnyje 1, o žemyn judantis vėjo srautas susiduria su žemesniu vėjo srautu. Galiausiai susiformuoja trečias bendras vėjo greičio profilis vidiniame pasienio sluoksnyje 2. Taip pat svarbu paminėti, jog pasienio sluoksniu storis priklauso nuo kliūtis aukščio, o vėjo greičio profilis, esantis virš vidinės pasienio sluoksniu dalies, kinta pagal logaritminį dėsnį (Gualtieri, 2015).



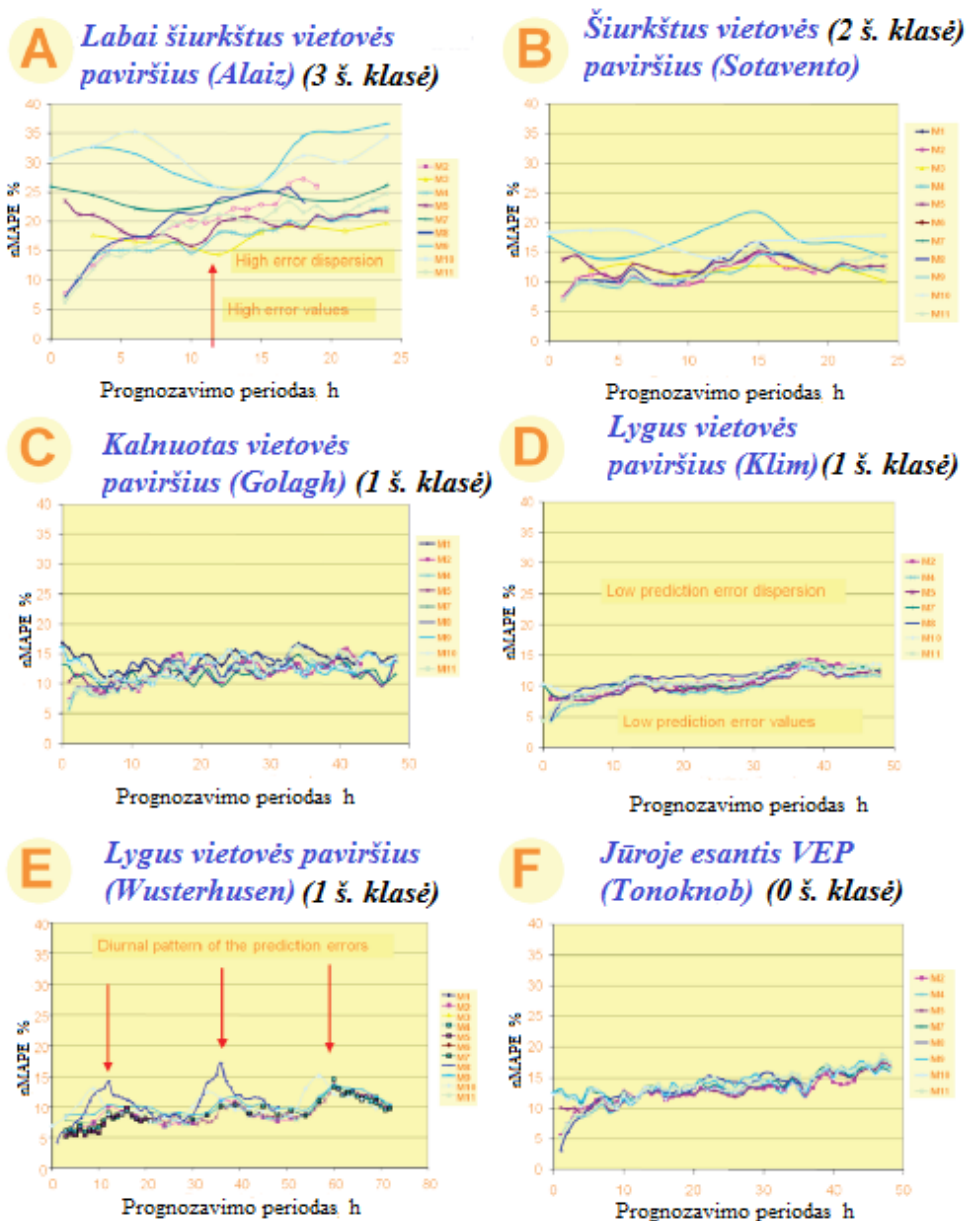
1.2 pav. Vidinio pasienio sluoksnio formavimasis dėl paviršiaus šiurkštumo (x_1 ir x_2 – atstumai nuo kliūtis iki vėjo elektrinės, $Z_{0,i}$ – paviršiaus šiurkštumo ilgis, $u_{*,i}$ – trinties greitis) (Burton et al., 2001)

Paviršiaus šiurkštumo ilgis apibūdinamas matematine išraiška (Troen et al., 1989):

$$z_0 = 0,5 \frac{hS}{A_H}; \quad (1.1)$$

čia h – šiurkštumo elemento aukštis (m); S – į vėją atsukto šoninio paviršiaus plotas (m); A_H – šiurkštumo elementų pasiskirstymas nusakomas vidutiniu horizontaliu plotu, tenkančiu vienam elementui.

Skirtingomis reljefo bei paviršiaus šiurkštumo sąlygomis esantys vėjo elektrinių parkai buvo vertinami taikant 10 skirtingų prognozavimo modelių ir pateikti 1.3 paveiksle (Giebel, 2011). Taikant šiuos modelius buvo apskaičiuota normalinė vidutinė absoliučioji procentinė paklaida (nMAPE). Nustatyta, jog vietovėse, kurių paviršiaus šiurkštumas buvo didžiausias, prognozavimo paklaidos buvo taip pat didžiausios. Nagrinėjamame paveiksle aiškiai matyti, jog skirtingi modeliai skirtingai prognozavo galią Alaiz VEP (3 šiurkštumo klasė), kai paklaida siekė net iki 36 %. Vietovėse, kuriose paviršius mažiau šiurkštus (D, E, F – 1 šiurkštumo klasė), buvo stebimos kur kas mažesnės prognozavimo paklaidos, o skirtingų modelių prognozuojamos vertės buvo artimos viena kitai. Atliekant galios prognozavimo tikslumo palyginimo tyrimus nustatyta, jog skirtingi modeliai skirtingose VEP nevienodai tiksliai prognozuoja generuojamą elektrinių galią, nors vietovės paviršiaus šiurkštumo tipas toks pat. Pavyzdžiui, vietovėse, kuriose vyravo lygus paviršius – Wusterhusen vėjo elektrinių parke – buvo stebimi sisteminiai prognozavimo paklaidų ekstremumai dienos laikotarpiu, kai tokio pat paviršiaus šiurkštumo Klim VEP ekstremumai nebuvo stebimi (Kariniotakis et al., 2004; Lange et al., 2006; Peng et al., 2013).



1.3 pav. Galios prognozavimo paklaidos skirtinguose VEP, taikant 10 skirtingų prognozės modelių (Kariniotakis et al., 2004)

Apibendrinant galima teigti, jog skirtingais laikotarpiais bei esant skirtingoms reljefo ir paviršiaus šiurkštumo sąlygoms vietovėse, įvairūs modeliai nevienodai tiksliai prognozuoja galią. Todėl svarbu paviršiaus šiurkštumo ir reljefo rodiklių įtaką nagrinėti išsamiau.

Kliūčių įtakos vertinimas

Vėjo greičio pokyčiui reikšmingą įtaką taip pat turi kliūtys. Vėjo greičio kaita priklauso nuo su kliūtimis susijusių parametru: atstumo tarp kliūties ir objekto, kliūties aukščio, objekto aukščio, kliūties ilgio, kliūties poringumo. Pastarasis parametras kinta nuo 0 iki 0,5 (1.2 lentelė) (Troen et al., 1989).

1.2 lentelė. Poringumo koeficientas (Troen et al., 1989)

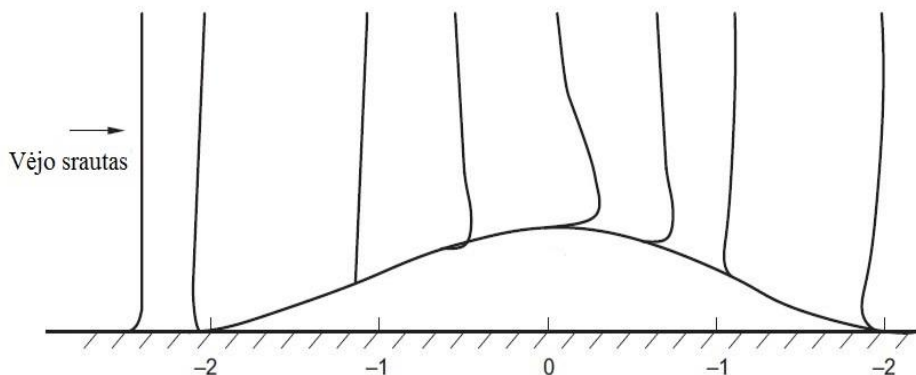
Apibūdinimas	Poringumas (P)
Kietas (siena)	0
Labai tankus	$\leq 0,35$
Tankus	0,35–0,5
Atviras	$\geq 0,5$

Dažniausiai vėjo elektrinės yra statomos mažai urbanizuotose teritorijose, kur poringumo koeficientas siekia 0,5. Tačiau vietovėse, kur pastatų tankumas yra didelis, poringumo koeficientas gali siekti 0 ir vėjo greitis mažėti iki minimumo. Todėl, norint išsamiau įvertinti vėjo greičio pokytį, turėtų būti vertinama kliūčių įtaka.

Vietovės aukščio variacijų įtakos vertinimas

Viena svarbiausių topografinių sąlygų sudedamųjų dalių yra reljefas. Pagal reljefo sąlygas teritorijos skirstomos į 5 tipus: 1 – vanduo arba žemumų teritorijos, esančios toli nuo kalnų; 2 – nelygus reljefas ir nedidelės kalvos, išsidėsčiusios toli nuo kalnų (horizontaliai išsidėsčiusios kelis kilometrus), 3 – labai nelygus reljefas ir didelės kalvos (horizontaliai išsidėsčiusios keliolika kilometrų), 4 – priekalnių teritorijos, esančios šalia didelių kalnų grandinių, 5 – aukšti kalnai su giliais slėniais (Burton et al., 2001).

1.4 paveiksle pateiktas vietovės reljefo variacijų įtakos vėjo greičio pokyčiui pavyzdys. Esant lygiai teritorijai vėjo greitis kinta pagal logaritminį dėsnį, tačiau pasiekęs žemės paviršiaus paaukštėjimą (reljefo pokytis), vėjo greitis pradeda mažėti (-2). Dėl šios priežasties padidėja šlytis tarp vėjo ir žemės paviršiaus, todėl apatiniame sluoksnyje sumažėja vėjo greitis ir padidėja slėgis. Vėliau, judant vėjo srautui link kalno viršūnės (-1), vėjo greitis dėl padidėjusio slėgio pradeda kisti ir pasiekia maksimalias vertes aukščiausiame taške, kai slėgis pradeda staigiai mažėti (0).



1.4 pav. Vėjo greičio profilio pokytis dėl vietovės reljefo variacijų (Burton et al., 2001)

Taip yra iškreipiamas vėjo greičio profilis. Vėliau vėjui judant nuo kalno, slėgis normalizuojasi, ir vėjo greitis įgyja tipines vertes. Teritorijos aukščio variacijų įtaka apibūdinama vėjo greičio pokyčiu ΔS pagal formulę (Burton et al., 2001):

$$\Delta S = \frac{u_2 - u_1}{u_1}; \quad (1.2)$$

čia u_1 ir u_2 – išmatuoti vėjo greičiai (m/s) tame pačiame aukštyje virš jūros lygio.

Įvairių mokslininkų atlikti tyrimai rodo, jog esant nelygiam vietovės reljefui pastebimi dideli vėjo greičio pokyčiai. Vertinama, jog kalvos viršūnėje vėjas pagreitėja net 80 %, palyginti su žemiau matuotu vidutiniu vėjo greičiu, tačiau prieš pat kalno papėdę vėjo greitis sumažėja nuo 20 iki 40 % (Fisher et al., 2013; Šen, 1999). Vis dėlto, paminėtina, jog judančias oro mases veikia ne tik paviršiaus šiurkštumas (dėl atsirandančios trinties), bet ir barinio gradiento, Koriolio bei išcentrinės jėgos. Todėl, vertinant bei prognozuojant globalius ar regioninius vėjo greičio ir krypties pokyčius, į šiuos parametrus turi būti atsižvelgta (Liu et al., 2011).

1.3. Skaitmeninės orų prognozių sistemos

Vėjo elektrinių galios prognozavimas yra ilgas ir sudėtingas procesas, susidedantis iš daugelio žingsnių. Pagrindiniai etapai vėjo greičiui prognozuoti skirstomi į globalias ir regionines orų prognozes, lokalias vietas orų prognozes ir vėjo elektrinių galios prognozes.

Pasaulyje yra keletas skirtingų globalių oro prognozių modelių, tačiau pagrindiniai yra 2 modeliai. Vienas jų – Europos vidutinės trukmės orų prognozių centro sukurtas modelis (angl. *European centre for medium-range weather forecasts (ECMWF)*), kitas modelis vadinamas Globalia prognozių sistema (angl. *global forecast system*). Tai JAV nacionalinio aplinkos prognozių centro sukurtas modelis. Šių modelių veikimo principas vadovaujasi surenkamais duomenimis apie esamą atmosferos būseną (temperatūra, drėgmė, vėjo greitis, oro tankis ir kt.), vėliau šie duomenys naudojami prognozuoti atmosferos reiškinius dideliu mastu, 35–70 km

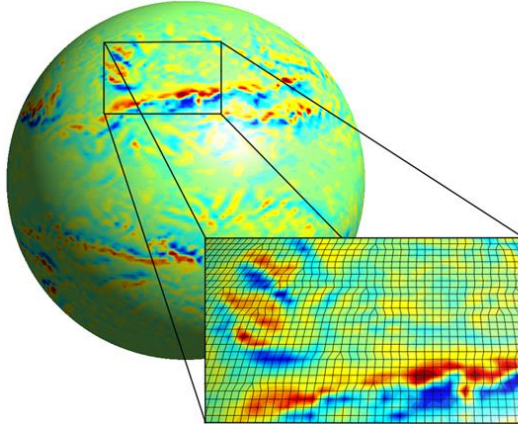
kvadratais, atmosferą suskirstant į 64 sluoksnius vertikaliai. Tokiu būdu gauti duomenys leidžia prognozuoti didžiuosius meteorologinius įvykius ir yra pagrindas smulkesnio masto orų prognozėms (Alessandrini et al., 2013).

ECMWF prognozės modelis

Europos vidutinės trukmės orų prognozių centras (EC(MWF)) yra nepriklausoma tarpvalstybinė organizacija, jungianti 34 narius iš įvairių šalių, įkurta 1975 m. Siekdami patobulinti ECMWF oro prognozių modelį dirba apie 100 mokslininkų. Prognozuoti orus kasdien kas 6 valandas yra priimama apie 300 milijonų duomenų iš 30 tūkstančių įvairių taškų, išsidėsčiusių visame Žemės rutulyje (meteorologiniai radarai, plūdurai, laivai, lėktuvai, dirbtiniai Žemės palydovai ir kt.) (Yamaguchi et al., 2014; Wetterdienst, 2014). Atliekant orų prognozę atliekami šie pagrindiniai veiksmai:

- Nustatomi įvairūs parametrai (temperatūra, vėjo greitis, kryptis, drėgmė ir kt.) ir stebint jų kitimą analizuojama esama ir galima situacija, kuri gali būti dar apibūdinama, kaip vėjo greitis, temperatūra, lietus ar debesuotumas.
- Siekiant prognozuoti orus ilgesniam laikui, taikomas kompiuterinis modeliavimas, kuris pagal parametrus ir lygtis suskaičiuoja galimas parametrų vertes ateityje.

ECMWF prognozės sistema susideda iš 2 pagrindinių dalių: globalaus atmosferos modelio ir dinaminio vandenyno modelio. Šios dalys skirstomos į keletą smulkesnių komponentų: bendrą atmosferos cirkuliacijos modelį, vandenyno bangų modelį, žemės paviršiaus vertinimo modelį, bendros vandenyno cirkuliacijos modelį, procesų maišymosi modelį (duomenų įsisavinimas) ir bendrų prognozių kelioms paroms ar savaitėms į priekį vertinimą (1.5 pav.).



1.5 pav. Meteorologinių parametru prognozavimo pavyzdys naudojant ECMWF modelį (Yamaguchi et al., 2014)

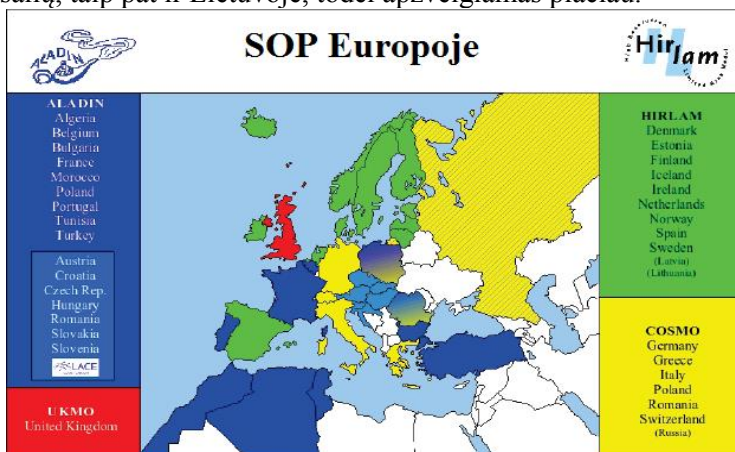
Globali prognozių sistema

Globali prognozių sistema yra globali skaitmeninė orų prognozės sistema, atliekanti kompiuterinę duomenų analizę, variacijas bei prognozę pagal Jungtinių

Amerikos Valstijų (JAV) Nacionalinį orų analizės ir prognozės centrą (angl. *National weather service (NWS)*). Prognozės vyksta pagal matematinį modelį, duomenys analizuojami 4 kartus per parą. Bendros prognozės atliekamos iki 16 parų laikotarpiui, tačiau esant tikslesnei vietai vertinama, jog prognozė negali būti ilgesniam nei 7 parų laikotarpiui, o dauguma nevyriausybinų organizacijų nenaudoja ilgesnio kaip 10 parų laikotarpio prognozes. Prognozavimo modelis susideda iš 2 pagrindinių dalių: aukštos rezoliucijos 192 valandų (8 parų) prognozės ir žemesnės rezoliucijos nuo 192 iki 384 valandų (16 parų) prognozės (Sommerlot et al., 2016). Modelio skiriamoji geba varijuoja kiekvienoje dalyje: horizontaliai žemės paviršiaus plotas paskirstomas į 35 ar 70 kvadratinį kilometrų kvadratus, o vertikalčiai – paskirstomas į 64 sluoksnius. Pirmas 192 valandas prognozės vyksta kas 3 valandas, vėliau kas 12 valandų. GFS modelis atlieka 3 pagrindinių tipų prognozes: kas valandą – 24 valandoms, kas 3 valandas 3 paroms ir kas 12 valandų 8 paroms (Reikard et al., 2015; Widén et al., 2015).

Regioninės prognozės modeliai

Regioninės orų prognozės modeliai detalizuoja globalių orų prognozių rezultatus, gautus iš minėtų globalių modelių. Atliekant tokią analizę, naudojami duomenys apie regiono topografines ir reljefo sąlygas, dirvožemio būklę, užšalusias teritorijas, paviršiaus padengimo sniegu sluoksni, vėjo greičio, temperatūros, slėgio, tankio ir kitus parametrus (Reikard et al., 2015). Šie modeliai žemės paviršiaus plotą padalija į 10 kvadratinį kilometrų kvadratus ir atlieka prognozes trims dienoms. Siekiant gauti tikslesnius duomenis, naudojama keletas skirtingų prognozės modelių: Eta (US National weather service), COSMO, ALADIN, UKMO, COAMPS (angl. *coupled ocean / atmosphere mesoscale prediction system, US Naval Research laboratory*), WRF (angl. *weather research and forecasting model, joint US project*), HIRLAM (angl. *high resolution limited area model*) (1.6 pav.). Prie pastarojo modelio kūrimo prisideda įvairūs tyrimų centrai iš 11 šalių, tarp kurių yra ir Lietuvos hidrometeorologijos tarnyba (Kazda et al., 2016; Roy, 2014). Šis modelis taikomas daugelyje šalių, taip pat ir Lietuvoje, todėl apžvelgiamas plačiau.



1.6 pav. Regioninių skaitmeninių orų prognozių sistemos Europoje (Giebel, 2011)

HIRLAM modelis

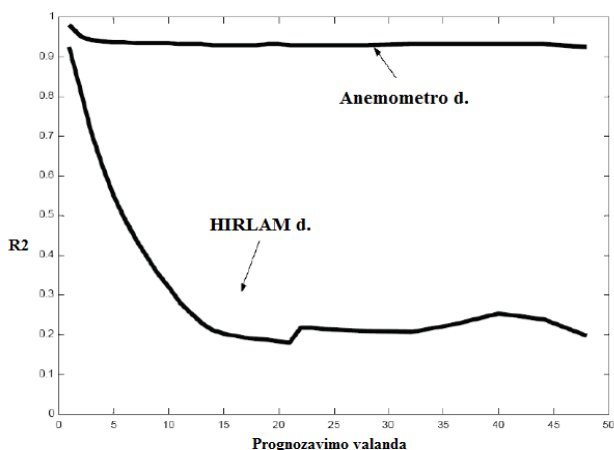
Modelis Lietuvoje pradėtas naudoti 2006 m. pradžioje, Lietuvos hidrometeorologijos tarnyboje (LHMT) ir yra skirtas prognozuoti vidutinės trukmės (2 parų) meteorologinius reiškinius bei oro sąlygų aprašymus miestams ir regionams. Dauguma parametrų yra gaunami iš ECMWF modelio. Pirminės sąlygos paimamos iš ECMWF modelio plačios skalės HIRLAM modeliui. Prognozuojant orus naudojamos skirtingo dydžio teritorijos (4 ir 7 km² kvadratai) su 60 vertikalių lygių, prognozės laikas yra 48 valandos. Naudojant šį modelį, kaip ir globalius prognozavimo modelius, atliekami orų masių judėjimo skaičiavimai horizontaleje ir vertikaleje, atsižvelgiant į geografinę teritoriją (Alessandrini et al., 2013). HIRLAM yra slėgio pokyčio vertinimu paremtas modelis, susidedantis iš tinklelių. Jis vadovaujasi diskretinių lygčių sprendimu. Prognozuojami kintamieji – vėjo greitis, temperatūra, specifinė drėgmė ir linijinis aukštis apibrėžiami visuose linijiniuose aukščiuose. Įvairūs parametrų fiziniai procesai vertinami pagal skirtingas schemas:

- Saulės atspindėjimo schema
- Debesų ir kondensacijos schema
- Turbulencijos schema
- Žemės paviršiaus ir dirvožemio procesų schema
- Orografijos schema.

HIRLAM modeliui duomenys naudojami iš įvairiausių stebėjimų jūroje, taip pat vertinami žemės ir jūros apledėjimo bei atmosferos judėjimo duomenys. Prognozuojant taikomos tendencijų korekcijos pagal palydovų duomenis, loginius skaičiavimus, objektų tikrinimus bei trikdžių vertinimus. Žemės paviršiaus analizė atliekama vertinant jūros paviršiaus temperatūrą, sniego storį, dirvožemio paviršiaus temperatūrą bei vandens kiekį jame. Siekiant sumažinti prognozių paklaidas, naudojami statistiniai Dolph-Chebyshev filtrai (Alessandrini et al., 2013; Croonenbroeck et al., 2015a).

SOP ir faktiniai vėjo greičio duomenys

Prognozuojant vėjo elektrinių galią skirtingais modeliais nustatyta, jog didžiausios galios prognozavimo paklaidos kyla iš skaitmeninių orų prognozių duomenų neatitikties faktiniams vėjo greičiams (Sánchez, 2006). Atlikus tyrimus nustatyta, jog naudojant VE galios prognozavimo modelį Sipreolico, prognozuota galia buvo gerokai tikslesnė, naudojant vėjo greitį, gautą iš ant vėjo elektrinės kabinos įrengto anemometro, nei naudojant greitį, gautą naudojant HIRLAM duomenis (1.7 pav.). Koreliacinis ryšys tarp prognozuojamos vėjo elektrinių galios bei laiko periodo rodo, jog pagal anemometro duomenis prognozuojant VE galią, koreliacinis ryšys išliko stiprus visą prognozuojamą laikotarpį (1.7 pav.). Vadovaujantis SOP (šiuo atveju naudotas HIRLAM modelis), nuo 1 iki 20 prognozavimo valandos ryšys silpnėjo, o nuo 20 iki 50 prognozavimo valandos – žymiai nekito (Giebel, 2011).



1.7 pav. Koreliacinio ryšio kitimas vadovaujantis skirtingais vėjo greičio duomenų šaltiniais Navara vėjo elektrinių parke Ispanijoje (Sánchez, 2006)

Šie duomenys leidžia patvirtinti teiginį, jog didžiausios galios prognozavimo paklaidos kyla dėl netikslių skaitmeninių orų prognozių. Tai rodo, kad reikia ne tik tobulinti galios prognozavimo modelius, bet ir didinti SOP sistemų tikslumą. Dėl šios priežasties svarbu suprasti ir vertinti meteorologinius procesus bei aplinkos paviršiaus sąlygas, susijusias su vėjo greičio pokyčiu ir vėjo elektrinių galios prognozavimo tikslumu.

1.4. Vėjo elektrinių galios prognozavimo metodai ir modeliai

Vėjo elektrinių galios prognozavimo laiko skalės

Siekiant užtikrinti patikimą elektros energetinės sistemos darbą, svarbu tiksliai prognozuoti vėjo elektrinių generuojamą galią. Vėjo elektrinių galios prognozavimo procesas skirstomas į skirtingus laiko periodus – nuo milisekundžių iki savaitių ar net mėnesių. Tačiau momentinis vėjo elektrinės valdymas nėra pagrindinis šio darbo tikslas, todėl daugiausiai dėmesio skiriama vidutinės trukmės (48 valandoms) galios prognozei bei ilgalaikiam vėjo energetinių išteklių vertinimui (Kariniotakis et al., 2004).

- Vienas išskiriamų galios prognozavimo terminų yra 1–3 valandos ir yra skirtas energijos rezervų paskirstymui pagal prognozuojamus parametrus, siekiant užtikrinti patikimą EES darbą (Giebel, 2011).
- Taip pat išskiriamas 3–10 valandų laikotarpis, kurio pagrindinis tikslas yra EES darbo optimizavimas, atsižvelgiant į energijos saugojimo rodiklius ir kaštų optimizavimą. Tipinis tokio tipo planavimas naudojamas mažesnėse arba izoliuotose EES, kaip, pvz., Airija (Giebel, 2011).
- EES optimizuoti didelėse rinkose skiriamas iki 48 valandų terminas. Tokios trukmės vėjo elektrinių galios prognozės reikia daugeliui rinkos dalyvių – energijos gamintojams, sistemos valdytojams, elektros tinklų prižiūrėtojams ir kt., siekiant atlikti sistemos saugumo užtikrinimo, dalyvavimo rinkoje bei ekonominių rodiklių gerinimo funkcijas. Tokios trukmės galios

prognozavimo terminas taikomas daugelyje Europos šalių (Zhang et al., 2014b).

- Ilgesnio nei 48 valandų laikotarpio – 5–7 dienų – prognozavimo pagrindinė funkcija yra techninis sistemos aptarnavimas, atliekamas dideliems sistemos komponentams, vėjo elektrinėms ar elektros perdavimo tinklams. Vis dėlto, šios trukmės laikotarpio galios prognozavimas yra netikslus, todėl daugeliu atveju, siekiant atlikti techninį aptarnavimą, gali būti taikomas ir 48 valandų terminas (Foley et al., 2012; Zheng et al., 2011).

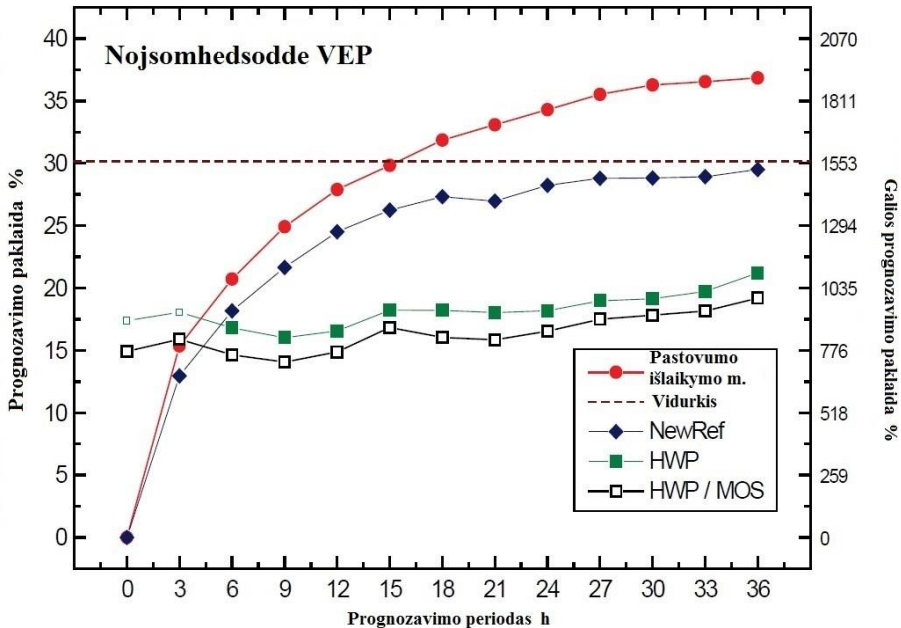
Apibendrinant skyrelį vertėtų paminėti, jog vidutinė absoliuti procentinė paklaida (MAE) trumpalaikėms (24 valandoms) prognozėms siekia 5–15 % ir didėja ilgėjant prognozės trukmei. 1-2 dienų prognozės paklaida siekia 13–21 %, o 3 dienų ir daugiau – 20–25 % (Hodge et al., 2012).

Galios prognozavimo modelių tikslumo vertinimas

Prognozuojant vėjo elektrinių galią, didžiausios paklaidos atsiranda dėl netiksliai prognozuotų SOP duomenų. Vyrauja dviejų tipų prognozavimo paklaidos – amplitudinės (angl. *level errors*) ir fazinės (angl. *phase errors*). Fazinės paklaidos dažniausiai atsiranda dėl netiksliai prognozuoto meteorologinio fronto pasikeitimo, o amplitudinės paklaidos – dėl nepakankamai įvertinto ar pervertinto vėjo greičio. Fazines prognozavimo paklaidas nelengva įvertinti, tačiau jų pasitaiko rečiau. Amplitudinės paklaidos – dažnesnis reiškinys ir yra pagrindinis rodiklis, siekiant padidinti prognozuojamo modelio tikslumą (De Giorgi et al., 2011a). Landberg ir Watson (Landberg, 2001) nustatė, jog vėjo elektrinių galios prognozavimo paklaidos gali būti vertinamos, išvedant vidurkį iš teigiamų ir neigiamų neatitikčių. Pinson ir kiti (Pinson et al., 2008) pabrėžia, kad modelių tikslumas turėtų būti vertinamas pagal vidutinę absoliučiąją paklaidą (angl. *mean absolute error*). Landberg ir kiti (Landberg et al., 2003) akcentuoja, jog prognozavimo parametrų tikslumas turi būti vertinamas atsižvelgiant į tris rodiklius: 1) prognozavimo vertė turėtų būti artima prieš tai einančios duomenų sekos vidurkiui; 2) nuokrypis tarp prognozuotos ir faktinės galios turėtų būti nedidelis; 3) prognozavimo paklaidos neturėtų daryti didelio poveikio sistemai. Pirmasis ir antrasis rodikliai yra svarbūs EES balansui palaikyti, o trečiasis svarbus pigesnei vėjo elektrinių integracijai į elektros tinklą. Claire ir kiti (Claire et al., 2010) pabrėžia, jog vertinant prognozavimo modelių tikslumą bei juos tobulinant, svarbu vertinti koreliaciją bei determinacijos koeficientą tarp faktinių ir prognozuotų duomenų, esant skirtingoms meteorologinėms sąlygoms. Mokslininkai taip pat teigia, jog kiekvienu atveju reikia nagrinėti skirtingų laikotarpių prognozavimo modelių kalibravimo ir VE galios prognozavimo periodus (trumpalaikį, vidutinės trukmės ir t. t.). Svarbu paminėti tai, kad tyrėjai akcentuoja, jog skirtinguose vėjo elektrinių parkuose, naudojant tuos pačius galios prognozavimo modelius, gaunamos skirtingos paklaidos, todėl siūlo modelių tikslumui įvertinti naudoti normalizuotą vidutinę absoliučiąją procentinę paklaidą (angl. *normalised mean absolute percentage error*). Ispanijos vėjo energetikos asociacija (angl. *Spanish wind energy association*) taiko vidutinės absoliučiosios procentinės paklaidos (angl. *mean absolute percentage error*) vertinimo lygtį. Pagal šią lygtį apskaičiuotos prognozuotos vėjo elektrinių galios paklaidos, taikant atitinkamą mokesstinį tarifą apmokestinami vėjo elektrinių

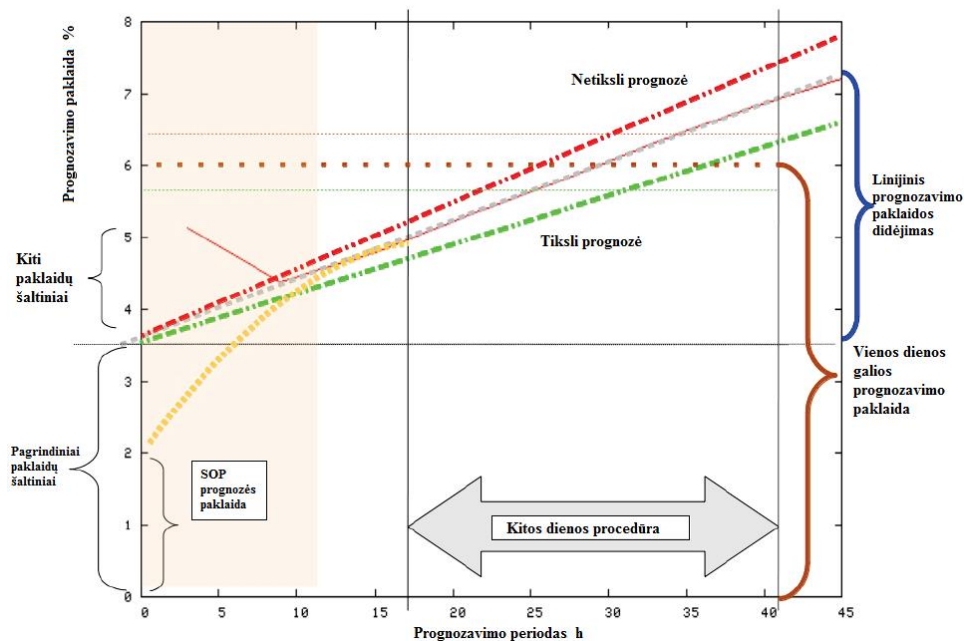
parkų savininkai. Tambke ir kiti (Tambke et al., 2005), vertindami modelių prognozavimo tikslumą, siūlo taikyti vertinimo sistemą, susidedančią iš trijų komponentų: 1) vidutinio vėjo greičio paklaidos vertinimas; 2) standartinio nuokrypio ir 3) dispersijos vertinimas.

Prognozuojant vėjo elektrinių galią vidutinės trukmės laikotarpiui (48 valandoms) ir lyginant ją su trumpesnio laikotarpio (pvz., 12 valandų) prognozuojama galia, neišvengiamai didėja prognozavimo paklaidos. Taikant skirtingus metodus šios paklaidos skirtingai kinta. 1.8 paveiksle matyti, kaip skirtingi modeliai prognozuoja galią skirtingam laikotarpiui.



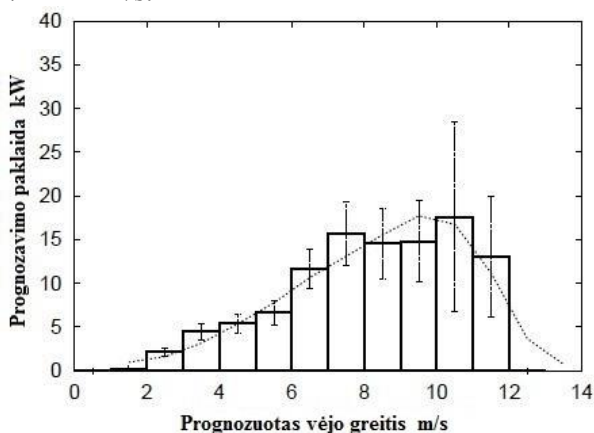
1.8 pav. Galių prognozavimo paklaidų palyginimas Danijoje (Nøjsomheds Odde vėjo elektrinių parke) (Tambke et al., 2005)

Pastovumo išlaikymo modelis generavo didžiausias prognozavimo paklaidas, kurios didėjo nuosekliai. Tuo tarpu Nielsen ir kitų patobulintas duomenų sekos modelis (angl. *new reference model*) generavo mažesnes paklaidas, palyginus su pastovumo išlaikymo modeliu. HWP modelis arba (HIRLAM/WAsP/Park arba Prediktor) ir HWP/MOS (Prediktor su integruoto statistinio patikslinimo funkcija MOS) generavo mažiausias prognozavimo paklaidas, o ilgėjant galių prognozavimo laikotarpiui, jos didėjo nežymiai (Pinson et al., 2008). Kaip minėta, daugiausiai prognozavimo paklaidų susidaro dėl netiksliai suprognuozuoto vėjo greičio, kai yra nepakankamai tiksliai įvertinti ir apskaičiuoti meteorologiniai parametrai ir dinaminiai procesai. 1.9 paveiksle pavaizduota prognozavimo struktūra, susidedanti iš pagrindinės ir šalutinės paklaidos dalių.



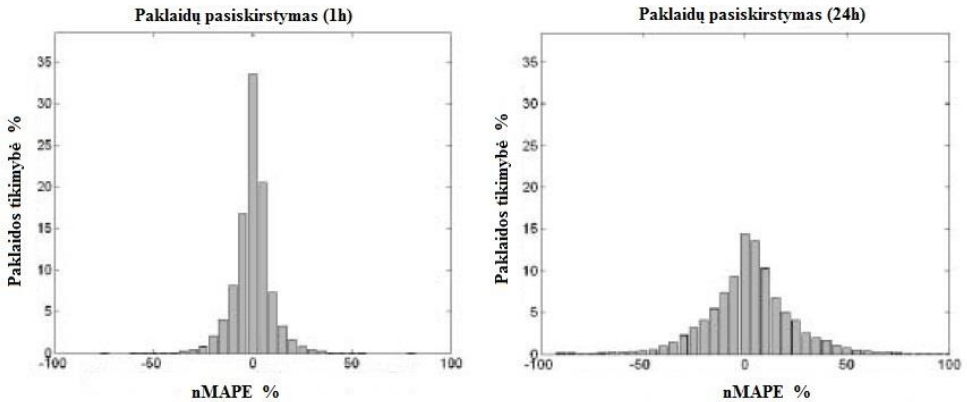
1.9 pav. Galios prognozavimo klaidų struktūra (Möhrlen et al., 2006)

Pasak Möhrlen ir Jørgensen (Möhrlen et al., 2006), paklaidos kyla dėl netinkamo vėjo greičio prognozavimo taško ar keletu taškų parinkimo ir duomenų interpoliavimo. Šalutinė paklaidos dalis susidaro dėl netinkamo atmosferos sąlygų įvertinimo. Yra įrodyta, jog didžiausios prognozavimo paklaidos nustatytos esant mišrioms atmosferos stabilumo sąlygoms (Calif, 2012). Lange ir kt. (Lange et al., 2002) nustatė, jog nėra tiesinės priklausomybės tarp vėjo greičio ir generuojamos galios. 1.10 paveiksle matyti, jog didžiausios galios prognozavimo paklaidos yra esant vėjo greičiui nuo 7 iki 11 m/s.



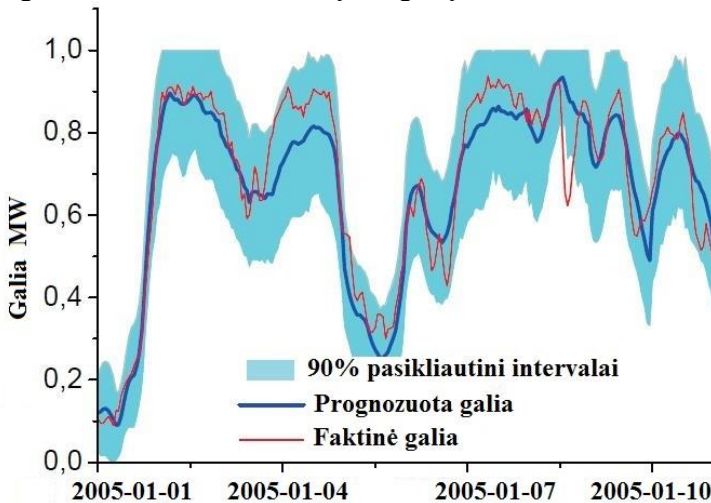
1.10 pav. VE galios prognozavimo neatitiktys esant skirtingiems vėjo greičiams (Lange et al., 2002)

Pinson ir kitų mokslininkų (Pinson et al., 2008) atliktų galios prognozavimo paklaidų pasiskirstymo tyrimo rezultatai (1.11 pav.) rodo, jog 1 valandos galios prognozavimo laikotarpiui, kur SOP duomenys nėra reikalingi, paklaidų pasiskirstymo spektras yra labai siauras, kuomet esant 24 valandų laikotarpiui pasiskirstymas yra gerokai platesnis. Autoriai tyrimą atliko Airijoje, kur vyrauja didelis vėjo greitis. Tai leidžia teigti, jog esant mažesniai vėjo greičiui, paklaidų pasiskirstymo spektras būtų kur kas siauresnis.



1.11 pav. Prognozuojamos vėjo elektrinių galios paklaidų tikimybių pasiskirstymas (Pinson et al., 2008)

Lange ir kiti autoriai (Lange et al, 2006) siūlo galios prognozavimo metodą, taikant pasikliautinus 90 % intervalus. 1.12 pav. matyti Vokietijoje esančiame vėjo elektrinių parke prognozuoti duomenys, kurie rodo, jog atsižvelgiant į intervalus, prognozuota galia visiškai atitiko faktinę VE galią.

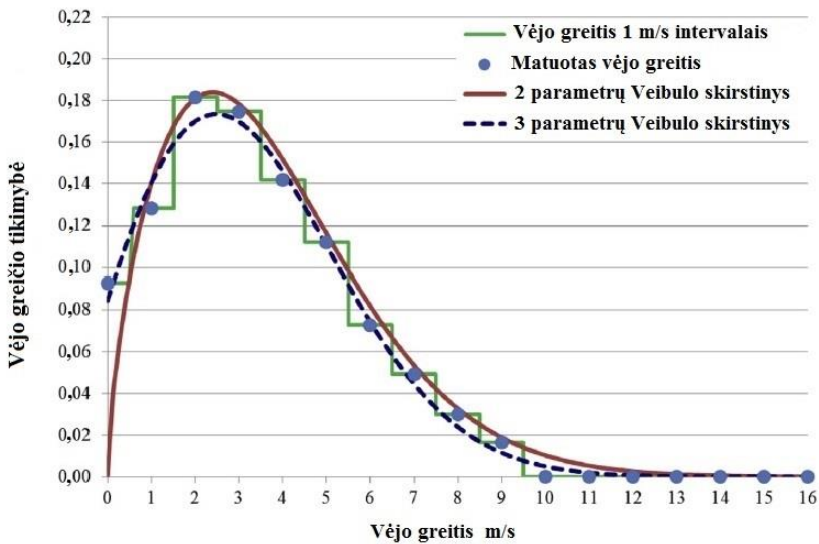


1.12 pav. Prognozuojamos VE galios variacijos ir pasikliautini intervalai (Lange et al., 2006)

1.4.1. Ilgalaikis vėjo energetinių išteklių vertinimas

Kaip minėta, vėjo energetinių išteklių prognozavimas gali būti skirstomas į skirtingos trukmės laikotarpius. Pirmiausiai, siekiant užtikrinti ekonomiškai naudingą vėjo elektrinių plėtrą, reikia įvertinti ilgalaikius vėjo energetinius išteklius ir charakteristikas – atlikti ilgos trukmės vėjo greičio duomenų statistinį apibendrinimą. Šiuo tikslu naudojami Veibulo (angl. *Weibull*), Reilėjaus (angl. *Rayleigh*), Gumbelio (angl. *Gumbel*) ir kiti skirstiniai, nustatantys vėjo greičio tikimybės tankio funkcijas (Mohammadi et al., 2015; Wais, 2017; Weekes et al., 2014a). Tačiau skaičiavimai rodo, jog Veibulo funkcija tiksliausiai aprašo vėjo greičio pasiskirstymo parametrus, o tai reiškia, kad yra tiksliai įvertinamos vietovės topografinės ir vėjuotumo sąlygos (De Medeiros et al., 2015; Oner et al., 2013; Weekes et al., 2014b). Vis dėlto, esant skirtingam vėjo greičiui, Veibulo skirstinys nevienodai tiksliai aprašo vėjuotumo sąlygas. Todėl, siekiant tiksliau prognozuoti ilgalaikius vietovės vėjo energetinius išteklius, būtina nustatyti tinkamiausius metodus, kurie leistų tiksliau apskaičiuoti Veibulo skirstinio parametrus mažo ir didelio vėjuotumo sąlygomis.

Dažniausiai skaičiuojant Veibulo skirstinį naudojami du parametrai – formos ir skalės. Tačiau kai kuriais atvejais taikomi ir trys parametrai – skirstinio formos, skalės ir vietovės (1.13 pav.) (Wais, 2017). Vis dėlto, dviejų parametru Veibulo skirstinys tiksliausiai aprašo vėjo greičio pasiskirstymą (Xiao et al., 2017).

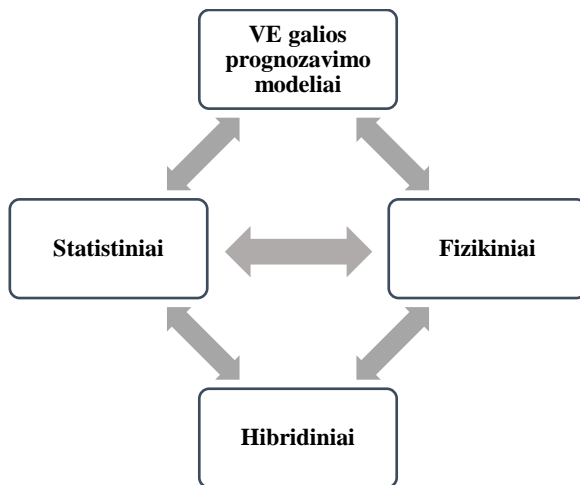


1.13 pav. Vėjo greičio duomenų pasiskirstymas, aprašytas Veibulo funkcijomis (Wais, 2017)

Apibendrinant šį skyrelį, reikėtų paminėti tai, jog, prieš atliekant trumpalaikę ir vidutinės trukmės prognozę, skirtą energijos gamybai planuoti, reikia atlikti ilgalaikę vėjo energetinių išteklių prognozę. Todėl svarbu nustatyti metodus, tiksliausiai aprašančius Veibulo funkcijos parametrus. Dėl šios priežasties šiame disertaciniame darbe yra vertinamas skirtingų Veibulo parametru tinkamumas, esant mažiems ir dideliems vėjo greičiams.

1.4.2. Vėjo elektrinių galios prognozavimo modelių klasifikacija

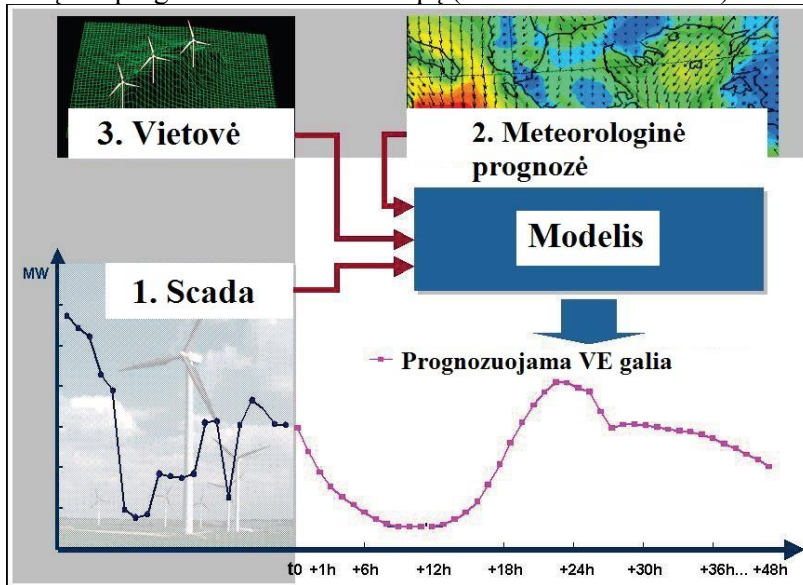
Vėjo elektrinių galios prognozavimo modeliai gali būti klasifikuojami į skaitmenines orų prognozes (SOP) įtraukiančius ir neįtraukiančius modelius bei metodus (Ghadi et al., 2014). SOP naudojimas prognozavimo modeliuose ir metoduose priklauso nuo to, kokiam laikotarpiui galia yra prognozuojama, pvz., prognozuojant iki 3–6 valandų vertinama, jog SOP nėra būtina dėl didesnių skaičiavimo išteklių bei kaštų. Kitaip tariant, skirtingiems laikotarpiams naudojami skirtingi duomenų šaltiniai (Pinson et al., 2008). Bendrąja prasme, galios prognozavimo modeliai, įtraukiantys SOP, skirstomi į dvi pagrindines grupes – statistinius ir fizikinius (1.14 pav.). Daugelyje komercinių modelių yra taikomi ir statistiniai, ir fizikiniai VE galios prognozavimo metodai, o tokie modeliai vadinami hibridiniais.



1.14 pav. Vėjo elektrinių galios prognozavimo modelių klasifikacija (Lei et al., 2009)

Fizikinių galios prognozavimo modelių veikimo principas yra toks, jog vadovaujasi lygčių sprendimu ir fiziniais dėsniniais, žinant atitinkamus parametrus, tokius kaip vėjo greitis, oro slėgis, temperatūra, drėgmė ir kt., skirtingame aukštyje esančiuose taškuose. Vėliau atsižvelgus į aplinkos paviršiaus sąlygas ir vadovaujantis lygčių bei funkcijų sistema, prognozuojamas vėjo greitis ir elektrinių galia. Statistiniai vėjo elektrinių galios prognozavimo modeliai vadovaujasi statistiniais ir matematiniais metodais, vertinant faktinius ir prognozuotus vėjo elektrinių generuotos galios duomenis, taikant skirtingus algoritmus, tikimybių teoriją ir kt. (Lei et al., 2009). Taip pat verta paminėti, jog statistiniuose modeliuose daugeliu atvejų naudojami realaus laiko galios generavimo duomenys, kurie leidžia patikslinti prognozuojamas vertes. Siekiant tiksliau prognozuoti vėjo elektrinių galią, taikomi dirbtinių neuronų tinklų (angl. *Artificial Neural Networks (ANN)*), juodosios dėžės (angl. *black-box*) bei kiti metodai ar filtrai, tokie kaip Kalman filtras (Cassola et al., 2012; Pelletier et al., 2016a). Statistiniai metodai ir modeliai gali būti naudojami bet kuriame galios prognozavimo žingsnyje, derinant juos ir nederinant jų su fizikiniais metodais.

Vėjo elektrinių galios prognozavimo metodai (1.15 pav.) gali būti skirstomi pagal trukmę bei prognozavimo sistemos tipą (fizikinė arba statistinė).



1.15 pav. Vėjo elektrinių galios prognozavimo metodai: 1 – trumpalaikis statistinis vėjo elektrinių galios prognozavimo laikotarpis (<6 valandos), 2 – fizikinis ar statistinis galios prognozavimo metodas (>3 valandos), 2+3 – fizikinis galios prognozavimo metodas (>3 valandos), 1+2 – statistinis galios prognozavimo metodas, 1+2+3 – hibridinis galios prognozavimo metodas (Giebel, 2011)

Vis dėlto, daugelis komercinių modelių apjungia visas šias sistemas, todėl prognozavimo proceso seka apima vėjo greičio perskaičiavimą, konversiją į galią ir galios prognozavimą visam vėjo elektrinių parkui:

- *Vėjo greičio perskaičiavimas.* Vertinamas vėjo greitis iš SOP generuotų duomenų atitinkamame aukštyje, kitame etape nustatomas tinkamiausias vėjo parametrų prognozavimo aukštis, apskaičiuojamas vienas artimiausias geografinis taškas arba duomenys yra interpoliuojami iš keleto – 4–7 – artimiausių taškų, vėjo greitis perskaičiuojamas į elektrinės ašies aukštį (angl. *downscaling*), naudojant atitinkamus modelius, įvertinamos vietovės paviršiaus sąlygos ir taip patikslinamas vėjo greitis (Karinotakis et al., 2004).
- *Vėjo greičio konversija į elektrinės galią.* Vėjo greitis gali būti verčiamas į galią taikant VE gamintojų nustatytą galios kreivę – toks metodas yra paprasčiausias. Tačiau mokslininkų (De Giorgi et al., 2011b) atliktų tyrimų duomenimis, dažnai tiksliau galia yra prognozuojama, kai taikoma galios kreivė yra sudaryta iš prognozuoto vėjo greičio ir faktinės galios. Taip pat naudojama galios kreivė, kuri sudaryta iš faktinių vėjo greičio ir generuotos galios duomenų. Daugelis statistinių modelių šį žingsnį praleidžia ir prognozuoja tiesiogiai VE galią, tačiau fizikiniuose modeliuose šis metodas gali būti taikomas tiesiogiai arba netiesiogiai – įtraukiant statistinius patikslinimo metodus atitinkamuose žingsniuose. Atsižvelgiant į

prognozuojamą laikotarpį, faktiniai generuotos galios duomenys gali būti naudojami ne tik galios kreivei nustatyti, bet ir galios prognozavimui patikslinti taikant statistinius patikslinimo metodus (angl. *model output statistics*), kuriais nustatoma tiesinė priklausomybė tarp prognozuotų ir faktinių vėjo elektrinių galios duomenų (Rose et al., 2015).

- *Galios prognozavimas vėjo elektrinių parkų grupėms.* Jeigu vėjo elektrinių galia prognozuojama vienai elektrinei ar vėjo elektrinių parkui, šis etapas nėra taikomas. Tačiau daugeliu atvejų reikia prognozuoti vėjo elektrinių galią visam regionui, todėl naudojamas žingsnis, kuomet taikant atitinkamus algoritmus yra sumuojama prognozuota viso regiono elektrinių galia (angl. *upscaling*). Atlikti tyrimai rodo, jog prognozuojant galią keletui vėjo elektrinių parkų, gaunami tikslesni rezultatai nei prognozuojant galią pavieniams parkams ar elektrinėms. Tai pagrindžiama tuo, jog netiksliai suprognozuotas vėjas vienai elektrinei ar vėjo elektrinių parkui sukelia dideles galios prognozavimo paklaidas. Tačiau prognozuojant vėjo elektrinių galią regionui (daug vėjo elektrinių parkų) skirtingose vietovėse prognozavimo paklaida skiriasi, todėl įvertinus bendrą prognozavimo paklaidą, gaunami tikslesni rezultatai nei prognozuojant galią pavieniui elektrinei ar pavieniam parkui (Zhang et al., 2014a).

Kaip minėta, ne visi galios prognozavimo modeliai įtraukia SOP duomenis ar vadovaujasi meteorologiniais parametrais. Viena statistinių galios prognozavimo metodų grupių yra duomenų sekos modeliai. Tokie modeliai vadovaujasi paskutinių faktinių generuotos galios reikšmių tarpusavio ryšiais ir tiksliausiai galią prognozuoja iki 3 valandų. Pvz., Predictor modelis yra nepriklausomas nuo realaus laiko duomenų. Paprastai jis yra naudojamas galiai prognozuoti naujai pastatytuose parkuose, vadovaujantis vienos dienos ar trumpesnio laikotarpio duomenimis, kai patobulintiems statistiniams metodams reikia 2 ir daugiau dienų duomenų. Vis dėlto vertinama, jog optimalus prognozavimo modelio derinys yra tada, kai taikomi fizikiniai metodai, skirti įvertinti elektrinių aplinkoje esantį vėjo greitį, ir statistiniai metodai, skirti vėjo greičiui ir elektrinių generuojamai galiai patikslinti ir koreguoti (Nielsen et al., 1998).

Svarbu pažymėti, jog hibridiniai modeliai ir metodai gali būti sudaryti iš įvairiausių statistinių–fizikinių, statistinių–statistinių prognozavimo priemonių, nuo kurių derinių priklauso prognozavimo trukmė. 1.3 lentelėje pateikti duomenys rodo, jog vidutinės ar ilgalaikės trukmės laikotarpiui fizikiniai arba kombinuoti modeliai yra tinkamiausi ekonominiam planavimui (elektros pirkimas biržoje), tinklo saugumui ir patikimumui užtikrinti, techninei priežiūrai numatyti, energijai optimaliai valdyti bei valdymo kaštams mažinti.

1.3 lentelė. Vėjo elektrinių galios prognozavimo modelių klasifikacija (Wang et al., 2011b)

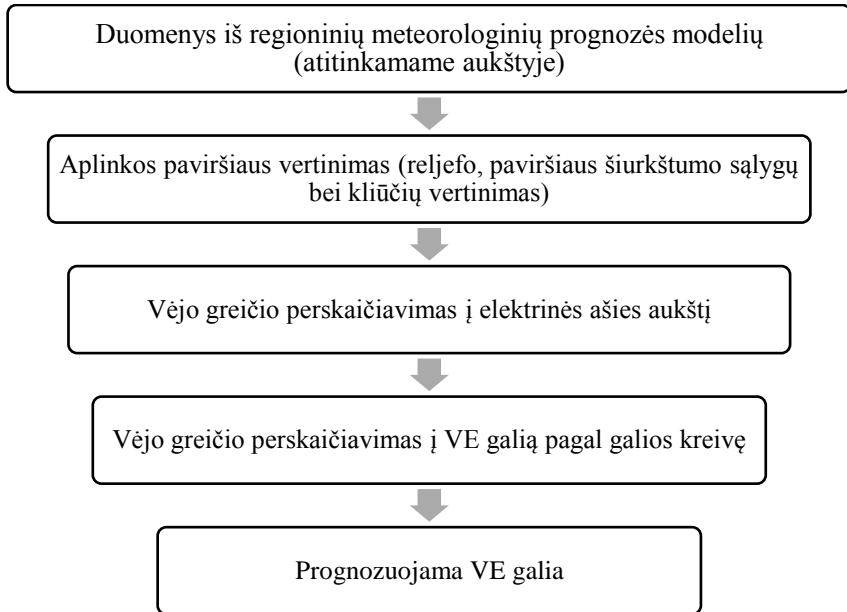
Metodo tipas	Metodas (-ai)	Prognozavimo trukmė	Modelio pritaikymas
Fizikinis (dinaminis)	-	Vidutinės trukmės, ilgalaikis	Ekonominis planavimas (elektros pirkimas biržoje), tinklo saugumo ir patikimumo užtikrinimas
Statistinis	Standartinis (AR, ARMA, ARIMA, SARIMA, ARMAX, kt.)	Itin trumpalaikis	Elektrinių valdymas
Statistinis	Gebantys „mokyti“ dirbtinių neuronų tinklų (ANN), Fuzzy (neraiškiosios logikos)	Itin trumpalaikis, trumpalaikis	Elektrinių valdymas bei tinklo saugumo ir patikimumo užtikrinimas
Hibridinis	Statistiniai–statistiniai (ANN–Fuzzy (ANFIS))	Itin trumpalaikis, trumpalaikis	Elektrinių valdymas bei tinklo saugumo ir patikimumo užtikrinimas
Hibridinis	Statistiniai–fizikiniai	Trumpalaikis, vidutinės trukmės, ilgalaikis	Ekonominis planavimas (elektros pirkimas biržoje), tinklo saugumo ir patikimumo užtikrinimas, techninės priežiūros planavimas, optimali energijos vadyba, valdymo kaštų optimizavimas

Statistiniai modeliai tinkamiausi itin trumpalaikiam ir trumpalaikiam galios prognozavimui, kai svarbu valdyti elektrines bei užtikrinti tinklo saugumą ir patikimumą (Colak et al., 2012; Lydia et al., 2014).

1.4.3. Vėjo elektrinių galios prognozavimas fizikiniais modeliais

Fizikinių vėjo elektrinių galios prognozavimo modelių veikimas pagrįstas deterministiniu požiūriu. Tai reiškia, kad kiekvieno parametro vertinimas vadovaujasi atmosferos dėsniniais bei rodiklių apskaičiavimu. Kitaip tariant, skaitmeninės orų prognozės duomenis reikia panaudoti taip, kad realiai gautos fizikinės vertės (vėjo greitis, slėgis, temperatūra, drėgmė ir kt.), atsižvelgus į vietovės topografines sąlygas, leistų kuo tiksliau prognozuoti vėjo elektrinių galią. Principinė fizikinio prognozavimo modelio schema pateikta 1.16 paveiksle. Pirmiausiai meteorologiniai duomenys iš SOP tam tikrame aukštyje pateikiami modeliui, tačiau atsižvelgus į esamą elektrinės ašies aukštį, vėjo greitį reikia perskaičiuoti į elektrinės aukštį. Šiam procesui atlikti prieš tai esančiame žingsnyje įvertinamos vietovės paviršiaus sąlygos, galiausiai vėjo greitis perskaičiuojamas. Šiems procesams modeliuoti ir vertinti

dažniausiai naudojamas WASP (angl. *wind atlas analysis and application program*) programinis paketas. Vėjo greitis gali būti perskaičiuojamas skirtingais metodais – logaritminiu ir eksponentiniu, kurių matematinės išraiškos pateiktos 2.2.1 skyriuje. Kitame žingsnyje perskaičiuotas vėjo greitis pagal vėjo elektrinių ar vėjo elektrinių parkų galios kreivę konvertuojamas į galią ir gaunama vėjo elektrinių galios generacijų prognozė (1.16 pav.).



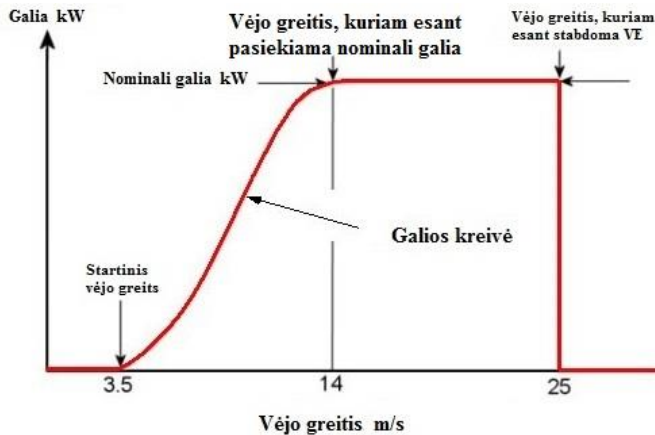
1.16 pav. Principinė fizikinio VE galios prognozavimo modelio schema

Prognozavimo laikotarpis priklauso nuo pasirinkto fizikinio modelio, tačiau fizikiniai (dinaminiai) prognozavimo modeliai daugiausiai naudojami 24–48 valandų prognozėms, kadangi trumpesnės prognozės dažnai yra mažiau tikslios nei statistinių metodų (Landberg, 1998; Zhao et al., 2011). Prognozuojant VE galią fizikiniame modelyje gali įsivelti daug sisteminių klaidų, kai yra prognozuojami įvairūs meteorologiniai reiškiniai (Lei et al., 2009), pvz., vėjo kryptis ar vėjo greitis arti žemės. Siekiant sumažinti šias klaidas, tokio tipo modeliuose taikomi klaidų kompensavimo mechanizmai. Pastaruoju metu vis daugiau kalbama (Rose et al., 2015), jog atmosferos dinaminiai reiškiniai labai svarbūs trumpoms VE galios prognozėms, todėl fizikiniai prognozavimo modeliai neturėtų būti užmiršti, bet daugeliu atvejų plačiai naudojami, integruojant juos į hibridinius vėjo elektrinių galios prognozės modelius. Nors fizikinių VE galios prognozės modelių sukurti nemažai, tačiau tokio tipo modeliai yra gana panašūs. Vienas populiariausių fizikinių prognozės modelių yra Prediktor, sukurtas Danijos mokslininkų. Šis modelis naudoja WASP programinį paketą ir programą PARK, siekiant įvertinti vietines oro sąlygas, panaudojant gautus duomenis iš SOP (šiuo atveju HIRLAM) (Landberg, 1998, 1999, 2001). Kitas Vokietijos mokslininkų sukurtas Previento modelis veikia panašiai, kaip ir Prediktor, tačiau naudoja kitą SOP sistemą – Lakelmodell of the German Weather

Service (Focken et al., 2001). Modelis LocalPred, sukurtas Ispanijos mokslininkų, turi galimybę optimizuoti SOP, duomenų sekos modelius bei galios kreivę (Jung et al., 2014). JAV mokslininkų sukurtas prognozavimo modelis eWind veikia panašiai, kaip ir Prediktor modelis, tačiau naudoja aukštos rezoliucijos pasienio sluoksnio modelį (ForeWind), kaip skaitmeninį SOP modelį (Colak et al., 2012; Li et al., 2013).

Vėjo elektrinių galios kreivių aprašymo tikslumo tyrimas

Vienas galios prognozavimo proceso žingsnių fizikiniame modelyje yra galios kreivės matematinis aprašymas ir taikymas konvertuojant vėjo greitį į galią. Šis procesas svarbus todėl, kad esant netiesiniam priklausomumui tarp vėjo greičio ir galios, siekiama kuo tiksliau aprašyti galios kreivę.



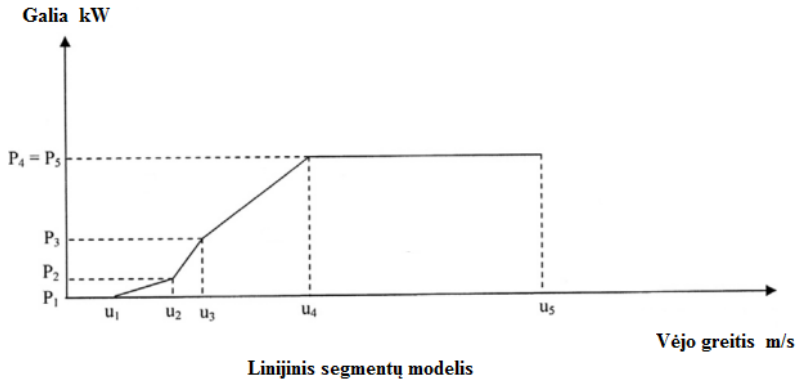
1.17 pav. Vėjo elektrinės galios kreivė (Lydia et al., 2014)

Tipinė VE galios kreivė pateikta 1.17 paveiksle. Jame matyti startinis vėjo elektrinės greitis, kuriam esant pradeda generuoti galia. Taip pat svarbūs rodikliai yra vėjo greitis, kuriam esant generuojama nominali galia, ir vėjo greitis, kuriam esant stabdoma vėjo elektrinė. Aprašant galios kreivę matematiniais metodais, svarbiausia galios kreivės dalis yra tarp startinio vėjo greičio ir greičio, kai pasiekiami nominali VE galia. Tai yra svarbu todėl, jog šiose ribose galia kinta labai staigiai ir net nedidelis galios kreivės aprašymo neatitikimas gali generuoti dideles prognozavimo paklaidas (Kwon, 2010; Olaofe et al., 2013). Tuo tarpu pasiekus 14 m/s (nagrinėjamu atveju) vėjo greitį yra generuojama nominali elektrinės galia, ir didėjant vėjo greičiui ji nekinta, todėl rašant vėjo greičio konversijos į galią programą užtenka algoritmo $P_{\text{Nominal}} = \text{kai } v > 14 \text{ m/s}$. Vėjo elektrinių galios kreivių aprašymo metodai gali būti klasifikuojami į dvi pagrindines klases – parametrinius ir neparimetrinius (Trivellato et al., 2012). Parametriniai metodai vadovaujami matematinė lygčių sprendimu, o neparimetriniai metodai – skaičiavimu, kai duomenų pasiskirstymas nėra aprašomas parametru skirstiniu (parametrais), pvz., vidurkis, variacijos ir kt. Neparimetrinių metodų priklausomumas pateikiamas (1.3) formule (Lydia et al., 2014):

$$P = f(u); \tag{1.3}$$

čia P – galia kW; u – vėjo greitis m/s.

Parametriniai metodai yra tikslesni, todėl dažniau taikomi siekiant aprašyti vėjo elektrinių galios kreives. Populiariausi galios kreivių aprašymo modeliai yra linijinis segmentinis modelis (angl. *linearized segmented model*), polinominė autoregresinė funkcija, kubinė funkcija (angl. *cubic power curve*), eksponentinė funkcija, dinaminė galios kreivės funkcija (angl. *dynamical power curve*), tikimybinis modelis, hiperbolinė tangentinė funkcija ir kitos funkcijos (Carrillo et al., 2013; Lydia et al., 2015; Pelletier et al., 2016b). Paprasčiausia linijinė funkcija, aprašanti galios kreives, pateikta 1.18 paveiksle, kuriame matoma faktinė elektrinės kreivė negali būti aprašoma tiksliai.



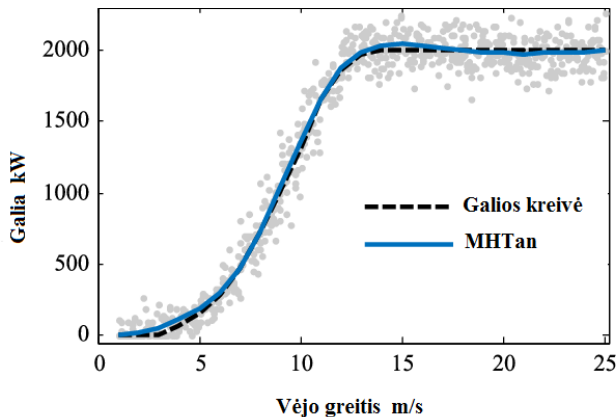
1.18 pav. Linijinio segmentinio modelio taikymas galios kreivės aprašymui

Matematinė šio modelio išraiška pateikta (1.4) formule (Carrillo et al., 2013):

$$P = mu + c; \tag{1.4}$$

čia P – galia kW; u – vėjo greitis m/s; m – segmento kampas laipsniais; c – konstanta.

Skirtingos parametrinės funkcijos skirtingai aprašo galios kreives (1.19 pav.), todėl reikia išsamiau nagrinėti jų tinkamumą skirtingais atvejais.



1.19 pav. Vėjo elektrinės galios kreivės matematinis aprašymas, taikant modifikuoto hiperbolinio tangento (MHTan) metodą (Taslimi-Renani et al., 2016)

Apibendrinant šį skyrelį galima teigti, jog siekiant sumažinti galios prognozavimo paklaidas, yra svarbu parinkti tinkamas funkcijas, skirtas vėjo elektrinių galios kreivių matematiniam aprašymui. Todėl buvo atliktas skirtingų metodų tikslumo vertinimas, o tyrimo rezultatai pateikiami 3.1 skyriuje.

1.4.4. Vėjo elektrinių galios prognozavimas statistiniais modeliais

Duomenų sekos modeliai

Modeliai, skirti itin trumpalaikiai vėjo elektrinių galios prognozei, vadinami duomenų sekos modeliais. Tokio tipo modeliai skirti elektrinėms ir elektros tinklui valdyti. Jiems nereikia SOP duomenų, tačiau reikalingi faktiniai vėjo greičio bei galios duomenys. Populiariausi duomenų sekos modeliai yra tokie, kai VE galia prognozuojama tiesinės autoregresijos metodu. Tačiau tokie modeliai tinkamai neįvertina besikeičiančių meteorologinių sąlygų, todėl buvo tobulinami. Pasiūlytas Kalmano filtro (Poncela et al., 2013) tiesinis prognozavimo metodas, taip pat Box-Jenkins metodas, kuris vadovaujasi slenkančių paskutinių verčių vidurkiu (Yuan et al., 2015). Tantaraeanu ištyrė, jog integruotas autoregresinis slenkančio vidurkio metodas, prognozuojant galią iki 10 valandų, generuoja mažesnes nei 30 % paklaidas (Chen et al., 2014). Vėliau buvo pasiūlyti Fuzzy (neraiškiosios logikos) metodai bei autoregresiniai su integruotu slenkančiu vidurkiu (angl. *autoregression integrated moving average method*) metodai (Osório et al., 2015). Išsamesnė informacija apie šių metodų veikimą pateikiama kitame skyrelyje.

Autoregresinis (AR (p)) metodas

Šis prognozavimo metodas vadovaujasi istoriniais prognozavimo duomenimis bei prognozavimo paklaida. Taikant šį prognozavimo metodą, vėjo greitis vertinamas pagal anksčiau gautus duomenis ir vėjo prognozės paklaidą tarp faktinių ir prognozuotų duomenų. Kitaip tariant, vėjo greitis prognozuojamas pagal vieną parametą (vieną duomenų eilutę), įvertinant anksčiau buvusias prognozės paklaidas (Liu et al., 2010b):

$$x_t = \sum_{i=1}^p \varphi_i x_{t-i} + \varepsilon_t; \quad (1.5)$$

čia x_{t-i} – istoriniai faktiniai generuotos galios duomenys (kW); x_t – prognozuojama VE galia (kW); ε_t – paklaida (tarp faktinių ir prognozuotų duomenų) (kW); φ_i – autoregresijos parametras.

Autoregresinis slenkančio vidurkio (ARMA (p, q)) metodas

Šis prognozavimo metodas susideda iš autoregresinio įvertinimo (AR (p)) ir slenkančio vidurkio įvertinimo (MA (q))(Liu et al., 2010b).

$$x_t = \mu + \varepsilon_t + \sum_{i=1}^p \beta_i x_{t-i} + \sum_{i=1}^q \theta_i \varepsilon_{t-i}; \quad (1.6)$$

čia x_{t-i} – istoriniai faktiniai generuotos galios duomenys; x_t – prognozuojama VE galia (kW); ε_t , ε_{t-1} – paklaidos (tarp faktinių ir prognozuotų duomenų); $\theta_1, \dots, \theta_q$ – slenkančio vidurkio parametrai; μ – faktinių duomenų vidurkis; β_i – autoregresijos parametras.

Prognozavimo metodas vadovaujasi istorinių vėjo duomenų parametrų ir jų spėjimo paklaidos naudojimu bei slenkančiu istorinių duomenų vidurkiu įvertinant paklaidas. Istoriniai duomenys bei vidurkis, kartu su paklaidomis, įvertinami, ir taip gaunamas tikslesnis vėjo greičio spėjimo rezultatas. JAV mokslininkų atlikti tyrimai rodo, jog ARMA modelio galios prognozavimo efektyvumas priklauso nuo modelio parametrų (įtakos koeficientų), kurie dažnu atveju kiekvienam parkui yra skirtingi (Milligan et al., 2003). Atlikti tyrimai taip pat rodo, jog prognozuojant 1 valandai ARMA metodu gaunami puikūs rezultatai (paklaida <10 %), tačiau esant 10 ir daugiau valandų prognozei, paklaida didėja ir siekia 12–20 % (Lei et al., 2009).

ANN–Fuzzy prognozavimo metodai (neraiškiosios logikos)

Fuzzy (neraiškiosios) logikos taikymas pagrįstas netiesine priklausomybe, vadovaujantis skaitinėmis ir lingvistinėmis (neapibrėžtomis skaičiais) charakteristikomis (mažas, didelis, vidutinis) arba tiesos kintamuoju tarp 0 ir 1 (neraiškioji logika) (Liu et al., 2013; Zhu et al., 2012). Neraiškioji logika aprašo įvykio netikslumą, kurio reikšmė kinta intervale nuo 0 iki 1. Neraiškiosios logikos sistemose skaitiniai įėjimų signalai pirmiausiai turi būti paverčiami atitinkamais neraiškiosios logikos aibių kintamaisiais. Tačiau tikėtumas išreiškia atsitiktinio įvykio pasirodymo netikslumą vadovaujantis dideliu statistinės informacijos kiekiu. Tuo tarpu neraiškioji aibė aprašo netikslumą natūralia kalba (Liu et al., 2013; Pousinho et al., 2011; Zheng et al., 2011). Taigi gauti neraiškioji įėjimai naudojami Fuzzy modelyje, kur atliekami skaičiavimai, ir galiausiai gaunami neraiškioji išėjimo signalai. Neraiškiosios logikos modelyje įvairiems skaičiavimams atlikti naudojami fuzzy taisyklių rinkiniai. Jie daugiausiai kuriami vadovaujantis žmonių žiniomis arba gali būti papildomi naudojant neuroninių tinklų mokymąsi (ANN). Nors kai kuriais atvejais Fuzzy logikos modeliai gali parodyti ir geresnę rezultatą nei dirbtinių neuronų tinklų (ANN) modeliai, tačiau tokios sistemos daugiausiai naudojamos, kai neįmanoma tiksliai prognozuoti VE galią, o nevienareikšmiai duomenys yra tinkami. Vis dėlto vėjo energetikoje tokių modelių taikymas be kitų metodų nėra tinkamas. Dėl šios priežasties yra taikomas ANN–Fuzzy metodas. ANN metodas tiksliau skaičiuoja pirminius neapdorotus duomenis, o neraiškiosios logikos metodas tikslesnis su jau apdorotais duomenimis. Šie abu metodai, apjungti į bendrą modelį, kompensuoja klaidas, taip pagerindami VE galios prognozės tikslumą (De Giorgi et al., 2011a; Tascikaraoglu et al., 2014).

Autoregresinis slenkančio vidurkio su išoriniu įvediniu (ARMAX (p, q, b)) metodas

Šis vėjo prognozės metodas susideda iš trijų statistinio metodo dalių: autoregresijos (AR(p)), slenkančio vidurkio (MA(q)) ir išorinio įvedinio (X(b)). Prognozė vyksta kaip ir ARMA modelyje, tik čia dar įvedama papildoma duomenų eilutė (papildomi parametrai). Paprasčiau tariant, pagal dvi duomenų eilutes ir slenkantį vidurkį, apibendrinant visus duomenis, prognozuojamas vėjo greitis (Liu et al., 2010b):

$$x_t = \varepsilon_t + \sum_{i=1}^p \theta_i x_{t-i} + \sum_{i=1}^q \theta_i \varepsilon_{t-i} + \sum_{i=1}^b n_i d_{t-i}; \quad (1.7)$$

čia x_t – prognozuojama VE galia (kW); x_{t-1} – istoriniai faktiniai duomenys (kW); $\varepsilon_t, \varepsilon_{t-1}$ – paklaidos (tarp realiai gautų ir prognozuotų duomenų); θ_t, φ – slenkančio vidurkio ir autoregresijos skirstinio parametrai; n_1, \dots, n_d – išorinio įvedinio parametrai, d_t – išorinis įvedinys.

Autoregresinis integruoto slenkančio vidurkio (ARMA (p, q)) metodas

Šis metodas labai panašus į ARMA metodą ir susideda iš šių dalių: autoregresinio (AR), integravimo (I), slenkančiųjų vidurkių (MA). Pagrindinė metodo idėja yra tai, jog prognozės sudaromos panaudojant nagrinėjamo reiškinio pradinių duomenų ir modelio paklaidų pokyčių ypatumus, o nestacionari laiko eilutė turi būti transformuojama į stacionarią (Liu et al., 2010b):

$$\Delta y_t = y_t - y_{t-1}; \quad (1.8)$$

čia y_t – vėjo greičio reikšmė laiko momentu t ; y_{t-1} vėjo greičio reikšmė laiko momentu $t-1$.

Jei pirmos eilės skirtumai taip pat nestacionarūs, taikomas antros eilės integravimas (ir t. t.):

$$\Delta \Delta y_t = \Delta y_t - \Delta y_{t-1} = (y_t - y_{t-1}) - (y_{t-1} - y_{t-2}) = y_t - 2y_{t-1} + y_{t-2}; \quad (1.9)$$

Galima naudoti ir logaritmų skirtumines transformacijas:

$$\Delta \log(y_t) = \log(y_t) - \log(y_{t-1}); \quad (1.10)$$

Paprastiau tariant, naudojant istorinius duomenis yra patikslinamas (integruojamas) vidurkis. Patikslinimas atliekamas iš vidurkio pokyčio atimant istorinių duomenų pokytį (iš vidurkio atimant pirmos eilės duomenis ir iš pirmos eilės duomenų atimant antros eilės duomenis). Taip pat vidurkio pokytį galima gauti logaritmuojant (Liu et al., 2010b):

$$\left(1 - \sum_{i=1}^p \phi_i L^i\right) Y_t = \left(1 + \sum_{i=1}^q \theta_i L^i\right) \varepsilon_t; \quad (1.11)$$

čia $\theta_1, \dots, \theta_q$ – skirstinio parametrai; $\varepsilon_t, \varepsilon_{t-1}$ – paklaidos (tarp realiai gautų ir prognozuotų duomenų).

Box–Jenkins buvo pasiūlyta patobulinta ARIMA prognozavimo funkcija, kur yra įtraukiamas papildomas prognozavimo parametras S (sezoniškumas), leidžiantis išsamiau prognozuoti VE galią (Wang et al., 2015). Apibendrinant tradicines tiesines AR, MA, ARMA, ARMAX, ARIMA duomenų sekos prognozavimo funkcijas, galima teigti, jog prognozavimo kokybė priklauso nuo metoduose pasirinktų parametrų. Tokio tipo funkcijos skirtos trumpoms ar labai trumpoms VE galios prognozėms arba tokių prognozių duomenys naudojami kaip šaltinis ilgesnio laiko prognozei (Jung et al., 2014).

Vektorinis metodas

Vektorinis metodas (angl. *support vector machine* (SVM)) vadovaujasi algoritmu, kurio pagrindinė funkcija – prognozuoti ateities skaitmenines oro sąlygas (vėjo greitį) skirtingu dažniu (Hu et al., 2013). Modelis pasižymi gebėjimu adaptuotis bei struktūriniu rizikos minimizavimo principu, kitaip tariant metodas parenka

kompromisą tarp modelio kompleksiško ir galimybės mokytis. Taikant netiesinę regresijos funkciją bei atsižvelgiant į kitus parametrus, prognozuojamas vėjo greitis (Hu et al., 2013).

Gauso metodas

Gauso metodas vadovaujasi vėjo greičio prognozavimu aukštesniuose ir žemesniuose sluoksniuose, o vėliau jų vidurkiu. Metodas pagrįstas lygčių su keliais nežinomaisiais sprendimu. Pažymėtina, kad toks metodas derinamas su daugeliu kitų metodų, pvz., ARIMA (Foley et al., 2012).

Kalman filtravimas

Kaip minėta, vėjo elektrinių galios prognozavimo tikslumas priklauso nuo skaitmeninių orų prognozių tikslumo. Šiam tikslumui padidinti bei pašalinti sisteminės klaidas naudojamas Kalman filtras (angl. *Kalman filtering*) (Sánchez, 2006). Šis filtras vadovaujasi algoritmais, kurių veikimo principas paremtas optimalių vėjo greičio duomenų nustatymu, atsižvelgiant į istorinius duomenis bei į vėjo greičio kitimo tendencijas (Cassola et al., 2012). Vertinama, jog toks filtras yra efektyviausias naudojant fizikinius modelius (Chen et al., 2014; Jung et al., 2014).

Patobulintas duomenų sekos modelis

Prognozuojant vėjo elektrinių galią, svarbu vertinti paskutinių verčių vidurkį, koreliacinę ryšį tarp šių duomenų bei paskutinę faktinę vertę (Nielsen et al., 1998). Atsižvelgiant į šiuos rodiklius, Nielsen ir kiti pasiūlė naują metodą, kuris skirtas trumpalaikiai vėjo elektrinių galiai ar vėjo greičiui prognozuoti (Farajzadeh et al., 2017):

$$p(t) = a(n) \cdot p(t-n) + (1-a(n)) \cdot \mu; \quad (1.12)$$

čia $a(n)$ – autokoreliacija tarp n kintamųjų; $p(t-n)$ – faktinė galia kW; μ – faktinės galios vidurkis per žingsnius n kW.

Šio galios prognozavimo modelio panaudojimas nėra plačiai aprašomas literatūroje, todėl jo tinkamumas galiai prognozuoti išsamiai išnagrinėtas ir pateiktas 3.4.1 skyriuje.

Duomenų sekos modelių apibendrinimas

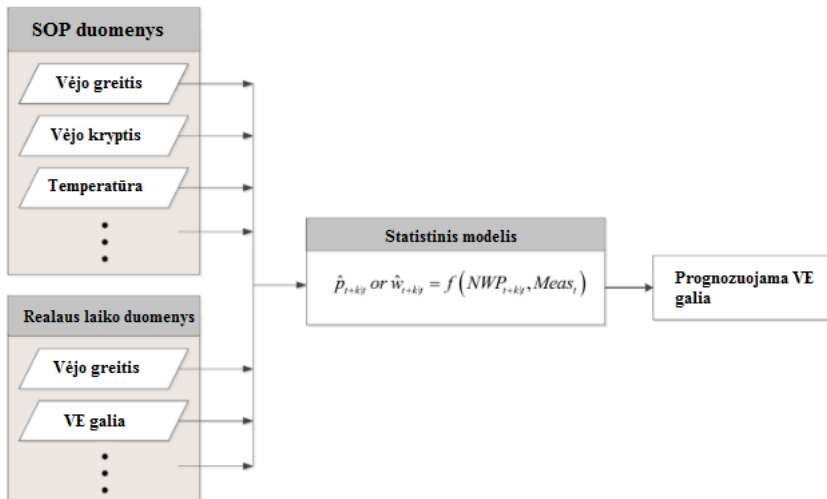
Standartiniai statistiniai vėjo energetikos prognozavimo modeliai yra efektyvūs trumpoms vėjo greičio bei galios prognozėms. Tačiau ilgesniam prognozės laikui taikant statistinius metodus didėja prognozavimo paklaida – kitaip tariant, kuo ilgesnis prognozavimo laikas, tuo didesnė prognozavimo paklaida.

Apibendrinant galima teigti, jog populiariausi standartinių statistinių duomenų sekos prognozavimo modelių tipai yra autoregresiniai slenkančio vidurkio (ARMA), autoregresiniai integruoto slenkančio vidurkio ARIMA, ARIMAX (Jung et al., 2014; Lei et al., 2009).

Statistiniai SOP prognozavimo modeliai

Statistiniai SOP vėjo elektrinių galios prognozavimo modeliai vadovaujasi statistiniais ir matematiniais metodais, atsižvelgiant į faktinius galios generacijos

duomenis, algoritmus ir SOP duomenis (Lei et al., 2009). Statistiniai prognozavimo modeliai vadovaujami realaus laiko duomenimis, patikslinant juos matematiniais metodais – paprastai tariant, vėjo prognozavimas modelyje vyksta kaip uždavinio (lygčių) sprendimas, pritaikant statistinius metodus ir panaudojant atitinkamus parametrus bei svertinius koeficientus (1.20 pav.) (Sánchez, 2006). Tokio tipo modeliai prognozuoja vėjo elektrinių galią kelioms sekundėms, minutėms ar valandoms į priekį. Kitaip nei fizikinis, statistinis modelis reikalauja faktinių prognozavimo duomenų (Jung et al., 2014). Vienas pagrindinių skirtumų tarp statistinių ir fizikinių modelių yra tai, kad fizikiniai modeliai daugiausiai skirti ilgalaikėms prognozėms (daugiau nei 12 ar 24 valandos), o statistiniai modeliai dažniausiai skirti itin trumpalaikėms ir trumpalaikėms prognozėms. Kitas skirtumas yra tai, kad fizikiniams prognozės modeliams reikia didelio meteorologinių duomenų kiekio, tuo tarpu statistiniuose metoduose duomenų poreikis minimalus, tačiau statistiniuose modeliuose reikalingi skirtingo periodo faktiniai vėjo greičio ir elektrinių galios duomenys (Khosravi et al., 2014; Wu et al., 2014). Todėl daugeliu atvejų naujai pastatytame vėjo elektrinių parke negali būti naudojamas statistinis vėjo elektrinių galios prognozavimo modelis (Kusiak et al., 2013; Zheng et al., 2011). Statistiniai metodai dar gali būti skirstomi į standartinius tiesinius, dirbtinių neuronų tinklų bei kitus.

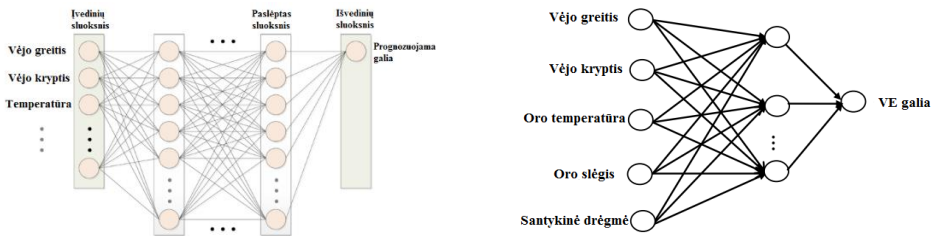


1.20 pav. Principinė statistinio prognozavimo modelio schema (Colak et al., 2012)

Dirbtinių neuronų tinklų prognozavimo modeliai

Pastaruosius 15 metų daugiausiai dėmesio skiriama tokiems galios prognozavimo modeliams, kaip dirbtiniai neuronų tinklai (angl. *artificial neurons networks* – ANN), fuzzy logikos metodai, vektoriniai ir hibridiniai modeliai (Lei et al., 2009). Prognozavimo modeliai dirbtiniais neuronų tinklais (ANN) – tai sistema, kuri adaptuojasi pagal esamus parametrus, o vėliau prognozuoja vėjo greitį, taip pagerinant prognozių tikslumą. Tokie prognozavimo modeliai turi netiesinę priklausomybę tarp įvedinių ir išvedinių (Kusiak et al., 2011, 2013).

ANN modelių prognozavimo principas yra tai, jog prognozuojami SOP duomenys (šiuo atveju vėjo greitis) ir meteorologiniai kintamieji transformuojami į vėjo galios duomenis modelyje, kuriame duomenys dar koreguojami pagal istorinius duomenis (įtraukus svertinius koeficientus) bei jų paklaidas, siekiant išsiaiškinti įvedinių ir išvedinių netiesinę priklausomybę, todėl šis procesas vadinamas kaip „gebantis mokytis“. Visi šie procesai vyksta vidiniuose, esančiuose tarp įvedinių ir išvedinių, sluoksniuose (1.21 pav.) (Jung et al., 2014). Tokio tipo modeliai dažniausiai skirti trumpalaikėms vėjo elektrinių galios prognozėms.



1.21 pav. Dirbtinių neuronų tinklų prognozavimo modelis (ANN) (Alessandrini et al., 2015)

Pirmas žingsnis kuriant ANN modelius – nustatyti neuronų tinklų struktūrą, kuri galima iš dviejų pagrindinių variantų: „pirmyn“ (angl. *feed-forward*) topologija, kurioje duomenų srautai eina viena kryptimi iš įvedinių į išvedinius, antrasis tipas – grįžtamojo ryšio topologija, kur duomenų srautai gali judėti iš įvedinių į išvedinius ir atgal. Antrasis modelio kūrimo žingsnis – parinkti tinkamą algoritmą ir tinkamą atsaką. Tai galima pasiekti trimis metodais: pasirinkti prisitaikantį algoritmą pagal faktinius duomenis, realaus laiko duomenis, perskaičiuotais meteorologiniais parametrais, atsižvelgiant į aplinkos sąlygas (Carolin Mabel et al., 2008; Han et al., 2011; Zurek et al., 2008). Nepaisant to, jog ANN metodai plačiai tyrinėjami ir plėtojami, jie turi trūkumų. Vienas pagrindinių – reikalingas modelio adaptacijos laikas (apsimokymas). Šiam trūkumui spręsti Huang ir kiti mokslininkai (Huang et al., 2006; Vishwakarma, 2011) pasiūlė algoritmus, kurie padeda modeliui greičiau prisitaikyti prie parametrų, taip sumažinant VE galios prognozavimo paklaidą. Toks prognozės modelis vadinamas greitai besimokančiu modeliu (angl. *extreme learning machine* (ELM)). Modelyje veikia „pirmyn“ (angl. *feed-forward*) topologija (Huang et al., 2006; Mohammadi et al., 2015).

Hibridiniai vėjo elektrinių galios prognozės modeliai

Dažniausiai naudojami modeliai, apjungiantys įvairius prognozavimo metodus, siekiant gauti kuo tikslesnius VE galios prognozės duomenis (Liu et al., 2010a). Hibridiniai modeliai ypatingi tuo, kad prognozuojant vėjo greitį ar galią skirtingomis technikomis viename modelyje, prognozės metu padarytos klaidos atskirame žingsnyje nėra lemiamos ir neturi stiprios koreliacijos su kitais modelyje esančiais prognozavimo metodais, todėl prognozavimo paklaida yra mažesnė (Hu et al., 2013; Peng et al., 2013).

Vertinama, jog vėjo elektrinių galios prognozė yra tiksliausia naudojant hibridinius prognozavimo modelius. Lange ir kt. mokslininkų duomenimis, Vokietijoje tokių hibridinių modelių prognozavimo paklaida (RMSE) kinta nuo 4,2

iki 5 % , o kai kuriais atvejais sumažinama net iki 2 % (Yuan et al., 2015; Lange et al., 2006). Kuriant hibridinius modelius galima daugybė įvairių funkcijų derinių variantų. Dažnai viena hibridinių modelių sudėtinų dalių yra autoregresinis (tiesinis) prognozavimo metodas bei netiesinis statistinis modelis. Jei modelis nepakankamai tiksliai veikia vietovėje, kur prognozuojamas vėjo greitis ir galia, yra pasirenkamas vienas tiksliausias sudėtinio modelio prognozės metodas (1.4 lentelė) (Chen et al., 2014).

1.4 lentelė. VE galios prognozavimo modelių palyginamoji analizė (Tascikaraoglu et al., 2014)

Vėjo greičio/ galios prognozavimo modelių pavadinimas	Privalumai	Trūkumai
SOP modeliai	Tinkami ilgesniam prognozavimo periodui	Nėra tinkami trumpalaikėms prognozėms, reikalauja didelių kompiuterinių išteklių ir laiko skaičiavimams
Duomenų sekos modeliai	Lengvai taikomi, galima naudoti pasikliautinus intervalus, tinkami duomenų patikslinimui	Reikalingi istoriniai duomenys, tinkami trumpalaikėi prognozei, tiesiškai prognozuoja galią
SVM modeliai	Įgyjamos žinios modeliui kalibruojantis, lengvai pritaikomi realaus laiko duomenims	Reikalinga modelio adaptacijos procedūra bei didelis duomenų kiekis
Neraiškiosios logikos modeliai	Tinkami sistemose, kur nereikia itin tikslų duomenų	Ilga proceso trukmė
Bajeso tinklo modeliai	Tinkamas naudoti esant mažiems duomenų kiekiams, tinkamas esant įvairiems įvedinių duomenims	Reikia santykinai daugiau pastangų, priklauso nuo vartotojo ekspertinių žinių

Mokslininkai, tyrinėdami panašius hibridinius modelius (ARIMA–ANN, ARIMA–Kalman) (Liu et al., 2010a), nustatė, kad šie modeliai pakankamai tikslūs prognozuojant vėją ir vėjo elektrinių galią kartu. Vienas iš mokslininkų pateiktų derinių SARIMA ir mažiausių kvadratų vektorinis metodas (angl. *least square support vector machine (LSSVM)*) skirti prognozuoti vidutinę mėnesinį vėjo greitį. Šio modelio veikimui būdinga tai, jog SARIMA metodu gauti duomenys, perduoti LSSVM metodui, apibendrina ir patikslina gautus rezultatus. Atlikti bandymai rodo, jog metodas yra pakankamai paprastas ir efektyvus (Chaves-Ávila et al., 2014; Hu et al., 2013).

1.5. Galios prognozavimo proceso problematika ir modelių apibendrinimas

Per pastaruosius 30 metų mokslininkų atlikti tyrimai daugiausiai telkėsi ties vidutinės trukmės ir ilgalaikė galios prognoze, todėl siekiant gerinti ir tikslinti

skirtingos trukmės prognozę, rekomenduojama derinti ilgalaikius ir trumpalaikius statistinius bei fizikinius prognozavimo modelius. Taip pat pastebimas naujų matematinių metodų poreikis, kuriant meteorologinių parametrų ir vėjo elektrinių galios prognozavimo sistemas (Lei et al., 2009). Siekiant galią prognozuoti kuo tiksliau, labai svarbu atrinkti kiekvieno prognozavimo metodo stipriąsias savybes, nustatant modelio prognozavimo trukmę, pasirinkti tinkamiausius metodus (Tascikaraoglu et al., 2014) – renkantis statistinį–fizikinį ar statistinį–statistinį modelius. Tokio tipo hibridinių modelių patobulinimas leistų sumažinti vėjo elektrinių galios prognozės paklaidas, užtikrinti stabilesnę EES darbą bei pigesnę elektros energijos kainą (Blonbou et al., 2011; De Giorgi et al., 2011a; Wang et al., 2016).

Vėjo elektrinių galios prognozavimo modelių paklaidų susidarymas gali būti nulemtas skirtingų šaltinių, tokių kaip vėjuotumo sąlygos, vietovės topografinės sąlygos, taikomi prognozavimo metodai, skirtingos funkcijos, skirtos elektrinių galios kreivėms matematiškai aprašyti, ar skirtingi laiko periodai, kuriems prognozuojama galia. Todėl įvairūs prognozavimo modeliai, pasižymintys skirtingomis charakteristikomis, geriausiai veikia esant tam tikroms sąlygoms. Dėl šios priežasties modeliai nėra pakankamai tikslūs ir reikia nustatyti tiksliausiai galią prognozuojančias funkcijas ir metodus. Integravus šiuos parametrus ir metodus, būtų galima tiksliau prognozuoti vėjo elektrinių galią (Okumus et al., 2016).

Verta pažymėti, jog labai sunku pasirinkti tinkamiausią prognozės modelį skirtingose vietose, kadangi vienoje vietoje modelis gali veikti tiksliai, kitoje gali būti visiškai netikslus. Dėl šios priežasties būtina atsižvelgti į topografines sąlygas. Palygintas 12 valandų vėjo elektrinių galios prognozės tikslumas skirtingoms teritorijoms rodo, jog gerokai mažesnės paklaidos gaunamos sąlyginai lygaus paviršiaus teritorijose nei kalnuoto reljefo regionuose, bei pastebimas VE galios prognozės paklaidų didėjimas esant aukštiesiems statiniams. Taip pat pastebėta, jog jūrinių vėjo elektrinių galios prognozės paklaida yra šiek tiek didesnė nei lygumų regionų (Jung et al., 2014; Madariaga et al., 2013; Nor et al., 2014). Vertinant prognozavimo tikslumą pagal sezoniškumą, mažesnės prognozavimo paklaidos pastebimos žiemos laikotarpiu negu vasaros. Pagrindinė to priežastis yra neprognozuojamų audrų tikimybė vasarą, kurias sukelia greitai besikeičiantis slėgis (oro masės) dėl skirtingai įkaitusio žemės paviršiaus ir sunkiai prognozuojamų audrų (Zhang et al., 2012). VE galios prognozės tikslumas taip pat priklauso nuo meteorologinių sąlygų. Lyginant prognozės paklaidas su meteorologiniu rizikos indeksu (angl. *meteorological risk index (MRI)*), vertinamas orų stabilumas. VE galios prognozės paklaida didėja tiesine regresija, kai MRI taip pat didėja (MRI didėja, kai orų nestabilumas didėja) (Alhamwi et al., 2015; James, 2016). Taigi galios prognozės tikslumas priklauso ne tik nuo vėjo greičio, bet ir nuo slėgio: kuo žemesnis slėgis, tuo didesnės vėjo elektrinių prognozės paklaidos (Foley et al., 2012; Stathopoulos et al., 2013; Wang et al., 2011a).

1.6. Autoriaus indėlis į nagrinėjamą temą

Atlikus literatūros apžvalgą galima teigti, jog pagrindinė galios prognozavimo problematika yra ne tik dažnai netikslūs skaitmeninių prognozių duomenys, bet ir netinkamas vietovės sąlygų įvertinimas, tiksliausiai VE galios kreives aprašančių funkcijų nustatymas bei tinkamiausių statistinių galios prognozavimo metodų ir jų optimalių parametrų parinkimas. Iki šiol šie veiksniai buvo tyrinėjami nepakankamai išsamiai ir paviršutiniškai, o Lietuvos sąlygomis tokie tyrimai praktiškai nebuvo vykdomi (Okumus et al., 2016; Wang et al., 2016; Zhang et al., 2017).

Siekdamas išspręsti minėtą problematiką, autorius atliko skirtingų veiksnių įtakos bei skirtingų metodų ir funkcijų, skirtų galiai prognozuoti, analizę. Atlikdamas tyrimus, disertantas tiksliai įvertino vietovių paviršiaus šiurkštumo bei reljefo įtaką vėjo greičio pokyčiui ir vėjo elektrinių galios prognozavimo tikslumui, nustatė tiksliausiai vėjo elektrinių galią prognozuojančias autoregresines funkcijas, skirtas trumpalaikėms prognozėms. Rengdamas disertaciją, autorius taip pat ištyrė, kokios duomenų imtys yra tinkamiausios taikant tiesinės regresijos funkcijas, siekiant patikslinti prognozuojamą galią. Tyrimo metu, taikydamas skirtingus metodus bei pataisos koeficientus, autorius nustatė optimalius algoritmus, skirtus trumpalaikiai galios prognozei.

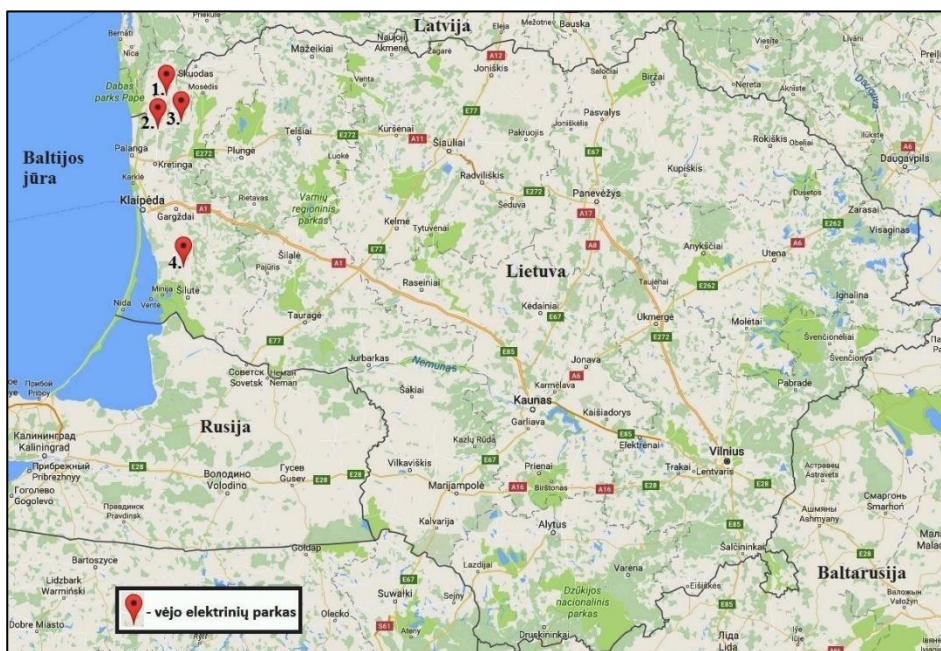
Disertantas ištyrė Benaičių, Čiūtelių, Laukžemės ir Sūdėnų vėjo elektrinių parkų vėjo greičio profilių ypatumus, nustatė tinkamiausius parametrinius metodus, skirtus vėjo elektrinių galios kreivėms matematiškai aprašyti. Nagrinėdamas fizikinius galios prognozavimo metodus, disertantas nustatė vėjo greičio šlyties ir turbulencijos įtaką galios prognozės tikslumui. Atliktais tyrimais nustatė metodus, tiksliausiai įvertinančius Veibulo vėjo greičio tikimybės pasiskirstymo funkcijos parametrus, esant skirtingiems vėjo greičiams.

Atlikęs minėtus darbus, autorius nustatė tiksliausius parametrus, veiksnius, funkcijas ir statistines priemones, kurias apjungęs sukūrė originalų hibridinį vėjo elektrinių galios prognozavimo metodą, pasižymintį kompleksiniu vietovės topografinių ir vėjuotumo sąlygų vertinimu, turintį statistines patikslinimo priemones bei leidžiantį tiksliau prognozuoti vėjo elektrinių generuojamą galią.

2. TYRIMŲ OBJEKTAS IR METODIKA

2.1. Tyrimų objekto charakteristika

Disertaciniame darbe tyrimų objektas yra vėjo elektrinių galios prognozavimo metodai ir prognozavimo paklaidos. Šiems metodams ir prognozavimo paklaidų susidarymui turi įtaką skirtingi veiksniai, o nuo pasirinktų metodų tinkamumo priklauso prognozuojamos vėjo elektrinių galios tikslumas. Siekiant iširti, kokie veiksniai turi įtaką ir kurie metodai yra tinkamiausi vėjo elektrinių galios prognozei, pasirinkti keturi vėjo elektrinių parkai, kuriuose ir buvo atliekami tyrimai. Vėjo elektrinių parkai yra išdėstyti vietovėse, esančiose Vakarų Lietuvoje, Baltijos jūros pakrantės zonoje. Nagrinėjamu atveju pajūrio zona laikomos tos vietovės, kurios yra ne toliau kaip 20 km nuo Baltijos jūros. Trys vėjo elektrinių parkai yra išdėstyti (nr. 1, 2, 3 (2.1 pav.)) Kretingos r. savivaldybėje, Darbėnų seniūnijoje, Pelėkių, Benaičių, Sūdėnų bei Žynelių kaimuose, vienas parkas (nr. 4 (2.1 pav.)) Šilutės rajono savivaldybėje, Saugų seniūnijoje, Čiūtelių kaime.



2.1 pav. Analizuojamų vėjo elektrinių parkų išdėstymo vietos (1 – Sūdėnų VEP, 2 – Benaičių VEP, 3 – Laukžemės VEP, 4 – Čiūtelių VEP)

Pasirinkti vėjo elektrinių parkai Lietuvos vakarinėje dalyje pasižymi skirtingais parametrais, tačiau sudaryti iš to paties modelio vėjo elektrinių atskiruose vėjo elektrinių parkuose (viename VEP vienodos vėjo elektrinės). Skirtinguose tyrinėjamuose VEP elektrinės skiriasi konstrukcinių elementų parametrais, kur elektrinių ašies aukštis kinta nuo 78 iki 108 metrų (2.1 lentelė). Vėjaračio skersmuo Benaičių, Čiūtelių ir Sūdėnų VEP buvo vienodas – 82 metrai, tik Laukžemės VEP – 100 metrų. Įrengtoji vienos elektrinės galia kinta nuo 2 iki 2,75 MW. Vėjo elektrinių

skaičius tyrinėjamuose parkuose gerokai skyrėsi ir buvo nuo 6 iki 17, todėl įrengtoji parkų galia taip pat buvo skirtinga ir kito nuo 14 iki 39,1 MW.

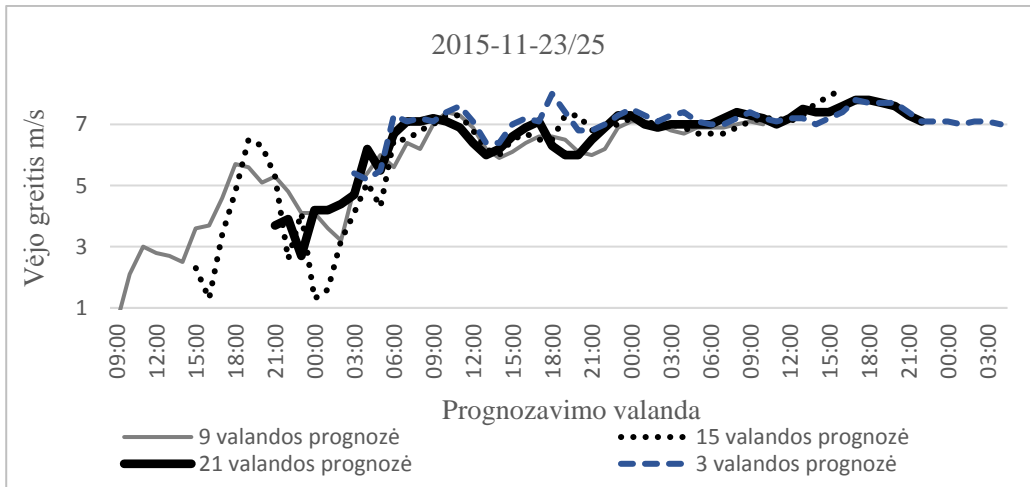
2.1 lentelė. Analizuojamų vėjo elektrinių bei VE parkų charakteristikos

VE parkas	Parko galia (MW)	Elektrinių skaičius parke	Elektrinės pavadinimas	Elektrinės galia (MW)	Elektrinės ašies aukštis (m)	Parko išdėstymo vieta
Benaičių VE parkas	34	17	Enercon E82	2	98	Vakarų Lietuva
Čiūtelių VE parkas	39,1	17	Enercon E82	2,3	108	Vakarų Lietuva
Laukžemės VE parkas	16	6	Vestas V100	2,75	100	Vakarų Lietuva
Sūdėnų VE parkas	14	7	Enercon E82	2	78	Vakarų Lietuva

Vėjo elektrinėse generuojama galia buvo fiksuojama SCADA sistemoje kas 1 valandą ir apvalinama 1 kW tikslumu. Elektrinių galios prognozavimo veiksnių įtakos analizei naudoti 4 mėnesių duomenys (nuo 2015 m. rugsėjo 1 d. iki 2015 m. gruodžio 31 d.).

HIRLAM duomenų naudojimas

Vėjo greičio ir krypties duomenis prognozavo hidrometeorologinis modelis HIRLAM (angl. *high resolution limited area model*), į parinktus taškus – artimiausius vėjo elektrinių parkams. HIRLAM sistema prognozuoja vėjo greitį ir vėjo kryptį 48 valandoms, patikslindama duomenis kas 6 valandas, todėl persidengę duomenys buvo interpoliuojami, ir taip nustatomos meteorologinių parametrų reikšmės. Tipiškas to pavyzdys parodytas 2.2 paveiksle, kur prognozuotas vėjo greitis pateikiamas 2015 m. lapkričio 23–25 d. laikotarpiui.



2.2 pav. HIRLAM modelio prognozuoto vėjo greičio duomenų fragmentas

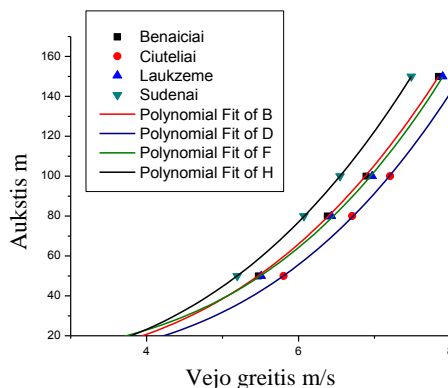
HIRLAM modelis prognozuoja parametrus regionams ar miestams dengiant skirtingo dydžio teritorijas ~4–7 km, į 64 vertikalius lygius. Atliekant šioje disertacijoje pristatytus tyrimus, buvo naudojami vėjo greičio bei vėjo krypties parametrai, gauti iš skirtingų vertikalių – 50, 80, 100 ir 150 metrų aukščio. Prognozuojamo vėjo greičio vertės pateikiamos 0,1 m/s tikslumu (pvz., 4,8 m/s). Tuo tarpu vėjo kryptis pateikiama 360 laipsnių intervale, kur 90⁰ yra rytų kryptis, 180⁰ pietų kryptis, 270⁰ vakarų kryptis, 360⁰ šiaurės kryptis. Vertės pateikiamos 0,1⁰ tikslumu.

Meteorologijos stočių duomenų naudojimas

Atliekant galios prognozavimo metodų tyrimus taip pat buvo taikomi vėjo greičio tikimybių pasiskirstymo aprašymo metodai, kur buvo naudoti vėjo greičio ir vėjo krypties duomenys, gauti iš meteorologijos stočių. Vadovaujantis literatūra vertinama, kad vėjo energetikoje maži vėjo greičiai laikomi < 4 m/s, o dideli > 4m/s (Yan et al., 2015; Yu et al., 2011; Olaofe, 2014). Todėl pasirinktos 2 skirtingas vėjuotumo sąlygas atspindinčios meteorologijos stotys. Varėnos meteorologijos stotyje (koordinatės 54.25°Š 24.55°R) fiksuotas mažiausias vidutinis metinis vėjo greitis Lietuvoje ($v_{vid} - 2,05$ m/s – 2014 m.). Tuo tarpu didžiausias vėjo greitis Lietuvoje fiksuotas Nidos meteorologijos stotyje, tačiau šiame mieste ir jo apylinkėse vėjo elektrinių statyba yra uždrausta, todėl buvo pasirinkta kita vietovė, kur vyravo didžiausias vėjo greitis, išskyrus Nidą. Ši vietovė yra Laukuvoje ($v_{vid} - 4,11$ m/s – 2014 m.), meteorologijos stoties koordinatės 55.61°Š 22.24°R. Duomenys fiksuoti 10 m aukštyje 2014 m. laikotarpiu, pateikti 0,1 m/s ir 0,1⁰ tikslumu.

Vėjo greičių profilių palyginimas

Siekiant tiksliai išnagrinėti VE prognozavimo neatitiktis skirtinguose vėjo elektrinių parkuose, svarbu įvertinti esamas vėjuotumo sąlygas. Esant skirtingoms vėjuotumo sąlygoms, būtų nekorektiška lyginti VE prognozuojamos galios neatitiktis, kadangi rezultatai galėtų būti įtakoti pašalinių veiksnių. Dėl šios priežasties, prieš atliekant tyrimą buvo palyginti nagrinėjamų VEP teritorijose esantys vėjo greičio profiliai, apskaičiuoti iš vėjo greičio duomenų skirtinguose aukščiuose per nagrinėjamą 4 mėnesių laikotarpį (2.3 pav.).



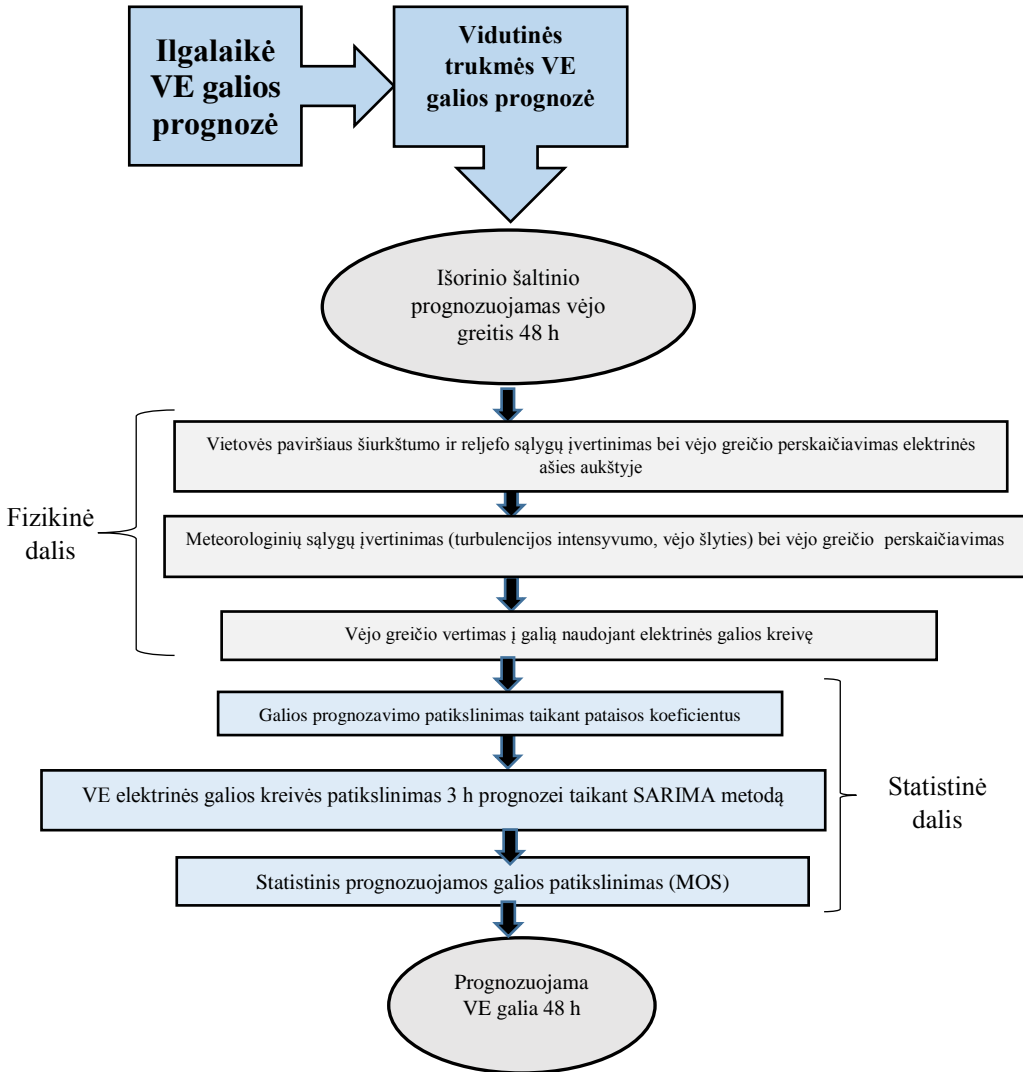
2.3 pav. Vėjo greičio profiliai analizuojamuose vėjo elektrinių parkuose

2.3 paveiksle galima matyti, kad vėjo greičio profilių kreivių formos panašios, visuose VEP vyrauja eksponentinis vėjo greičio kitimas, todėl duomenys tinka tolesnei analizei.

2.2. Duomenų analizės metodai

Vėjo energetinių išteklių vertinimo ir prognozavimo metodikos schema

Atliekant numatytus tyrimus sukurta hibridinė vėjo greičio ir vėjo elektrinių galios prognozavimo metodika (2.4 pav.), sudaryta iš ilgalaikių vėjo energetinių išteklių vertinimo bei vidutinės trukmės VE galios prognozės.



2.4 pav. Vėjo greičio ir vėjo elektrinių galios prognozavimo metodikos schema

Atlikus ilgalaikės ir vidutinės trukmės galios prognozavimo procesui įtakos turinčių veiksnių tyrimus, išanalizuoti ir nustatyti veiksniai bei tinkamiausi metodai įtraukti į sukurtą prognozavimo metodiką. Metodai, kurie buvo integruoti į prognozavimo metodiką, bei galios prognozavimo paklaidų vertinimo formulės pateiktos kituose skyriuose.

Taikant pasiūlytą prognozavimo modelį, pirmiausiai yra vertinami ilgalaikiai vėjo energetiniai išteklių. Šis vertinimas atliekamas taikant Veibulo funkciją ir nustatant šios funkcijos optimalius parametrus. Vidutinės trukmės galios prognozei naudojami skaitmeninės orų prognozės sistemos duomenys (vėjo greitis ir kryptis) atitinkamuose aukščiuose. Įvertinus vėjuotumą ir topografines sąlygas, duomenys perskaičiuojami į vėjo elektrinės ašies aukštį. Perskaičiuotas vėjo greitis konvertuojamas į vėjo elektrinės galią, taikant tinkamiausią nustatytą funkciją. Paskutiniuose etapuose (statistinė modelio dalis) taikomi adaptuoti vietos sąlygomis bei leidžiantys sumažinti galios prognozavimo paklaidas statistiniai metodai.

Ilgalaikis vėjo energetinių išteklių vertinimas

Vienas metodų atlikti ilgalaikę VE galios prognozę yra vėjo greičio pasiskirstymo aprašymas bei energetinių išteklių įvertinimas taikant Veibulo (angl. *Weibull*) funkciją. Šios funkcijos parametrai gali būti aprašomi taikant skirtingus skaičiavimo metodus. Šie metodai tinka esant skirtingoms vėjuotumo sąlygoms. Todėl labai svarbu iširti skirtingų metodų aprašymo tikslumą, kad prognozuojant VE galią būtų naudojami tiksliausiai vėjo greičio pasiskirstymą aprašantys būdai ir taip sumažinamos prognozės paklaidos. Bendra vėjo elektrinių prognozuojama galia išreiškiama (2.1) lygtimi:

$$P = E \cdot A \cdot C_p; \quad (2.1)$$

čia E – apskaičiuota energija (W/m^2); A – elektrinės vėjaračio plotas (m^2); C_p – energijos panaudojimo koeficientas.

Naudojant vėjo greičio duomenis, vėjo greitis atitinkamuose laiko intervaluose gali būti apibendrinamas Veibulo funkcija ((2.2) lygtis), vėliau apskaičiuojama energija (W/m^2), pagal kurią prognozuojama vėjo elektrinės ar viso vėjo elektrinių parko galia (Wais, 2017):

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k \right]; \quad (2.2)$$

čia c – Veibulo skirstinio skalės parametras; k – Veibulo skirstinio formos parametras; v – vėjo greitis (m/s).

Taikant Reilėjaus (angl. *Rayleigh*) metodą laikoma, kad k koeficientas yra pastovus – 2. Kitiems metodams parametrus k ir c reikia apskaičiuoti pagal atitinkamas lygtis. Taikant didžiausios tikimybės metodą MLM (angl. *maximum likelihood method*), Veibulo parametrai apskaičiuojami (2.3) ir (2.4) lygtimis (Wais, 2017):

$$k = \left(\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}{n} \right)^{-1}; \quad (2.3)$$

$$c = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right)^{\frac{1}{k}}; \quad (2.4)$$

čia v_i – vėjo greitis (m/s); $k = 2$.

Taikant modifikuotą didžiausios tikimybės metodą MLM_{mod} (angl. Modified maximum likelihood method) c ir k parametrus apskaičiuoti yra taikomos (2.5) ir (2.6) lygtys (Wais, 2017):

$$k = \left(\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln(v_i) f(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k f(v_i)} - \frac{\sum_i \ln(v_i) f(v_i)}{f(v \geq 0)} \right)^{-1}; \quad (2.5)$$

$$c = \left(\frac{1}{f(v \geq 0)} \sum_{i=1}^n v_i^k f(v_i) \right)^{1/k}; \quad (2.6)$$

čia v_i – vidutinė greičio vertė intervale; n – intervalų skaičius; $f(v_i)$ – vidutinio greičio tikimybė; $f(v \geq 0)$ tikimybė, kad vėjo greitis lygus 0 arba didesnis už 0.

Programinės įrangos pakete WASP 9 (angl. *wind atlas analysis and application program*) naudojami Veibulo parametrai apskaičiuojami pagal (2.7) ir (2.8) formules (Wais, 2017):

$$c = \left[\frac{\sum_{i=1}^n v_i^3}{n \Gamma\left(\frac{3}{k} + 1\right)} \right]^{1/3}; \quad (2.7)$$

$$\left(\frac{v_m}{\left[\frac{\sum_{i=1}^n v_i^3}{n \Gamma\left(\frac{3}{k} + 1\right)} \right]^{1/3}} \right)^k = -\ln(X); \quad (2.8)$$

čia x – apskaičiuota vertė; Γ – gama funkcija.

2.2.1. Topografinių sąlygų ir vėjuotumo charakteristikų įtakos vertinimas

Paviršiaus sąlygų vertinimas naudojant WASP programinę įrangą

Vėjo energetiniai ištekliai gauti iš Lietuvos hidrometeorologijos tarnybos (LHMT) naudojamo HIRLAM modelio, taškuose, artimiausiuose vėjo elektrinių parkams bei esančiuose skirtingame aukštyje (50, 80, 100, 150 m).

Dažnu atveju aukštis, kuriame prognozuojamas vėjo greitis, nesutampa su vėjo elektrinės ašies aukščiu. Dėl šios priežasties svarbu prognozuojamą vėjo greitį atitinkamame aukštyje perskaičiuoti į elektrinės ašies aukštį, o siekiant tai padaryti, reikia įvertinti reljefo ir paviršiaus šiurkštumo sąlygas. Šiuo tikslu buvo naudojamas WASP 9 programinis paketas.

Atliekant paviršiaus šiurkštumo sąlygų tyrimą, kliūčių šiurkštumo ilgiai buvo vertinami teritoriją suskirstant į 12 krypties sektorių po 30^0 (iš viso 360^0). Vertinant paviršiaus šiurkštumą, vadovautasi vėjo šlyties procesu, kai dėl nelygaus paviršiaus vėjas stabdomas ir formuojasi turbulentiniai srautai. Bendras sutrikdytas vėjo greičio srautas aprašomas šia formule (Kim et al., 2017):

$$u(z) = \begin{cases} \frac{u_{*1}}{k} \ln\left(\frac{z}{z_{01}}\right) \\ u'' + (u' - u'') \frac{\ln\left(\frac{z}{c_2 h}\right)}{\ln\left(\frac{c_1}{c_2}\right)}; \\ \frac{u_{*1}}{k} \ln\left(\frac{z}{z_{02}}\right) \end{cases} \quad (2.9)$$

$$z \geq c_1 h$$

$$c_2 h \leq z \leq c_1 h;$$

$$z \leq c_2 h$$

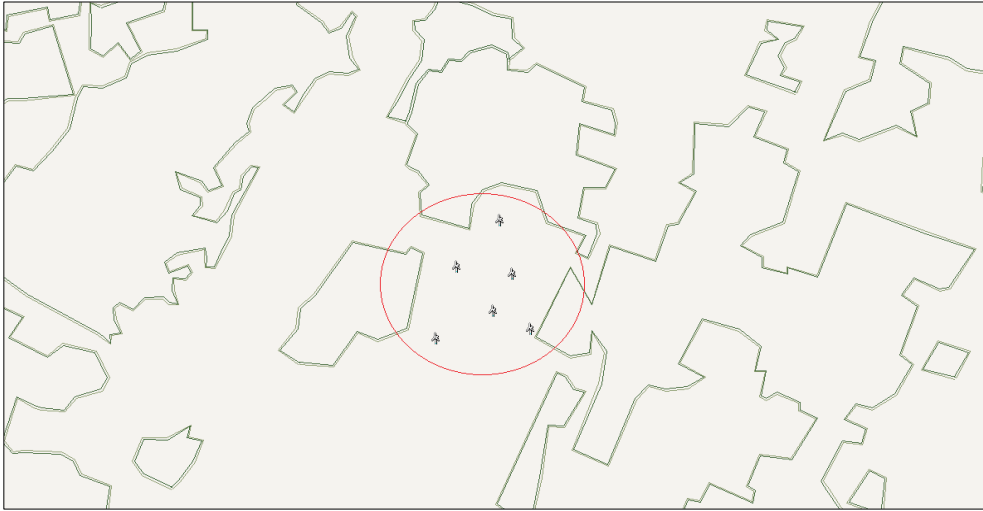
čia $u' = (u_{*1} / k) \ln(c_1 h / z_{01})$ – vėjo greitis ties viršutine sluoksnio riba; $u'' = (u_{*2} / k) \ln(c_2 h / z_{02})$ – kai vėjo greitis ties apatine sluoksnio riba; $c_1 = 0,3$; $c_2 = 0,09$.

Paviršiaus šiurkštumo ilgio modeliavimas atliktas dviejuose – Sūdėnų ir Laukžemės vėjo elektrinių parkuose todėl, kad visi 4 nagrinėjami VEP buvo vakarinėje Lietuvos dalyje, kur vyravo panašios topografinės sąlygos (2.5 pav.).



2.5 pav. Topografinės sąlygos nagrinėjamų VEP teritorijose

Atliekant paviršiaus šiurkštumo modeliavimą buvo taikomos literatūros apžvalgos skyriuje 1.1 lentelėje pateiktos paviršiaus šiurkštumo ilgio reikšmės. Tačiau, vertinant miškų šiurkštumo ilgį, teritorijos buvo vertinamos ne tik su standartiniais, bet ir su skirtingais miškų šiurkštumo ilgio rodikliais (0,2 ir 0,5), atspindinčiais skirtingą medžių aukštį (2.6 pav.). Pagrindinės priežastys buvo tos, jog VEP išdėstyti pajūrio zonoje, kur vyrauja skurdesni dirvožemiai nei kitose Lietuvos dalyse, o tai lemia skurdesnius ir žemesnius medžius (Grigaliunas et al., 2005). Kita priežastis – vizualiai pastebėta, jog medžiai yra mažesni nei kituose Lietuvos regionuose. Be to, galios prognozavimo duomenys buvo nagrinėti rudens ir žiemos laikotarpiu, kai medžiai yra numetę lapus, o tai taip pat galėtų lemti sumažėjusį šiurkštumo koeficientą.



2.6 pav. Sūdėnų VEP vietovės paviršiaus šiurkštumo modeliavimo pavyzdys

Kadangi natūralioje aplinkoje paviršiaus šiurkštumas dažnai kinta, reikia kiekvieną kartą perskaičiuoti vėjo greitį. Tačiau atliktuose tyrimuose, dėl gausaus duomenų kiekio, 12 krypties sektorių šiurkštumo ilgio rodikliai buvo suskirstyti į 4 pagrindines pasaulio kryptis – šiaurės, rytų, pietų bei vakarų.

Vėjo perskaičiavimas į elektrinės ašies aukštį

Siekiant perskaičiuoti vėjo greitį į atitinkamą elektrinės aukštį, taikytas logaritminis dėsnis (Landberg, 2001):

$$u_{VE} = u_{HIRLAM} \frac{\ln \frac{z_{VE}}{z_0}}{\ln \frac{z_{HIRLAM}}{z_0}} ; \quad (2.10)$$

čia u_{HIRLAM} – hidrometeorologinio modelio prognozuotas vėjo greitis (m/s); z_{VE} – elektrinės ašies aukštis (m); z_{HIRLAM} – aukštis, į kurį prognozuotas vėjo greitis hidrometeorologiniu modeliu (m); z_0 – šiurkštumo ilgis (m).

Vėjo greičiui perskaičiuoti taip pat buvo naudotas eksponentinis metodas, pateikiamas šioje formulėje (Landberg, 2001):

$$u_{VE} = u_{HIRLAM} \left(\frac{z_{VE}}{z_{HIRLAM}} \right)^\alpha; \quad (2.11)$$

čia u_{HIRLAM} – hidrometeorologinio modelio prognozuotas vėjo greitis (m/s); z_{VE} – elektrinės ašies aukštis (m); z_{HIRLAM} – aukštis, į kurį prognozuotas vėjo greitis hidrometeorologiniu modeliu (m); α – šiurkštumo koeficientas.

Reljefo įtakos vertinimas

Tiriant topografinių sąlygų įtaką vėjo greičio pokyčiui svarbu nagrinėti, kaip vėjo greičio srautą veikia vietovės reljefas. Esant lygiai vietai, vėjo greitis mažai kinta, tačiau vėjo srautui tekant į kalną susidaro didesnis oro slėgis, todėl kalno viršūnėje vėjo greitis tampa didžiausias, o vėliau, slenkant žemyn, mažėja. Šis vėjo greičio padidėjimas ir sumažėjimas buvo matematiškai aprašytas Jackson ir Hunt ir pateikiamas tokiomis lygtimis (Landberg, 2001):

$$\begin{aligned} U_0 \frac{\partial u}{\partial x} + V_0 \frac{\partial u}{\partial y} &= -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + K \frac{\partial^2 u}{\partial z^2}, \\ U_0 \frac{\partial v}{\partial x} + V_0 \frac{\partial v}{\partial y} &= -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} + K \frac{\partial^2 v}{\partial z^2}, \\ U_0 \frac{\partial w}{\partial x} + V_0 \frac{\partial w}{\partial y} &= -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} + K \frac{\partial^2 w}{\partial z^2}; \end{aligned} \quad (2.12)$$

čia U_0 ir V_0 – nesutrikdyto x ir y komponentės; $K = u_* \kappa z$.

Vėjo greičio šlyties vertinimas

Skirtingais vėjuotumo laikotarpiais bei esant skirtingam aukščiui virš žemės paviršiaus, skiriasi vėjo greitis. Šis vėjo greičio pokyčių skirtumas vadinamas vėjo šlyties koeficientu ir aprašomas (2.13) formule (Pelletier et al., 2016a):

$$\alpha = \frac{\ln(V_2/V_1)}{\ln(h_2/h_1)}; \quad (2.13)$$

čia V_2 ir V_1 – vėjo greitis (m/s) viršutiniame ir apatiniame sluoksnyje; h_2 ir h_1 – viršutinio ir apatinio vertinamo vėjo greičio sluoksnio aukštis (m).

Vėjo greičio turbulencijos intensyvumo vertinimas

Vėjo greitis yra nestacionarus procesas, susidedantis iš dviejų pagrindinių komponentų – vidutinio vėjo greičio ir turbulencijos. Turbulencija aprašoma kaip vėjo greičio kitimas fiksuotame taške ir yra vertinama turbulencijos intensyvumu (TI) bei turbulencijos ilgiu (L_T), kurie pateikiami atitinkamai (2.14) ir (2.15) formulėmis (Giebel, 2016):

$$TI = \frac{\delta_u}{\bar{v}} \cdot 100 \%; \quad (2.14)$$

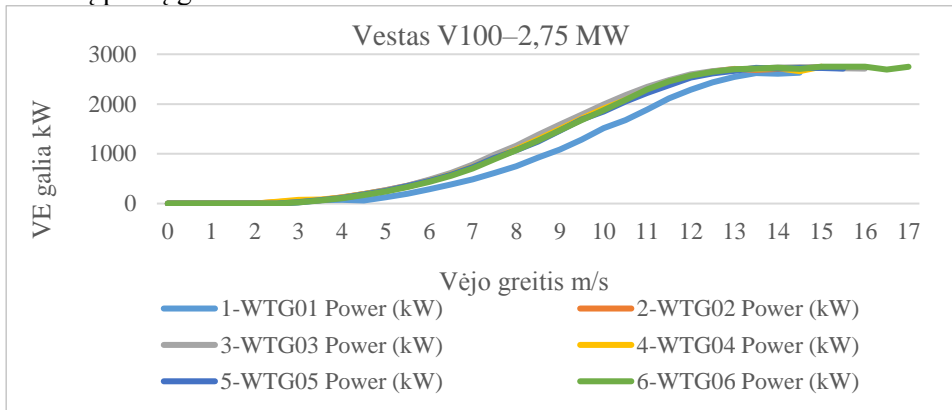
čia δ_u – vėjo greičio standartinis nuokrypis (m/s); \bar{v} – vidutinis vėjo greitis (m/s).

$$L_T(z) = 300 \left(\frac{z}{200} \right)^{0,67+0,05\ln(z_0)}; \quad (2.15)$$

čia z_0 – paviršiaus šiurkštumo ilgis (m).

2.2.2. VE galios kreivių matematinio aprašymo tyrimo metodai

Prognozuojant vėjo elektrinių galią, vienas VE galios prognozavimo proceso žingsnių yra prognozuoto vėjo greičio konversija į elektrinės galią. Vėjo elektrinių galios kreivės rodo tiesioginį VE generuojamos galios ir vėjo greičio, esančio VE ašies aukštyje, ryšį, todėl svarbu nustatyti tinkamiausius galios kreives aprašančius metodus. Taip pat svarbu paminėti, kad vėjo elektrinių galios prognozavimo modeliuose galios kreivės turi būti aprašomos matematiniais metodais, kad būtų galima greitį matematiškai konvertuoti į VE galią. Nors vėjo elektrinių parkuose esančios elektrinės dažniausiai yra vienodos galios, tačiau galios kreivės skiriasi. 2.7 paveiksle pavaizduotos Laužemės VEP esančių elektrinių galios kreivės. Iš rezultatų aiškėja, kad kreivės skiriasi nežymiai, todėl dažnu atveju naudojama bendra vėjo elektrinių parkų galios kreivė.



2.7 pav. Vėjo elektrinių galios kreivės Laužemės VE parke

VE galios kreivės nustatomos elektrinių gamyklose arba surinkus atitinkamą vėjo greičio ir galios generacijos duomenų kiekį. Tačiau prognozuojant elektrinių galią, kai kuriuose modeliuose taikomos galios kreivės, kur x ašyje naudojamas prognozuotas vėjo greitis, o y ašyje – reali elektrinės ar VEP galia atitinkamu momentu (Croonenbroeck et al., 2015b). Tačiau, atlikus tolesnius tyrimus ir naudojant galios kreives su apdorotais duomenimis nustatyta, jog VE galia tiksliau prognozuojama aprašant gautas lauko sąlygomis arba VE gamyklose nustatytas galios kreives, lyginant jas su kreivėmis, gautomis naudojant prognozuotą vėjo greitį ir faktinę elektrinių galią atitinkamu laiko momentu.

Siekiant matematiškai tiksliai aprašyti VE galios kreives, yra taikomi įvairūs metodai, tačiau populiariausi parametriniai metodai pateikiami (2.16)–(2.19) lygtimis. Polinominės regresijos funkcija išreikšta tokia formule:

$$p(v) = a_0 + a_1v + a_2v^2 + \dots + a_nv^n; \quad (2.16)$$

čia p – generuojama galia (kW); v – vėjo greitis (m/s); n – polinomo eilė; a_i – įvertinti polinominės funkcijos parametrai ($a_i \in \mathbf{R}, i = 0, 1, \dots, n$).

Skirtingų parametrinių funkcijų išraiška, naudota siekiant palyginti galios kreivės aprašymo tikslumą, pateikiama (2.17) ir (2.18) funkcijose (Lydia et al., 2014):

$$p(v) = p_{\max} \left(1 - e^{-\left(\frac{v}{\beta}\right)^\alpha} \right), \quad \alpha, \beta > 0; \quad (2.17)$$

$$p(v) = p_{\max} \left(1 + \left(\frac{\beta}{v}\right)^\alpha \right)^{-k}, \quad \alpha, \beta, k > 0; \quad (2.18)$$

čia p_{\max} – maksimaliai generuojama elektrinės galia (kW); e – eksponentinė funkcija; α, β, k – parametrinėje funkcijoje įvertinti koeficientai.

Vėjo elektrinės generuojamai galiai įvertinti ir modelio tikslumui patikrinti taikyta modifikuoto hiperbolinio tangento (MHTan) funkcija, pateikta (2.19) lygtimi (Lydia et al., 2014):

$$p(v) = \frac{a_1 e^{a_2 v} - a_3 e^{-a_4 v}}{a_5 e^{a_6 v} + a_7 e^{-a_8 v}} + a_9; \quad (2.19)$$

čia a_i – įvertinti MHTan funkcijos parametrai ($i = 1, 2, \dots, 9$).

2.2.3. VE galios prognozė taikant statistinius metodus

VE galios prognozės itin trumpalaikiam periodui metodai

Siekiant užtikrinti elektros tinklo patikimumą, svarbu realiuoju laiku tiksliai prognozuoti vėjo elektrinių galią. Literatūros apžvalgoje minėta, jog šiuo tikslu taikoma daugelis metodų, tačiau siekiant pagerinti galios prognozavimo tikslumą, reikia juos tobulinti. Vienas naujausių pasiūlytų metodų – patobulintas duomenų sekos modelis (angl. *new reference model*) (Giebel, 2011). Taikant šį metodą prognozuojama elektrinės galia vienai valandai (arba vienam žingsniui) ((2.20) formulė):

$$p(t) = a(n) \cdot p(t-n) + (1-a(n)) \cdot \mu; \quad (2.20)$$

čia $a(n)$ – autokoreliacija tarp n kintamųjų; $p(t-n)$ – faktinė galia (kW); μ – faktinės galios vidurkis (kW) per žingsnius n .

VE galios prognozavimo trumpalaikiam ir vidutinės trukmės periodui metodai

Prognozuojant vėjo elektrinės galią trumpalaikiam ir vidutinės trukmės laikotarpiui, dažniausiai taikomi autoregresiniai metodai. Šių metodų veikimo principas vadovaujasi laiko eilutės duomenų analize pagal (2.21) lygtį (Lei et al., 2009):

$$Z_t = \alpha + \phi_1 z_{t-1} + \varepsilon_t; \quad (2.21)$$

čia Z_{t-1} – laiko eilutės reikšmės laiko momentais $t_1, t_{t-1}, \dots, t_{t-p}$; α – laisvasis narys; $\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_p$ – koeficientai, apskaičiuojami mažiausiųjų kvadratų (regresijos) metodu; ε_t – nekoreliuota atsitiktinė dedamoji (paklaida) su nuliniu vidurkiu.

Kaip matyti iš (2.21) lygties, autoregresiniai metodai nagrinėja tiesinius ryšius tarp gretimų laiko eilutės narių. Tačiau prognozuojant vėjo elektrinių galią, taikant paprasčiausią regresinę analizę, prognozavimo paklaidos yra didesnės nei taikant netiesinius metodus.

Siekiant prognozuoti vėjo elektrinių galią, dažnu atveju taikomas patobulintas metodas – autoregresinis su slenkančiu vidurkiu ARMA (angl. *autoregressive mean average model*), aprašomas (2.22) lygtimi:

$$x_t = \varphi_1 x_{t-1} + \varphi_2 x_{t-2} + \dots + \varphi_p x_{t-p} + \varepsilon_t + \theta_1 \varepsilon_{t-1} + \dots + \theta_q \varepsilon_{t-q}; \quad (2.22)$$

čia φ_i – i -osios eilės autoregresijos parametras; θ_j – j -osios eilės slenkančio vidurkio parametras; ε_t – paklaida per laiką t ; y_t – stebėtas parametras (vėjo greitis arba galia) laiko momentu t . Autoregresinis su integruotu slenkančiu vidurkiu prognozavimo metodas vadinamas ARIMA (angl. *autoregressive integrated mean average model*) ir aprašomas (2.23) lygtimi:

$$y_t = \alpha + \phi_i Y_{t-1} + \dots + \phi_p Y_{t-p} + \dots + \theta_i \varepsilon_{t-1} + \dots + \theta_q \varepsilon_{t-q} + \varepsilon_t; \quad (2.23)$$

čia α – konstanta; ϕ_i – i -osios eilės autoregresijos parametras; θ_j – j -osios eilės slenkančio vidurkio parametras; ε_t – paklaida (kW) per laiką t ; y_t – stebėtas parametras (galia kW) laiko momentu t .

Siekiant minimizuoti VE galios prognozavimo paklaidas, taip pat yra taikomas patobulintas ARIMA metodas, kuris nagrinėjamo reiškinio laiko eilutės duomenų ir modelio paklaidų pokyčių ypatumus įvertina su sezoniškumu (angl. *seasonality*) veiksniais ir vadinamas SARIMA. Šis procesas aprašomas (2.24) lygtimi:

$$X_t = ARIMA(p, d, q) \cdot (P, D, Q) s; \quad (2.24)$$

čia p, d, q – įvertinti autoregresijos ir slenkančio vidurkio parametrai, neatsižvelgiant į sezoniškumą; P, D, Q – įvertinti autoregresijos ir slenkančio vidurkio parametrai, atsižvelgiant į sezoniškumą; s – sezoniškumo pasikartojimo skaičius per periodą.

Pastarieji metodai dažniausiai taikomi trumpalaikiai VE galios prognozei. Prognozuojant VE galią trumpalaikiam laikotarpiui, tačiau esant skirtingiems vėjo greičiams, šių metodų tikslumas skiriasi. Todėl reikia atlikti tyrimus, leisiančius nustatyti šių metodų galios prognozavimo tikslumą, esant skirtingoms vėjuotumo sąlygoms.

Statistinis VE prognozuojamos galios patikslinimas

Siekiant kiek įmanoma tiksliau prognozuoti vėjo elektrinių generuojamą galią, svarbu vadovautis prognozuotais ir faktiniais vėjo elektrinių generuotos galios duomenimis. Turint šiuos duomenis ir siekiant sumažinti prognozavimo paklaidas, taikomas tiesinės regresijos metodas (angl. *model output statistics*) ir nustatomas statistinis ryšys tarp prognozuotų ir faktinių vėjo elektrinės (VEP) generuojamos galios duomenų. Šis ryšys aprašomas tokia formule:

$$P_{MOS} = a \cdot P + b; \quad (2.25)$$

čia P – prognozuota elektrinės galia (kW); a ir b – statistiniai parametrai.

Siekiant nustatyti prognozuotos ir faktinės generuotos VE galios priklausomumą, tyrime taikytas koreliacijos koeficientas, kuris apskaičiuojamas pagal formulę:

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}; \quad (2.26)$$

čia x – faktinė generuota galia (kW); y – prognozuota galia (kW).

Norint nustatyti ryšį tarp prognozuotų ir faktinių VE galios prognozavimo reikšmių, taip pat buvo vertinamas determinacijos koeficientas. Kitaip tariant, buvo lyginami skirtumai tarp prognozuotos ir faktinės VE generuotos galios ((2.27) formulė):

$$R = r^2_{xy}; \quad (2.27)$$

čia r – koreliacijos koeficientas.

VE energijos panaudojimo koeficientas apskaičiuotas pagal formulę:

$$C_p = \frac{P_{fakt} * t}{P_{nominal} * t} \cdot 100 \%; \quad (2.28)$$

čia P_{fakt} – elektrinės generuota galia (kW); $P_{nominal}$ – nominali elektrinės galia; t – laikas (h).

2.2.4. Prognozuojamos VE galios tikslumo vertinimo metodai

Atliekant meteorologinių bei topografinių sąlygų tyrimus ir tyrinėjant metodus, kurie leidžia tiksliau prognozuoti vėjo elektrinių galią, svarbu nustatyti prognozavimo paklaidas. Šiuo tikslu buvo skaičiuojama vidutinė absoliučioji paklaida (angl. *mean absolute error* – MAE), pateikiama formulėje:

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|p_i(P) - \hat{p}_i(P)|}{p_i(P)}; \quad (2.29)$$

čia p_i – faktinė elektrinės galia kW; \hat{p}_i – prognozuota elektrinės galia kW.

Siekiant vėjo elektrinių parkų prognozavimo paklaidas palyginti su kitų autorių gautais rezultatais, buvo vertinama vidutinė absoliučioji procentinė paklaida (angl. *mean absolute percentage error* – MAPE), kuri pateikiama (2.30) formulėje:

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|p_i(P) - \hat{p}_i(P)|}{p_i(P)} \cdot 100 \%; \quad (2.30)$$

čia p_i – faktinė elektrinės galia kW; \hat{p}_i – prognozuota elektrinės galia kW.

Tyrinėjant VE galios prognozavimo paklaidas vėjo elektrinių parkuose, kuriuose yra instaliuota skirtinga galia, reikia vertinti paklaidas pagal VEP instaliuotąją galią. Todėl esant mažesnei instaliuotajai parko galiai, prognozavimo neatitiktis gali būti mažesnė, dėl VEP esančio mažesnio elektrinių skaičiaus. Dėl šios priežasties, siekiant objektyviai palyginti galios prognozavimo netikslumus, buvo

naudojama normalinė vidutinė absoliučioji procentinė paklaida, pateikta (2.31) formule:

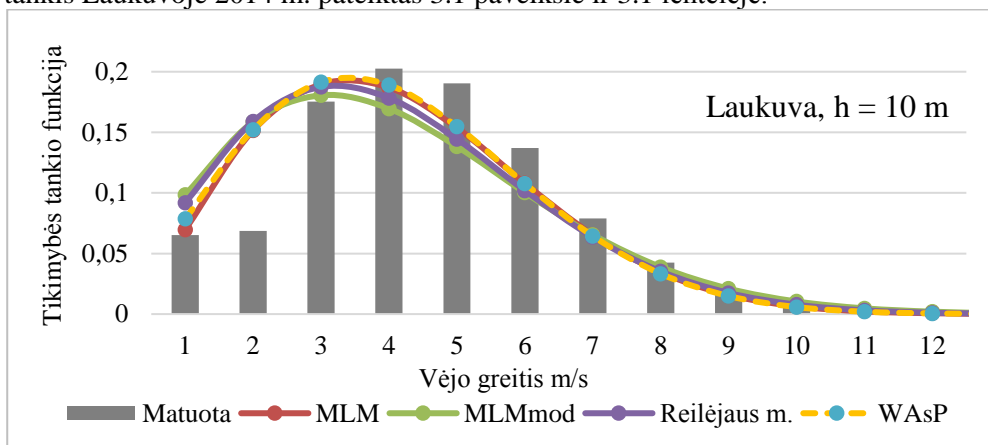
$$n \text{MAPE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|p_i(P) - \hat{p}_i(P)|}{p(NP)} \cdot 100\% ; \quad (2.31)$$

čia p_i – faktinė elektrinės galia kW; \hat{p}_i – prognozuota elektrinės galia kW; $p(NP)$ – instaliuota elektrinės galia kW.

3. REZULTATAI IR JŲ ANALIZĖ

3.1. Ilgalaikis vėjo energetinių išteklių prognozavimas

Vėjo energetinių išteklių prognozavimas skirtas dviem pagrindiniams tikslams – vėjo energetikos plėtrai planuoti ir EES tinklui valdyti. Vėjo elektrinių plėtrai planuoti reikia ilgalaikio energetinių išteklių vertinimo, apibendrinant vėjo parametrus skirtingais statistiniais metodais. Ilgalaikiam vėjo greičio paskirstymui tinkamiausias yra Veibulo metodas, todėl siekiant palyginti skirtingus Veibulo funkcijos parametrus aprašančius metodus, buvo naudojami vėjo greičio duomenys, gauti iš meteorologijos stočių (Laukuvos ir Varėnos). Vėjo greičio pasiskirstymo tankis Laukuvoje 2014 m. pateiktas 3.1 paveiksle ir 3.1 lentelėje.



3.1 pav. Skirtingų metodų palyginimas, vertinant Veibulo parametrus ir išmatuotą vėjo greitį Laukuvos meteorologijos stotyje 2014 metais ($V_i > 0$)

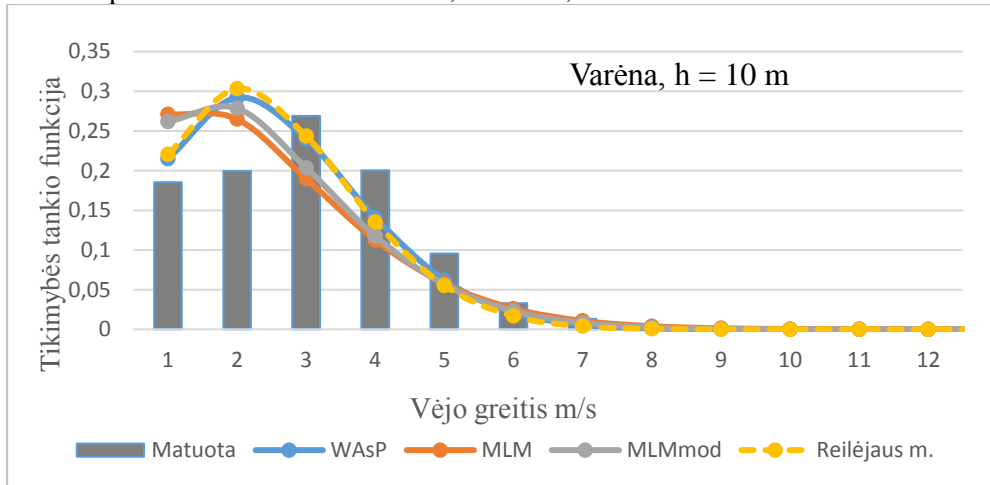
Vakariniėje Lietuvos dalyje esančioje Laukuvoje vyrauja stipresni (> 4 m/s) vėjai nei pietinėje Lietuvos dalyje. Šiuo atveju Veibulo funkcijos parametrai tiksliausiai buvo aprašyti WAsP metodu, o didžiausios paklaidos gautos taikant MLM_{mod} metodą, MAPE siekė atitinkamai 1,49 % ir 9,68 %. Tuo tarpu taikant MLM ir Reilėjaus metodus, MAPE siekė atitinkamai 2,12 % ir 2,3 %.

3.1. lentelė. Apskaičiuoti Veibulo skirstinio parametrai pagal skirtingus metodus 10 m aukštyje 2014 m. Laukuvoje

Metodas	k	c m/s	P W/m ²	R ²	RMSE m/s	X ²	MAPE %
MLM	2,122	4,62	77,48	0,874	0,0221	0,00072	2,12
MLM _{mod}	1,926	4,6	83,21	0,812	0,027	0,00104	9,68
Reilėjaus m.	2	4,57	77,67	0,829	0,0257	0,00095	2,3
WAsP	2,14	4,6	77	0,893	0,0224	0,0005	1,49

$P_{eksper} = 75,87$ W/m² (įvertinta eksperimentiškai).

Eksperimentiškai įvertintas galios tankis Laukuvoje siekė $75,85 \text{ W/m}^2$, o skaičiuojant Veibulo parametrus artimiausias gautas rezultatas – 77 W/m^2 . Tai rodo, kad galios tankio pasiskirstymas aprašomas gana tiksliai. Šiuos metodus pritaikius mažų vėjo greičių teritorijai – pietinėje Lietuvos dalyje esančiai Varėnai, matyti, kad čia tiksliausiai vėjo galios tankio pasiskirstymą aprašo Reilėjaus parametrai (MAPE 2,38 %) (3.2 pav.). Didžiausios paklaidos (12,60 %) gautos nustatant Veibulo parametrus didžiausios tikimybės metodu (MLM), o taikant WAsP ir MLM_{mod} metodus paklaidos buvo atitinkamai 4,23 % ir 5,82 %.



3.2 pav. Skirtingų metodų palyginimas, vertinant Veibulo parametrus ir išmatuotą vėjo greitį Varėnos meteorologijos stotyje 2014 metais ($V_i > 0$)

Eksperimentiškai įvertintas galios tankis Varėnoje siekė $18,90 \text{ W/m}^2$ ir pateiktas 3.2 lentelėje.

3.2 lentelė. Apskaičiuoti Veibulo skirstinio parametrai pagal skirtingus metodus 10 m aukštyje 2014 metais Varėnoje

Metodas	k	c m/s	P W/m^2	R ²	RMSE m/s	X ²	MAPE %
MLM	1,575	2,67	21,29	0,815	0,0368	0,00135	12,60
MLM_{mod}	1,689	2,70	19,70	0,831	0,0352	0,00124	4,23
Reilėjaus m.	2,000	2,83	18,45	0,872	0,0305	0,00940	2,38
WAsP	1,96	2,9	20,00	0,897	0,0275	0,00076	5,82

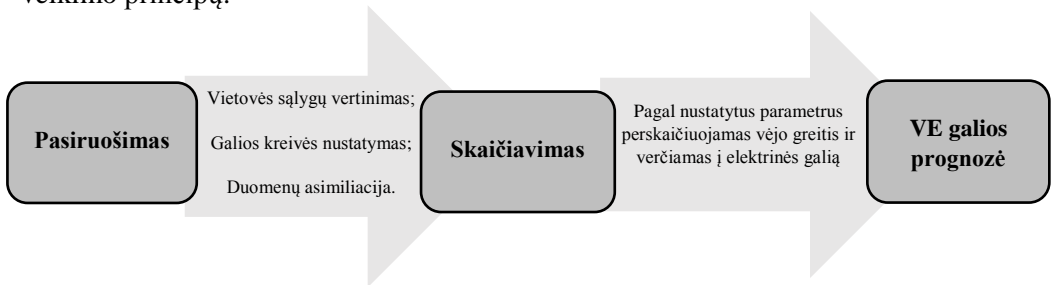
$P_{\text{eksper}} = 18,90 \text{ W/m}^2$ (įvertinta eksperimentiškai).

Apibendrinant galima teigti, jog prognozuojant vėjo elektrinių galią, skirtingiems vėjo greičiams turėtų būti taikomi skirtingi Veibulo parametrų aprašymo metodai. Tuo atveju, kai vidutinis vėjo greitis yra 4 m/s ir daugiau (Laukuva), tiksliausiai galios tankio pasiskirstymą aprašo WAsP metodas. Vėjo greičiui esant mažiau nei 4 m/s (Varėna), minėtas metodas nėra tinkamiausias, šiuo atveju tiksliausiai galios tankio pasiskirstymą aprašo Reilėjaus funkcija. Dėl šių priežasčių labai svarbu konkrečiu nagrinėjamu atveju įvertinti vidutinį vėjo greitį bei galios tankį

ir pasirinkti tinkamiausią nustatytą metodą. Tik tokiu atveju vėjo energetiniai ištekliai bus įvertinti kiek įmanoma tiksliai.

3.2. Topografinių sąlygų įtakos galios prognozės tikslumui tyrimas

Dauguma vėjo elektrinių galios prognozavimo modelių, kaip pirminį duomenų šaltinį, naudoja duomenis, gautus iš skaitmeninių orų prognozių sistemų (SOP). Principinė fizikinių VE galios prognozavimo modelių schema pateikiama 3.3 paveiksle. Svarbu paminėti, kad kiekviename fizikiniame modelyje yra taikomi skirtingi vėjo greičio korekcijos ir konversijos į galią metodai, tačiau esama bendrų veikimo principų.



3.3 pav. Vėjo elektrinių galios prognozavimo modelio principinė schema

Visų pirma yra įvertinama teritorija aplink vėjo elektrinę ar elektrinių parką, atsižvelgiant į topografines sąlygas, tokias kaip paviršiaus šiurkštumas, kliūtys bei reljefas. Tačiau, kai kuriais atvejais prognozuotas vėjo greitis tiesiogiai verčiamas į vėjo elektrinių galią. 3.3 lentelėje pateiktos vėjo elektrinių galios prognozavimo paklaidos skirtinguose vėjo elektrinių parkuose, prognozuojant vėjo greitį į skirtingą aukštį.

3.3 lentelė. Vėjo elektrinių galios prognozavimo paklaidos neperskaičiuojant vėjo greičio į VE ašies aukštį

Vėjo elektrinių parkas	Galios prognozavimo paklaida (%)				Vidurkis
	50 m	80 m	100 m	150 m	
Benaičių	16,5	11,8	10,7	14,0	13,27
Čiūtelių	17,5	13,1	11,5	11,2	13,33
Laukžemės	13,8	10,5	10,2	14,5	12,25
Sūdėnų	12,4	9,4	9,2	13,5	11,13
Vidurkis	15,1	11,2	10,4	13,3	12,49

Iš anksčiau pateiktų rezultatų galima teigti, jog mažiausios galios prognozavimo paklaidos buvo, kai vėjo greitis prognozuotas į artimiausią vėjo elektrinės ašies aukštį, t. y. 100 m aukštį, Benaičių, Čiūtelių ir Laukžemės vėjo elektrinių parkuose. Tačiau, nors Sūdėnų vėjo elektrinių parke vėjo elektrinių aukštis yra 78 m, bet tiksliausiai galia buvo prognozuojama, kai vėjo greičio prognozavimo aukštis siekė 100 m, o ne 80 m, o prognozavimo paklaidos buvo atitinkamai 9,4 % ir 9,2 %. Dėl šios priežasties reikia tyrimų, leisiančių įvertinti vietos sąlygas ir nustatyti, į kurį aukštį

prognozuojamas ir perskaičiuotas vėjo greitis leistų maksimaliai sumažinti prognozavimo paklaidas.

Paviršiaus šiurkštumo modeliavimas

Kaip minėta 2.2.1 skyrelyje, perskaičiuojant vėjo greitį į atitinkamą elektrinės aukštį, svarbu įvertinti vietovės paviršiaus šiurkštumą. Vietovės paviršiaus šiurkštumas gali būti vertinamas taikant pastovų visos teritorijos šiurkštumo koeficientą, arba jį vertinant pagal vėjo krypties sektorius. Statant vėjo elektrines jūroje, kai šiurkštumo koeficientas vienodas visomis kryptimis, pakanka bendro rodiklio, tačiau statant elektrines sausumoje, svarbu analizuoti šiurkštumą visomis kryptimis.

Atliekant analizę buvo tiriama, ar mažesnis miškų šiurkštumo ilgis (modeliuojant bendrą paviršiaus šiurkštumą) turi įtakos tikslesniems galios prognozavimo rezultatams. Normalinės vidutinės absoliučiosios procentinės paklaidos (nMAPE), gautos naudojant standartinius šiurkštumo koeficientus, pateikiamos 3.4 lentelėje. Prognozavimo paklaidos buvo vertinamos apskaičiavus bendrą šiurkštumo koeficientą visomis kryptimis, taip pat skirtingus pagal kryptį koeficientus. Pirmiausiai buvo naudojamas miškų šiurkštumo ilgio rodiklis 0,4. Gauti rezultatai rodo, jog tiek Sūdėnų, tiek Laukžemės vėjo elektrinių parkuose nMAPE buvo mažesnės ten, kur naudotas skirtingas įvairioms kryptims šiurkštumo ilgis. Tiriant prognozavimo paklaidas įvertinus paviršiaus šiurkštumą skirtingomis kryptimis, didžiausios paklaidos buvo prognozuojant VEP galią esant vakarų kryptčiai, Laukžemės VEP vidutinė nMAPE siekė 13,87 %, o Sūdėnų VEP – 10,53 %.

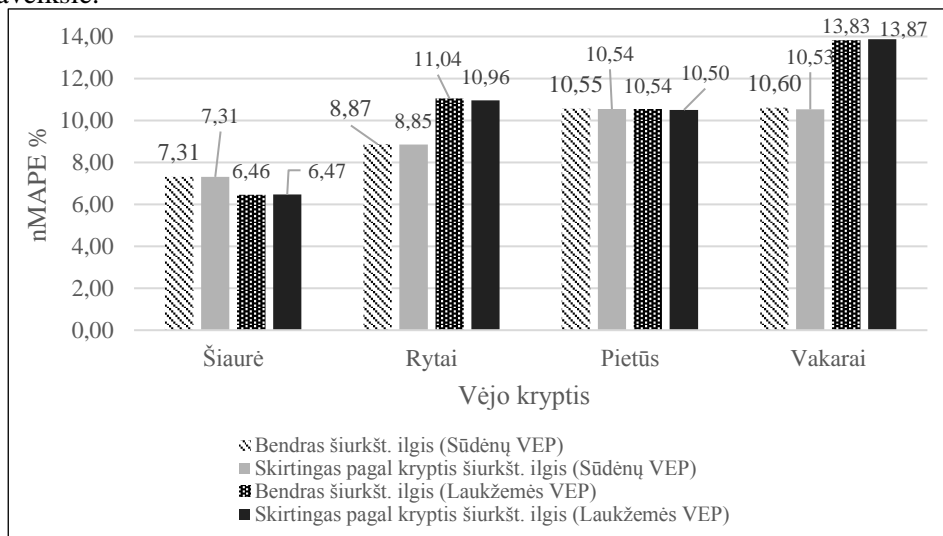
3.4 lentelė. Galios prognozavimo paklaidos, naudojant bendrą ir skirtingus pagal kryptį paviršiaus šiurkštumo ilgio rodiklius Sūdėnų ir Laukžemės VEP

Medžių š. i. 0,4	Šiaurės k.		Rytų k.		Pietų k.		Vakarų k.	
	nMAPE %	MAE kW	nMAPE %	MAE kW	nMAPE %	MAE kW	nMAPE %	MAE kW
Sūdėnų VEP								
Bendras šiurkštumo ilgis	0,067		0,067		0,067		0,067	
50 m	7,24	1013	10,42	1458	12,82	1794	10,34	1447
100 m	6,73	943	7,57	1059	9,39	1315	9,84	1378
150 m	7,96	1114	8,62	1207	9,45	1323	11,63	1628
Skirtingas pagal kryptis šiurkštumo ilgis	0,068		0,092		0,079		0,029	
50 m	7,24	1013	10,36	1450	12,76	1786	10,44	1462
100 m	6,73	943	7,58	1061	9,41	1317	9,51	1332
150 m	7,96	1114	8,62	1207	9,45	1323	11,63	1628

Medžių š. i. 0,4	Šiaurės k.		Rytų k.		Pietų k.		Vakarų k.	
	nMAPE %	MAE kW	nMAPE %	MAE kW	nMAPE %	MAE kW	nMAPE %	MAE kW
Laukžemės VEP								
Bendras šiurkštumo ilgis	0,072		0,072		0,072		0,072	
50 m	7,19	1187	13,58	2240	10,73	1771	12,62	2082
80 m	5,98	986	10,59	1747	9,05	1494	12,88	2126
150 m	6,21	1025	8,95	1477	11,83	1952	15,99	2638
Skirtingas pagal kryptis šiurkštumo ilgis	0,067		0,100		0,083		0,039	
50 m	7,20	1188	13,45	2220	10,67	1761	12,58	2075
80 m	5,98	987	10,55	1741	9,04	1492	12,83	2117
150 m	6,22	1026	8,89	1466	11,78	1944	16,21	2674

Išanalizavus gautus rezultatus pastebėta, jog šiurkštumo ilgio rodikliai Laukžemės ir Sūdėnų VEP vakarų kryptimi buvo mažesni, palyginti su kitų kryptių rodikliais, atitinkamai 0,039 ir 0,029. Vis dėlto, mažiausios prognozavimo paklaidos nMAPE tiek Laukžemės, tiek Sūdėnų VEP identifikuojamos šiaurės kryptimi, kur šiurkštumo ilgiai siekė atitinkamai 0,067 ir 0,068.

Apibendrintas vėjo elektrinių galios prognozavimo paklaidų palyginimas, naudojant bendrą ir pagal kryptis skirtingus šiurkštumo ilgio rodiklius, pateiktas 3.4 paveiksle.



3.4 pav. VE galios prognozavimo paklaidų palyginimas naudojant bendrą ir pagal kryptis skirtingus šiurkštumo koeficientus

Paveiksle pateikti rezultatai rodo, jog, naudojant pagal kryptis skirtingus šiuurkštumo ilgio rodiklius, prognozavimo paklaidos daugeliu atvejų yra mažesnės, tačiau skirtumas neženklus, kinta 0,1 % ribose. Tai leidžia teigti, jog prognozuojant vėjo elektrinių galią pajūrio teritorijose, kur vyrauja nedidelis paviršiaus šiuurkštumas, bendro teritorijos šiuurkštumo koeficiento taikymas yra priimtinas.

Siekiant išsiaiškinti, kokią įtaką turi skurdesnė augalija VE galios prognozavimo tikslumui, buvo modeliuojamas bendras paviršiaus šiuurkštumo ilgio rodiklis su tipiniais šiuurkštumo ilgio parametrais (dirbamos žemės, vandens telkinių ir kt.), o medžių šiuurkštumo ilgį vertinant mažesniu nei tipinis – 0,2 rodikliu (3.5 lentelė).

3.5 lentelė. Galios prognozavimo paklaidos, naudojant bendrą bei skirtingus paviršiaus šiuurkštumo koeficientus, taikant sumažintą medžių ir standartinius kitų gamtinių objektų šiuurkštumo koeficientus Sūdėnų ir Laukžemės VEP

Miškų š. i. 0,2	Šiaurės k.		Rytų k.		Pietų k.		Vakarų k.	
	nMAPE %	MAE kW	nMAPE %	MAE kW	nMAPE %	MAE kW	nMAPE %	MAE kW
Sūdėnų VEP								
Bendras šiuurkštumo ilgis	0,056		0,056		0,056		0,056	
50 m	7,24	1014	10,45	1462	12,87	1802	10,36	1450
100 m	6,75	944	7,56	1059	9,38	1313	9,86	1380
150 m	8,02	1123	8,79	1230	9,49	1329	11,35	1589
Vidurkis	7,33	1027	8,93	1250	10,58	1481	10,52	1473
Skirtingas pagal kryptį šiuurkštumo ilgis	0,062		0,075		0,065		0,024	
50 m	7,24	1013	10,40	1456	12,83	1796	10,46	1465
100 m	6,74	943	7,57	1060	9,39	1315	9,92	1389
150 m	7,99	1118	8,69	1217	9,47	1326	11,70	1638
Vidurkis	7,32	1025	8,89	1244	10,56	1479	10,69	1497
Laukžemės VEP								
Bendras šiuurkštumo ilgis	0,060		0,060		0,060		0,060	
50 m	7,21	1190	13,64	2251	10,81	1784	12,61	2080
80 m	5,98	987	10,61	1751	9,06	1495	12,87	2123
150 m	6,23	1028	8,99	1483	11,89	1961	16,06	2649
Vidurkis	6,47	1068	11,08	1828	10,59	1747	13,84	2284
Skirtingas pagal kryptį šiuurkštumo ilgis	0,062		0,079		0,068		0,033	
50 m	7,21	1189	13,54	2235	10,76	1775	12,58	2075
80 m	5,98	987	10,58	1746	9,06	1494	12,82	2115
150 m	6,23	1027	8,93	1474	11,85	1955	16,26	2683
Vidurkis	6,47	1068	11,02	1818	10,55	1741	13,88	2291

Palyginus rezultatus nustatyta, jog tiek Sūdėnų, tiek Laukžemės VEP visomis kryptimis galios prognozavimo paklaidos buvo didesnės naudojant miškų šiurkštumo ilgį 0,2, nei naudojant 0,4. Šie rezultatai nepatvirtina teiginio, jog pajūrio teritorijose esantys skurdesni bei vizualiai atrodantys mažesni miškai gali būti vertinami mažesniu šiurkštumo ilgiu rodikliu.

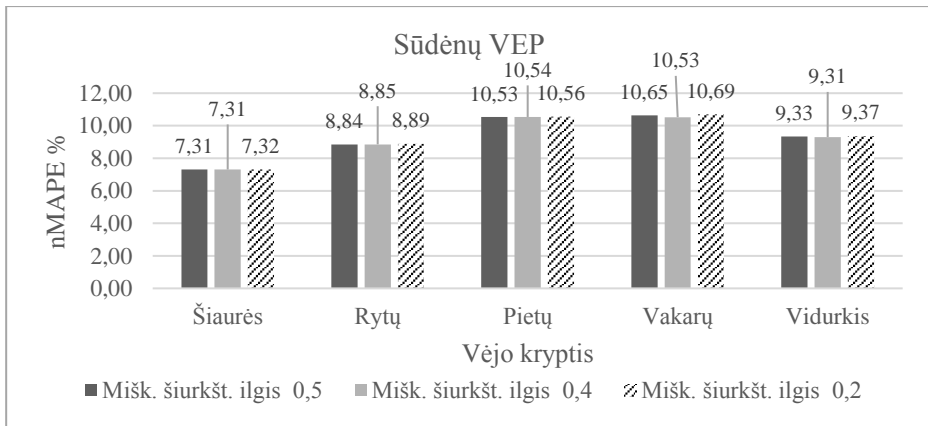
Norint nustatyti, ar miškingumo šiurkštumo ilgis gali sumažinti galios prognozavimo netikslumą, prognozavimo paklaidos skaičiuotos padidinus šiurkštumo ilgį iki 0,5. Gautos paklaidos pateiktos 3.6 lentelėje.

3.6 lentelė. Galios prognozavimo paklaidos, naudojant bendrą bei skirtingus paviršiaus šiurkštumo koeficientus, taikant padidintą medžių ir standartinius kitų gamtinių objektų šiurkštumo koeficientus Sūdėnų ir Laukžemės VEP

Miškų š. i. 0,5	Šiaurės k.		Rytų k.		Pietų k.		Vakarų k.	
	nMAPE %	MAE kW	nMAPE %	MAE kW	nMAPE %	MAE kW	nMAPE %	MAE kW
	Sūdėnų VEP							
Bendras šiurkštumo ilgis	0,071		0,071		0,071		0,071	
50 m	7,24	1013	10,41	1457	12,80	1791	10,33	1446
100 m	6,73	942	7,57	1060	9,40	1316	9,84	1377
150 m	7,94	1112	8,71	1220	9,46	1325	11,25	1575
Vidurkis	7,30	1022	8,90	1245	10,55	1477	10,47	1466
Skirtingas pagal kryptį šiurkštumo ilgis	0,07		0,10		0,08		0,03	
50 m	7,24	1013	10,35	1449	12,73	1783	10,43	1461
100 m	6,73	942	7,58	1061	9,42	1318	9,90	1386
150 m	7,95	1113	8,60	1204	9,44	1321	11,60	1625
Vidurkis	7,31	1023	8,84	1238	10,53	1474	10,65	1490
Laukžemės VEP								
Bendras šiurkštumo ilgis	0,077		0,077		0,077		0,077	
50 m	7,18	1185	13,55	2236	10,70	1766	12,62	2082
80 m	5,98	986	10,58	1746	9,05	1493	12,89	2127
150 m	6,21	1024	8,94	1475	11,81	1948	15,96	2634
Vidurkis	6,46	1065	11,03	1819	10,52	1736	13,82	2281
Skirtingas pagal kryptį šiurkštumo ilgis	0,069		0,108		0,088		0,042	
50 m	7,20	1187	13,42	2214	10,64	1756	12,58	2076
80 m	5,98	987	10,54	1740	9,04	1492	12,84	2118
150 m	6,22	1026	8,87	1463	11,76	1941	16,18	2670
Vidurkis	6,46	1067	10,94	1806	10,48	1730	13,87	2288

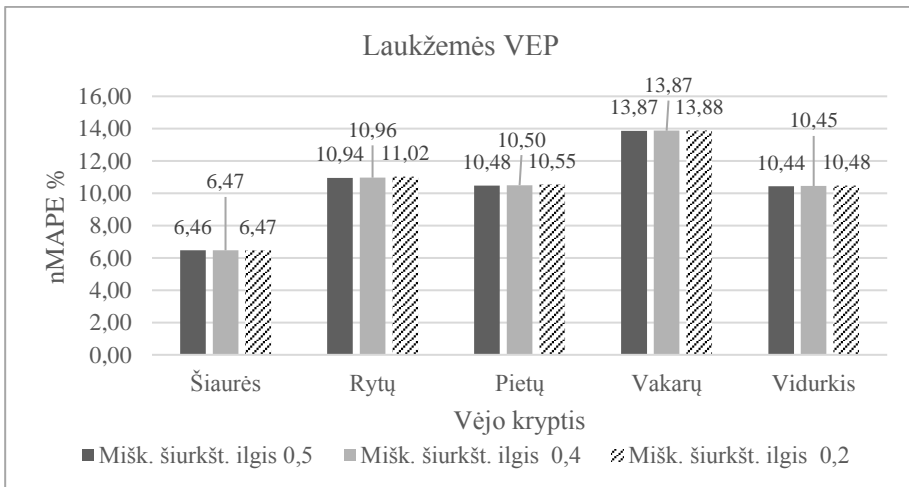
Palyginus rezultatus nustatyta, jog naudojant miškų šiuurkštumo ilgį 0,5, rytų ir pietų kryptimis galios prognozavimo rezultatai buvo tikslesni, nei taikant 0,4, tačiau šiaurės ir vakarų kryptimis rezultatai nebuvo tikslesni. Pagal šiuos duomenis galima teigti, kad 0,4 šiuurkštumo ilgis miškingumo aprašymui modeliuojant bendrą paviršiaus šiuurkštumą yra tinkamas.

Apibendrintas visų vėjo kryptių galios prognozavimo paklaidų palyginimas, naudojant skirtingus miškingumo ir pastovius kitų gamtinių objektų šiuurkštumo ilgius Sūdėnų ir Laukžemės VEP, pateiktas 3.5 ir 3.6 paveiksluose.



3.5 pav. VE galios prognozavimo paklaidų palyginimas naudojant skirtingus miško šiuurkštumo ilgius Sūdėnų VEP

Tiriant visų vėjo kryptių vidurkių paklaidas Sūdėnų VEP nustatyta, jog taikant medžių šiuurkštumo ilgį 0,4, galia prognozuota tiksliausiai – nMAPE siekė 9,31 %, o esant medžių šiuurkštumo ilgiui 0,2, prognozavimo paklaida buvo 9,33 %.



3.6 pav. VE galios prognozavimo paklaidų palyginimas naudojant skirtingus miško šiuurkštumo ilgius Laukžemės VEP

Išanalizavus visų vėjo kryptių vidurkių paklaidas taikant skirtingus miškų šiuurkštumo įvertinimo koeficientus Laukžemės VEP nustatyta, kad didžiausios VE galios prognozavimo paklaidos buvo esant 0,2 medžių šiuurkštumo rodikliui. Vis dėlto rezultatai skyrėsi nežymiai – esant miškų šiuurkštumo ilgiui 0,5 – 10,44 %, esant 0,4 – 10,45 %, todėl vertinant vietovės šiuurkštumą abu koeficientai yra tinkami.

Modeliuojant paviršiaus šiuurkštumą WASP 9 programiniu paketu Sūdėnų ir Laukžemės VEP, taip pat buvo vertinamas procentinis vėjo greičio pokytis. Šie duomenys pateikiami 3.7 lentelėje.

3.7 lentelė. VE galios prognozavimo paklaidos (nMAPE) įvertinant procentinį vėjo greičio pokytį dėl paviršiaus šiuurkštumo Sūdėnų ir Laukžemės VEP

Rodiklis	Vėjo kryptis				Vidurkis
	Šiaurės	Rytų	Pietų	Vakarų	
	Sūdėnų VEP				
Vėjo greičio pokytis dėl paviršiaus šiuurkštumo %	-1,847	-0,518	-0,230	-7,228	-
Paviršiaus š. k.	0,068	0,092	0,079	0,029	-
50 m	7,29	10,45	12,84	12,43	10,75
100 m	6,55	7,62	9,45	9,86	8,37
150 m	7,50	8,49	9,42	9,46	8,72
Vidurkis	7,11	8,86	10,57	10,58	9,28
Laukžemės VEP					
Vėjo greičio pokytis dėl paviršiaus šiuurkštumo %	-1,181	-1,128	0,104	-3,963	-
Paviršiaus š. k.	0,067	0,100	0,083	0,039	-
50 m	7,29	13,74	10,64	12,62	11,07
80 m	6,06	10,84	9,03	12,19	9,53
150 m	6,09	8,62	11,83	14,25	10,20
Vidurkis	6,48	11,07	10,50	13,02	10,26

Gauti rezultatai rodo, jog dėl paviršiaus šiuurkštumo įtakos Sūdėnų VEP vėjo greitis visomis kryptimis sumažėjo, o Laukžemės VEP padidėjo tik pietų kryptimi, tačiau nustatytas minimalus vėjo greičio padidėjimas. Nepaisant to, jog analizuojamuose parkuose bendras paviršiaus šiuurkštumo ilgis buvo nedidelis vakarų kryptimi, bendras vėjo greičio pokytis buvo didelis ir siekė 7,23 % Sūdėnų VEP bei 4 % Laukžemės VEP.

Palyginus vėjo elektrinių galios prognozavimo paklaidas, įvertinant procentinį vėjo greičio pokytį ir neįvertinant pokyčio, nustatyta, jog taikant vėjo greičio pokyčio koeficientą, Sūdėnų VEP galios prognozavimo paklaidos buvo mažesnės esant šiaurės, rytų ir pietų kryptių vėjui, tuo tarpu Laukžemės VEP – mažesnės esant rytų, pietų ir vakarų kryptių vėjui. Galima teigti, jog kuriant fizikinius VE galios prognozavimo modelius, reikia atsižvelgti ne tik į paviršiaus šiuurkštumo koeficientus, bet ir į procentinį vėjo greičio pokyčio rodiklį.

Reljefo įtakos galios prognozavimo tikslumui tyrimas

Siekiant kuo tiksliau prognozuoti vėjo greitį į elektrinės ašies aukštį, svarbu įvertinti ne tik vietovės paviršiaus šiurkštumą, bet ir vietovės aukščio pokyčio (reljefo variacijų) įtaką vėjo greičio kitimui. Reljefo įtaka vėjo greičio pokyčiui pateikta 3.8 lentelėje.

3.8 lentelė. VE galios prognozavimo paklaidos (nMAPE), įvertinant procentinį vėjo greičio pokytį dėl reljefo Sūdėnų VEP

Sūdėnų VEP	Vėjo kryptis				Vidurkis
	Šiaurės	Rytų	Pietų	Vakarų	
Vėjo greičio pokytis dėl reljefo variacijų %	0,430	0,051	0,433	0,032	-
50 m	7,23	10,35	12,61	10,44	10,16
80 m	6,55	8,39	10,23	9,71	8,72
100 m	6,78	7,57	9,33	9,51	8,30
150 m	8,07	8,64	9,50	11,64	9,46
Vidurkis	7,16	8,74	10,41	10,33	9,16

Tiriant vėjo greičio pokyčius visomis kryptimis pastebėta, jog reljefas kinta 0,032–0,43 %. Tai rodo, jog reljefo variacijos yra santykinai nedidelės. Prognozavimo paklaidos (nMAPE) mažiausios buvo šiaurės kryptimi (7,16 %), didžiausios – pietų kryptimi (10,41 %). Palyginus galios prognozės be reljefo įtakos įvertinimo paklaidas ir galios prognozės su reljefo įtakos įvertinimu paklaidas, matyti, jog įvertinus reljefo įtaką, prognozavimo rezultatai buvo tikslesni – galios prognozavimo paklaidos mažesnės rytų, pietų, vakarų kryptimis, tačiau šiaurės kryptimi VE galios prognozavimas buvo tikslesnis neatsižvelgus į reljefą (3.9 lentelė).

3.9 lentelė. VE galios prognozavimo paklaidos, įvertinant procentinį vėjo greičio pokytį dėl reljefo Laukžemės VEP

Laukžemės VEP	Vėjo kryptis				Vidurkis
	Šiaurės	Rytų	Pietų	Vakarų	
Vėjo greičio pokytis dėl reljefo variacijų %	0,582	0,307	0,572	0,306	-
50 m	7,15	13,38	10,51	12,65	10,92
80 m	5,95	10,48	8,98	12,90	9,58
100 m	7,04	8,98	8,98	12,54	9,39
150 m	6,29	8,97	12,04	16,38	10,92
Vidurkis	6,61	10,45	10,13	13,62	10,20

Išanalizavus reljefo įtaką galios prognozavimo tikslumui Laukžemės VEP, mažiausios paklaidos (6,61 %) nustatytos šiaurės kryptimi, didžiausios (13,62 %) – vakarų kryptimi. Palyginus galios prognozavimo su reljefo įtakos įvertinimu

paklaidas ir galios prognozavimo be reljefo įtakos įvertinimo paklaidas, prognozavimo neatitiktys neįvertinus reljefo įtakos buvo mažesnės šiaurės, pietų ir vakarų kryptimis, tačiau rezultatai skyrėsi nežymiai. Įvertinus reljefo įtaką, tikslesni rezultatai gauti tik rytų kryptimi – 10,45 % (neįvertinus reljefo įtakos – 10,54 %). Todėl galima teigti, kad kiekvienu atveju reikia nagrinėti paviršiaus reljefo įtaką vėjo elektrinių galios prognozavimo tikslumui. Šio vertinimo poreikio priežastis yra tai, kad SOP sistemos vertina vietovės paviršių apytiksliai, todėl esant sąlyginai lygaus reljefo teritorijoms vertinimas nėra būtinas, bet yra rekomenduotinas.

Skyriaus apibendrinimas

Vertinant topografinių sąlygų įtaką vėjo greičiui ir VE galios prognozavimo tikslumui reikia atsižvelgti ir į kliūtis. Analizuojamose teritorijose didesnių kliūčių neaptikta, todėl jų įtaka nebuvo nagrinėjama. Kliūčių reikšmė daugeliu atvejų yra svarbesnė urbanizuotose teritorijose, kur vyrauja daug įvairių statinių ir kitų objektų.

Apibendrinant topografinių sąlygų įtakos tyrimo skyrių galima teigti: pasirėmus atlikta vietovės paviršiaus šurkštumo ir reljefo sąlygų analize nustatyta, jog įvertinant vietovės šurkštumą skirtingomis kryptimis ir šį rodiklį taikant, perskaičiuojant vėjo greitį į vėjo elektrinės ašies aukštį, VE galios prognozavimo paklaidas galima sumažinti 1,8–2 % (3.10 lentelė).

3.10 lentelė. Galios prognozavimo paklaidos vertinant topografines sąlygas ir nevertinant topografinių sąlygų

Vėjo elektrinių parkas	Galios prognozavimo paklaida %				Iš viso sumažinta prognozavimo paklaida
	Tiesiogiai konvertuojant vėjo greitį į galią	Patikslinant vėjo greitį, įvertinant paviršiaus šurkštumo koeficientus	Patikslinant vėjo greitį, įvertinant procentinį vėjo greičio pokytį dėl paviršiaus šurkštumo	Patikslinant vėjo greitį, įvertinant procentinį vėjo greičio pokytį dėl reljefo variacijų	
Laukžemės VEP	12,25	10,45	10,26	10,2	2,05
Sūdėnų VEP	11,01	9,31	9,28	9,16	1,85

Tuo tarpu papildomai įvertinus reljefo sąlygas, prognozavimo paklaidas galima sumažinti 0,06–0,12 %. Įvertinant visas topografines sąlygas, vėjo elektrinių galios prognozavimo tikslumą galima padidinti iki 2 %. Šie rezultatai leidžia daryti išvadą, jog išsamus topografinių sąlygų vertinimas yra labai svarbus siekiant patikslinti prognozuojamą vėjo greitį bei elektrinių galią. Todėl sukurtame hibridiniame modelyje daug dėmesio skiriama vietovės paviršiui vertinti.

3.3. Vėjuotumo charakteristikų įtakos galios prognozės tikslumui tyrimas

Vėjo greičio kitimas yra susijęs ne tik su topografinėmis, bet ir su vėjuotumo sąlygomis, tokiomis kaip vėjo šlytis ar turbulencijos intensyvumas. Tinkamai įvertinant šias sąlygas bei nustatant jų įtaką prognozuojamo vėjo tikslumui, galima gerokai sumažinti VE galios prognozavimo paklaidas. Vis dėlto reikėtų pažymėti tai, kad žemutinių oro sluoksnių dinamika yra glaudžiau susijusi su paviršiaus

topografinėmis sąlygomis, todėl šios sąlygos negali būti atskirtos nuo vėjuotumo charakteristikų.

Vėjo greičio šlyties vertinimas

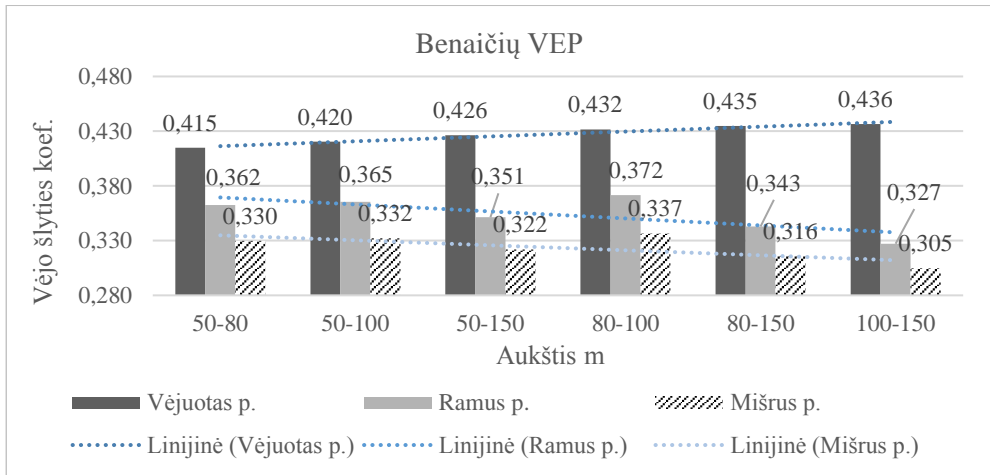
Vėjo greičio duomenys, gauti HIRLAM modeliu skirtinguose aukščiuose, buvo naudoti vėjo šlyčiai skaičiuoti. Vėjo šlytis skirtingame aukštyje Benaičių, Čiutelių, Laukžemės ir Sūdėnų VEP pateikti 3.11 lentelėje.

3.11 lentelė. Skirtingų VE parkų vėjo šlyties koeficientai skirtinguose aukščiuose

Periodo tipas	Aukštis m					
	50–80	50–100	50–150	80–100	80–150	100–150
Benaičių VEP						
Vėjuotas	0,415	0,420	0,426	0,432	0,435	0,436
Mažo vėjuotumo	0,362	0,365	0,351	0,372	0,343	0,327
Mišrus	0,330	0,332	0,322	0,337	0,316	0,305
Laukžemės VEP						
Vėjuotas	0,388	0,381	0,372	0,366	0,360	0,356
Mažo vėjuotumo	0,349	0,353	0,341	0,361	0,335	0,320
Mišrus	0,322	0,325	0,316	0,332	0,311	0,300
Čiutelių VEP						
Vėjuotas	0,366	0,375	0,378	0,395	0,388	0,384
Mažo vėjuotumo	0,370	0,374	0,359	0,382	0,352	0,335
Mišrus	0,294	0,296	0,292	0,302	0,291	0,285
Sūdėnų VEP						
Vėjuotas	0,429	0,427	0,424	0,423	0,420	0,419
Mažo vėjuotumo	0,337	0,295	0,340	0,349	0,339	0,412
Mišrus	0,318	0,324	0,321	0,339	0,323	0,314

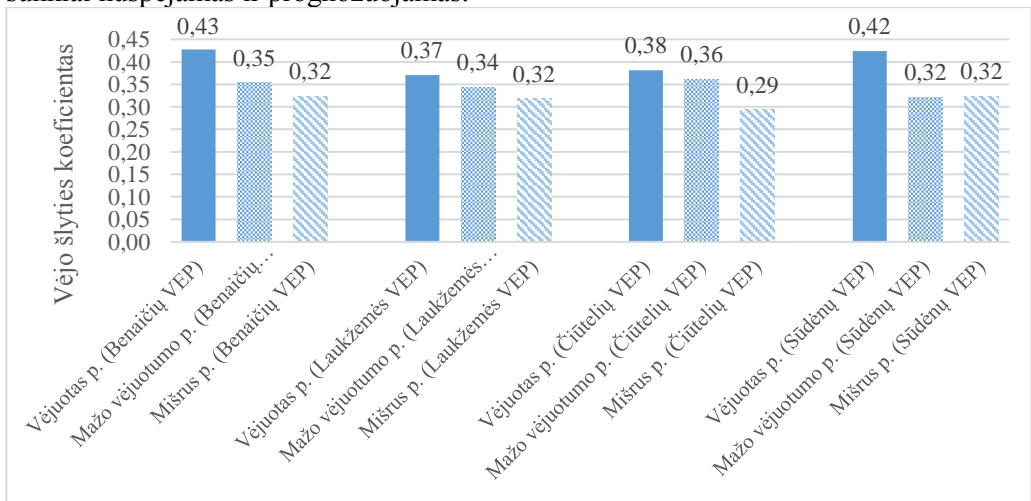
Atliktas tyrimas rodo, jog esant vėjuotam laikotarpiui, vėjo šlytis gerokai padidėjo visuose VEP, o mažiausias reikšmes įgijo, esant mažo vėjuotumo laikotarpiui. Vertinant vėjo šlytį skirtingo aukščio sluoksniuose pastebėta, kad didžiausios vėjo šlyties vertės yra tarp 80–100, 80–150, 100–150 m aukščio sluoksnių. Šie rezultatai leidžia daryti prielaidą, jog iki 100 m aukščio vėjo greičiui didelės įtakos turi paviršiaus topografiniai veiksniai, o esant 150 m ir daugiau, žemės paviršiaus įtaka sumažėja. Žemesniuose sluoksniuose (< 100 m) šlytis yra mažesnė, kadangi topografiniai elementai turi sąlyginai panašią įtaką vėjo greičiui. Taip pat pastebėta, kad šlytis tarp sluoksnių didėja esant didesniems aukščiams vėjuotu laikotarpiu. Tačiau esant mažiems vėjams ar mišriam periodui, didėjant aukščiai vėjo greičio šlytis mažėja arba lieka stabili. Tai gali būti aiškinama tuo, jog vėjuotu laikotarpiu viršutiniuose sluoksniuose vėjo greičiai dar labiau padidėja, o esant mažiems vėjo greičiams nefiksuojamasis didelis vėjo greičio pokytis.

Išsamus šlyties pokytis ir kryptingumo linijos (angl. *trendline*) Beničių VEP pateikiamos 3.7 paveiksle. Grafiškai pateikti rezultatai rodo, kad didžiausias šlyties kitimas stebimas esant vėjotam laikotarpiui. Tačiau nagrinėjamu atveju mažiausias vėjo greičio pokytis tarp sluoksnių yra mišriu vėjotumo laikotarpiu. Tai gali būti aiškinama tuo, kad esant mišriam periodui, vėjo greičio profilis neturi tikslaus kitimo kampo. Tai reiškia, kad skirtinguose aukščiuose vėjo greitis gali būti vienodas ar net didesnis mažesniame nei didesniame aukštyje.



3.7 pav. Vėjo šlyties koeficientų palyginimas esant skirtingiems vėjotumo laikotarpiams Beničių VEP

Apibendrintas ir 3.8 paveiksle pateiktas visų analizuotų aukščių šlyties koeficientas patvirtina teiginį, jog, esant mišriems vėjo greičiams, vėjo profilis yra sunkiai nuspėjamas ir prognozuojamas.



3.8 pav. Apibendrintos vėjo šlyties koeficiento reikšmės skirtingais vėjotumo laikotarpiais

Esant dideliems ir mažiems vėjo greičiams, šlyties koeficientai yra didesni nei esant mišriam vėjuotumo laikotarpiui, o tai rodo, kad vėjo greičių pokyčiai tarp sluoksnių yra didesni ir todėl vėjo greitis yra lengviau prognozuojamas.

Teiginį, kad esant mišrioms sąlygoms vėjo greitis yra sunkiau prognozuojamas, patvirtina 3.12 lentelėje pateikti duomenys, kurie rodo, jog mišriu VE galios prognozavimo laikotarpiu apibendrintos paklaidos siekė net 19,91 %. Tuo tarpu esant vėjuotam ir ramiam laikotarpiui, paklaidos buvo mažesnės, atitinkamai 17,07 % ir 11,47 %.

3.12 lentelė. VE galios prognozavimo paklaidos (nMAPE) skirtingo vėjuotumo laikotarpiais

VE parkas	Aukštis, kuriame prognozuotas vėjo greitis, m				Vidurkis
	50	80	100	150	
vėjuotas laikotarpis					
Benaičių VEP	35,25	16,48	14,69	17,85	17,07
Čiūtelių VEP	20,19	18,26	17,22	17,91	
Laukžemės VEP	16,50	13,74	13,44	17,00	
Sūdėnų VEP	14,26	11,25	11,17	17,93	
mažo vėjuotumo laikotarpis					
Benaičių VEP	24,40	11,16	9,19	9,83	11,47
Čiūtelių VEP	16,12	13,42	11,51	10,44	
Laukžemės VEP	13,29	9,21	7,80	9,95	
Sūdėnų VEP	11,18	8,13	7,61	10,25	
mišrus laikotarpis					
Benaičių VEP	32,89	23,24	25,16	30,00	19,91
Čiūtelių VEP	21,49	18,24	17,06	15,80	
Laukžemės VEP	13,75	15,07	16,64	23,62	
Sūdėnų VEP	16,93	15,06	15,39	18,25	

Lyginant vėjuoto ir mažo vėjuotumo laikotarpių vėjo greitį, galios prognozavimo paklaidos gerokai skyrėsi – esant mažiems vėjo greičiams galios prognozavimo paklaida siekė 11,47 %, o esant dideliems vėjo greičiams – 17,07 %. Tai gali būti aiškinama tuo, kad esant vėjuotam laikotarpiui netiksliai suprognozavus vėjo greitį, pvz., prognozuojant 12 m/s (VE Enercon E82 generuojama galia yra 1980 kW), o esant faktiniam greičiui 10 m/s (VE Enercon E82 galia 1580 kW), gaunamos didesnės galios prognozės paklaidos nei esant mažiems greičiams, pvz., prognozuojant vėjo greitį 6 m/s (VE Enercon E82 galia 321 kW), o esant faktiniam greičiui 4 m/s (VE Enercon E82 galia 82 kW). Toks rezultatų skirtumas aiškinamas tuo, jog generuojama galia priklauso nuo vėjo greičio kubu ($P = 0,5\rho Av^3$). Tai rodo, kad bet kuriuo atveju, esant dideliems vėjo greičiams, prognozavimo paklaidos bus visada didesnės nei esant mažiems vėjo greičiams.

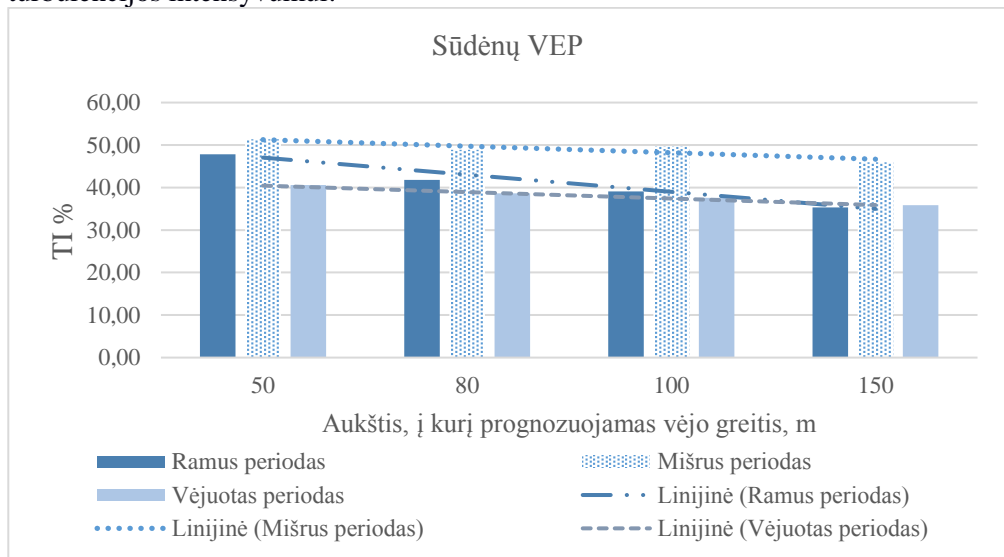
Apibendrinant rezultatus, galima teigti, jog esant mišriam vėjuotumo laikotarpiui, galios prognozavimo paklaidos gerokai padidėja ir yra netoleruotinos, o tai reiškia, kad esant minimaliam šlyties koeficientui, turi būti koreguojamos elektrinės galios kreivės ir tikslinama, kokia galia bus generuojama. Taip pat tokiu atveju reikia skirti didesnę galios rezervą dėl netiksliai prognozuojamos VEP galios. Siekiant sumažinti galios prognozavimo paklaidas minėtu laikotarpiu, reikalingi nauji

metodai, kurie leistų nustatyti galios generacijos šuolius. Vienas galimų problemos sprendimo variantų galėtų būti atitinkamų pataisos koeficientų parinkimas, kuris pateikiamas 3.5.2 skyriuje.

Nagrinėjant vėjo šlytį skirtinguose sluoksniuose nustatyta, jog didžiausia šlytis yra tarp sluoksnių, kurių vienas yra iki 100 m, o kitas per 100 m aukščio. Tokie rezultatai leidžia daryti prielaidą, kad mažiausi vėjo energijos panaudojimo nuostoliai būtų gauti, jei žemutinė vėjaračio dalis būtų 100 m aukštyje.

Vėjo turbulencijos intensyvumo vertinimas

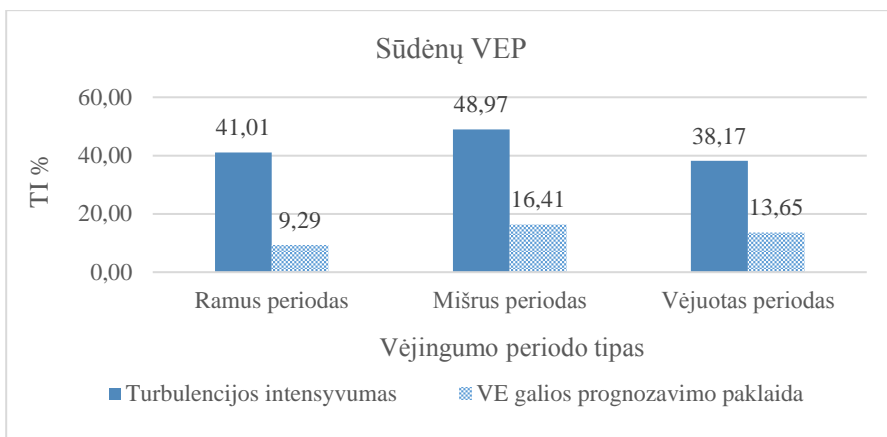
Vėjo turbulencijos intensyvumas turi įtakos VE elektros energijos gamybai ir galios prognozavimo tikslumui. 3.9 paveiksle pateiktas turbulencijos intensyvumo parametras skirtinguose aukščiuose. Rezultatai rodo, kad didžiausias turbulencijos intensyvumas buvo mišriu laikotarpiu, kai vėjo greitis staigiai kisdavo iš didelio į mažą ir, atvirkščiai, mažiausias fiksuotas vėjuotu laikotarpiu. Esant mažiems vėjo greičiams, VE galios prognozavimo paklaidos (3.10 pav.) buvo šiek tiek didesnės nei esant dideliems vėjo greičiams. Tai rodo, jog esant ramiam laikotarpiui, vėjo greičio vidurkis yra mažesnis, todėl net ir šioks toks vėjo greičio pokytis turi ženkliai įtaką turbulencijos intensyvumui.



3.9 pav. Turbulencijos intensyvumo palyginimas skirtinguose aukščiuose skirtingais laikotarpiais Sūdėnų VEP

3.9 paveiksle pateikti duomenys taip pat rodo, kad prognozuojant vėjo greitį į skirtingą aukštį nuo 50 iki 150 m, turbulencijos intensyvumas sistemingai mažėjo. Tai rodo mažėjančią žemės paviršiaus topografinių sąlygų įtaką vėjo srautams.

Vėjo elektrinių galios prognozavimo ir turbulencijos intensyvumo analizė (3.10 pav.) patvirtina teiginį, kad esant didesniai turbulencijos intensyvumui, prognozuojamos vėjo elektrinių paklaidos didėja.



3.10 pav. Turbulencijos intensyvumo ir VE galios prognozavimo palyginimas skirtingais vėjingumo periodais Sūdėnų VEP

Apibendrinus visus galios prognozavimo duomenis skirtinguose aukščiuose, matyti, kad, esant mišriam vėjuotumo laikotarpiui, turbulencijos intensyvumas buvo 48,97 %, o prognozavimo paklaida siekė 16,41 %. Mažiausios prognozavimo paklaidos (9,29 %) buvo mažo vėjuotumo laikotarpiu – turbulencijos intensyvumas siekė 41,01 %. Esant vėjuotam laikotarpiui, turbulencijos intensyvumas siekė 38,17 %, kai prognozavimo paklaida buvo 13,65 %. Tai reiškia, kad esant turbulencijos intensyvumui > 40 %, galios prognozavimo paklaidos tiesiogiai nepriklauso nuo didėjančio turbulencijos intensyvumo parametro. Teiginiui patikrinti tyrimas buvo atliktas 4 analizuojamuose vėjo elektrinių parkuose, o gauti rezultatai pateikti 3.13 lentelėje.

3.13 lentelė. Turbulencijos intensyvumas skirtingais vėjuotumo laikotarpiais analizuojamuose VEP

Vėjo elektrinių parkas	Turbulencijos intensyvumas (%)				Vidurkis	VE galios prognozavimo paklaida
	50 m	80 m	100 m	150 m		
mažo vėjuotumo laikotarpis						
Benaičių	44,63	39,35	36,75	33,06	40,95	11,47
Čiūtelių	47,29	43,00	40,48	36,81		
Laukžemės	47,71	43,09	41,03	38,03		
Sūdėnų	47,81	41,82	39,12	35,30		
mišrus laikotarpis						
Benaičių	45,94	43,18	42,04	41,48	44,01	19,91
Čiūtelių	42,11	40,34	40,02	40,91		
Laukžemės	45,60	43,04	41,97	41,59		
Sūdėnų	51,33	48,91	49,65	45,98		

Vėjo elektrinių parkas	Turbulencijos intensyvumas (%)				Vidurkis	VE galios prognozavimo paklaida
	50 m	80 m	100 m	150 m		
vėjuotas laikotarpis						
Benaičių	34,56	37,28	36,18	34,56	37,68	17,07
Čiūtelių	43,06	41,44	40,57	38,92		
Laukžemės	38,13	36,33	35,30	33,83		
Sūdėnų	40,57	38,67	37,60	35,86		

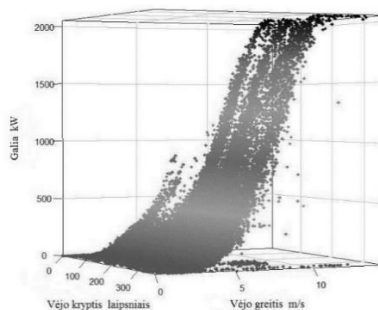
Gauti rezultatai patvirtina teiginį, kad mažiausios galios prognozavimo paklaidos nustatomos mažo vėjuotumo laikotarpiu. Kitaip sakant, prognozuojant vėjo greitį šiuo laikotarpiu, galios prognozavimo paklaidos yra mažesnės nei esant mišriam ir didelio vėjuotumo laikotarpiui, kai paklaidų vertės yra gerokai didesnės. Didžiausios VE galios prognozavimo paklaidos vyravo mišriu laikotarpiu, kaip manoma, dėl didžiausio turbulencijos intensyvumo įtakos.

Apibendrinant galima teigti, jog turbulencijos intensyvumas turi įtakos vėjo elektrinių galios prognozavimo tikslumui. Dėl šios priežasties yra svarbu šį parametą vertinti vėjaračio disko viršutinėje ir apatinėje dalyse. Jei nustatomos šio parametro vertės siekia daugiau nei 41 %, reikia koreguoti elektrinės galios kreivę arba parinkti pataisos koeficientus, kurie leistų sumažinti galios prognozavimo paklaidas.

3.4. VE galios kreivių matematinio aprašymo funkcijų tinkamumo analizė

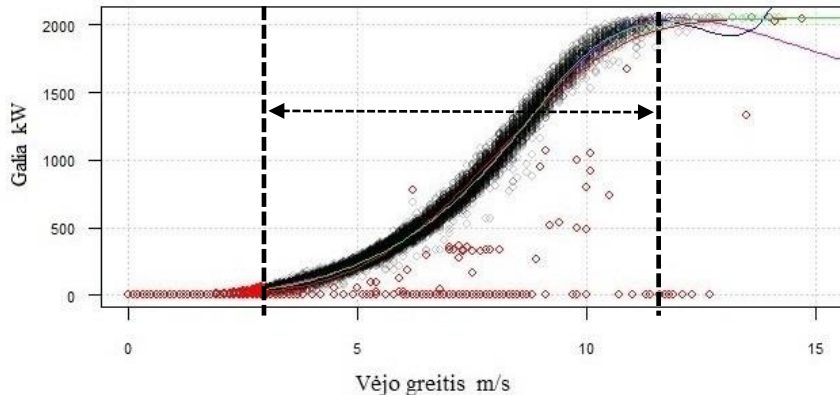
Prognozuojant vėjo elektrinių galią, atliekamas vėjo greičio konversijos į elektrinės galią procesas. Vėjo greitis į galią konvertuojamas naudojant elektrinės galios kreivę, kuri yra aprašoma matematinėmis funkcijomis.

Vėjo elektrinės Enercon E82-2 MW galios kreivė, pateikta 3.11 paveiksle, rodo, jog nagrinėjamu atveju vyrauja Lietuvos sąlygoms būdingas pietvakarių krypties vėjas, o galios generacijos ir vėjo greičio bei krypties duomenys padengia visą galios kreivės duomenų skalę. Dėl šių priežasčių duomenys yra tinkami ir patikimi naudoti galios kreivių aprašymo funkcijoms tirti.



3.11 pav. Vėjo elektrinės Enercon E82-2MW kreivės trimatis vaizdas

Analizuojama galios kreivė taip pat pateikta 3.12 paveiksle. Siekiant matematiškai aprašyti šią galios kreivę, pateikti 4 parametriniai aprašymo metodai (2.2.2 skyrelis), pažymėti skirtingomis spalvomis. Svarbu pabrėžti, kad svarbiausia galios kreivės matematinio aprašymo dalis yra nuo elektrinės startinio vėjo greičio, kai pradeda generuoti galia, iki tol, kai pasiekama nominali VE galia (apibrėžiama punktyrinėmis linijomis) – dažnu atveju esant vėjo greičiui nuo 3 iki 12 m/s.



3.12 pav. Vėjo elektrinės Enercon E82-2MW galios kreivė, aprašyta skirtingomis parametrinėmis funkcijomis (M_1 – mėlyna kreivė; M_2 – raudona kreivė; M_3 – žalia kreivė; M_4 – rožinė kreivė)

Galios kreivės aprašymo skaitiniai rezultatai (3.14 lentelė) rodo, kad tiksliausiai galios kreives aprašo parametrinis metodas (M_3) (MAPE – 8,11 %), o didžiausias paklaidas generuoja eksponentinis (M_2) metodas (MAPE – 13,86 %). Taikant polinominės regresijos funkciją (M_1) ir hiperbolinį tangentinį metodą (M_4) buvo nustatytos paklaidos, atitinkamai 8,17 % ir 8,18 %.

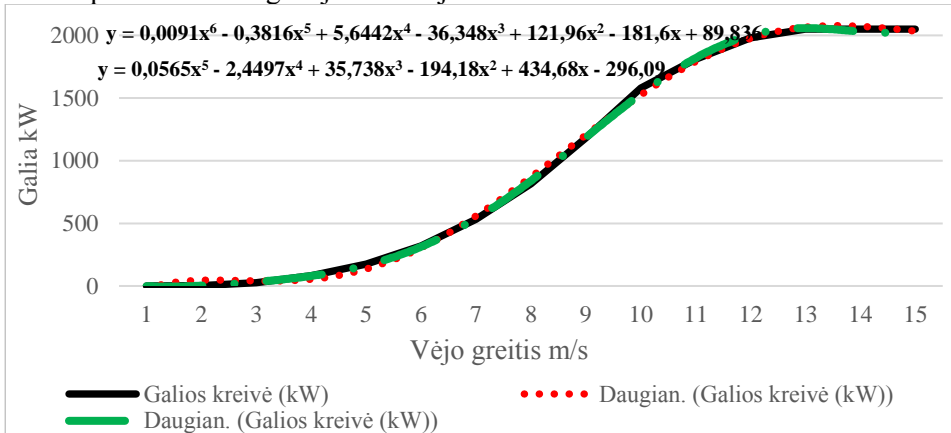
3.14 lentelė. Įvertintos galios kreives aprašančių modelių paklaidos

Rodiklis	Apskaičiuotas galios kreivės modelis	MAPE %
M_1	$p(v) = 3052,2 - 3286,6v + 1402,9v^2 - 301,7v^3 + 34,9v^4 - 2,02v^5 + 0,045v^6$	8,17
M_2	$p(v) = 2050 \left(1 - \exp \left(- \left(\frac{v}{8,72} \right)^{4,04} \right) \right)$	13,86
M_3	$p(v) = 2050 \left(1 + \left(\frac{10,06}{v} \right)^{17,06} \right)^{-0,183}$	8,11
M_4	$p(v) = \frac{-0,938e^{-28,041v} + 14,049e^{28,359v}}{-0,347e^{-28,728v} - 0,0003e^{28,006v}} - 97,09$	8,18

Kadangi skirtingų galios kreivių aprašymo funkcijų tikslumas yra panašus taikant M_1 , M_3 ir M_4 metodus, galima daryti išvadą, jog vėjo greičio konversijai į elektrinės galią minėti metodai yra tinkami. Tačiau, siekiant įvertinti, ar tiksliausiai

vėjo elektrinės galios kreivę aprašantys metodai yra tinkamiausi prognozuojant vėjo elektrinių galią, reikia šias galios kreives taikyti vėjo greičio konversijai į galią. Šiam tikslui pasiekti buvo pasirinkti tiksliausiai galios kreivę aprašantys metodai – polinominės autoregresijos regresijos funkcija (M_1) ir parametrinė funkcija (M_3).

Skirtinguose literatūros šaltiniuose pateikiama skirtingos eilės polinominės autoregresijos funkcijos (Ghadi et al., 2014; Hu et al., 2013), todėl 3.13 paveiksle pateikiamos VE galios kreivės aprašymo funkcijos, taikant dažniausiai naudojamas 5 ir 6 eilės polinominės regresijos funkcijas.



3.13 pav. Vėjo elektrinės Enercon E82-2MW galios kreivė, aprašyta 5 ir 6 eilės polinominės regresijos funkcijomis

Palyginus skirtingos eilės polinominės funkcijas, matyti nedideli skirtumai, o atlikus tyrimą galios prognozavimo paklaidos šiek tiek skiriasi. Dėl šios priežasties tolesnei vėjo greičio konversijai į elektrinės galią yra tinkama ir 5, ir 6 eilės polinominės regresijos funkcijos.

Norint nustatyti, ar tiksliausiai vėjo elektrinių galios kreives aprašantys metodai generuoja mažiausias prognozavimo paklaidas, buvo atlikti skaičiavimai (3.15 lentelė). Kaip minėta, taikyti mažiausias aprašymo paklaidas generavę polinominės regresijos (M_1) ir parametrinis (M_3) metodai. Prognozuojant vėjo elektrinių galią Benaičių VEP, pagal vėjo greitį, prognozuotą į artimiausią elektrinės aukštį (100 m), tikslesni rezultatai buvo taikant M_1 funkciją. Vis dėlto, vertinant vidurkį, kuris apskaičiuotas iš aukščio, į kurį prognozuotas vėjo greitis, tikslesni rezultatai gauti taikant M_3 funkciją. Nagrinėjant Sūdėnų VEP generuotas paklaidas, prognozuojant vėjo greitį į artimiausią vėjo elektrinės ašies aukštį (80 m), mažesnės paklaidos gautos taikant M_3 metodą. Vertinant vidurkį, M_3 funkcija taip pat įgalino tiksliau prognozuoti vėjo elektrinių galią. Atsižvelgus į šiuos duomenis, galima teigti, jog nors ir nežymiai, bet tiksliau VE galia prognozuojama taikant parametrinį metodą M_3 .

3.15 lentelė. VE galios prognozavimo paklaidos taikant skirtingus matematinio aprašymo metodus

Vėjo elektrinių parkas	Galios kreivės aprašymo metodas	Aukštis, kuriame prognozuojamas vėjo greitis, m				
		50	80	100	150	Vidurkis
Benaičių	M_1	12,98	11,31	10,70	11,52	11,63
Benaičių	M_3	11,69	11,19	11,21	12,10	11,55
Sūdėnų	M_1	10,62	9,24	8,84	9,56	9,56
Sūdėnų	M_3	9,55	9,05	9,25	10,14	9,50

Apibendrinant galima teigti, kad skirtingi parametriniai metodai, matematiškai aprašantys vėjo elektrinių galios kreives, analizuotuose VEP generavo paklaidas 9–11 %. Todėl siekiant vėjo greitį konvertuoti į elektrinės galią yra svarbu parinkti tinkamiausius metodus. Dėl šios priežasties hibridiniame galios prognozavimo modelyje yra taikomas parametrinis metodas M_3 .

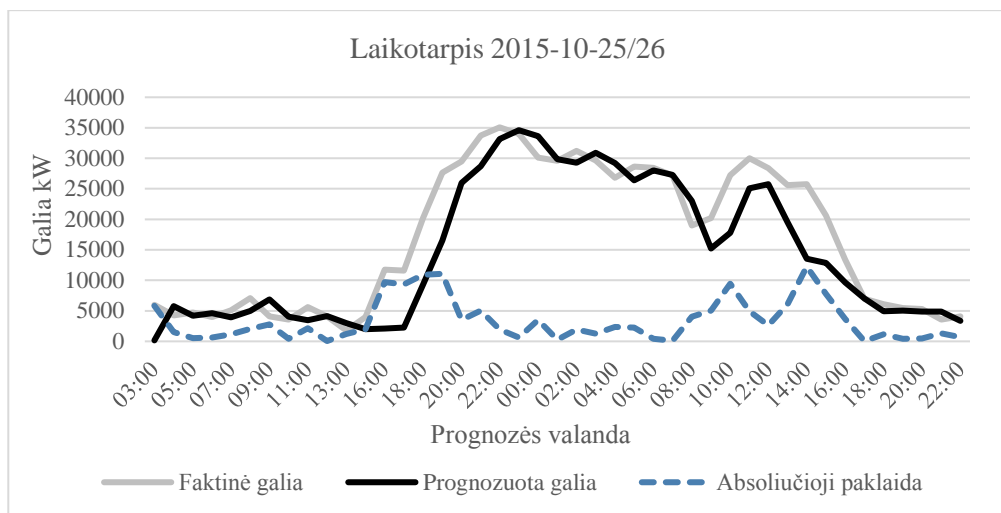
3.5. Vėjo elektrinių galios prognozavimo procesų statistiniais metodais tyrimas

Prognozuoti vėjo elektrinių galią galima taikant daugelį įvairių sistemų, kurios išsamiai išnagrinėtos literatūros apžvalgoje. Kaip minėta, šias sistemas galima suskirstyti į 2 pagrindines grupes: fizikinius prognozavimo metodus, kai prognozuojamas vėjo greitis ir vėliau perskaičiuojamas į vėjo elektrinės galią, ir statistinius metodus, kuriuos taikant atsižvelgiama į faktinius vėjo greičio bei galios duomenis, taip tiesiogiai prognozuojant vėjo elektrinės galią. Pastaroji grupė skirstoma į duomenų sekos ir statistinius modelius, pagrįstus SOP.

3.5.1. Vėjo elektrinių galios prognozavimas duomenų sekos modeliais

Vėjo elektrinių galios prognozavimas itin trumpalaikiam laikotarpiui

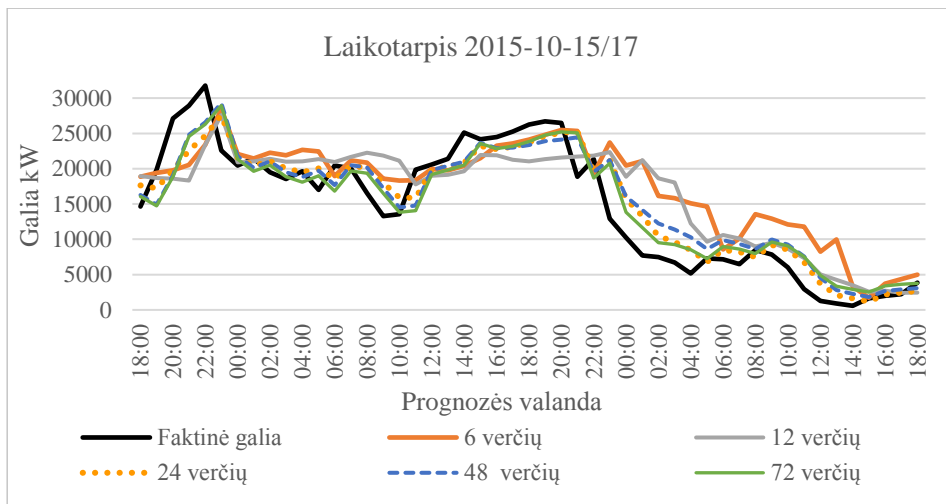
Dažnu atveju vėjo elektrinių galios prognozavimo rezultatų tikslumas priklauso nuo to, kiek parametru prieš prognozės žingsnį buvo įvertinta. 3.14 paveiksle pateiktas atsitiktinis fragmentas prognozuojant vėjo elektrinių galią patobulintu duomenų sekos metodu (2.2.3 skyrelis), kai vertinamas faktinės ir prognozuotos VE galios koreliacinis ryšys, taip pat paskutinių 12 faktinės generuotos galios verčių vidurkis.



3.14 pav. VE galios prognozavimas Čiūtelių VEP, įvertinant paskutinių 12 verčių ryšius

Atliktos analizės duomenimis, analizuotu laikotarpiu prognozavimo paklaida siekė 8,62 %. Paveiksle pateikti duomenys rodo, jog esant pastoviai VE galios generacijai 1 žingsniui į priekį, galia prognozuojama pakankamai tiksliai, tačiau kintant vėjui ir galiai, galios prognozavimo proceso tikslumas mažėja. Galima teigti, jog tokio tipo metodas yra tinkamas itin trumpalaikėms galios prognozėms, tačiau prognozuojant VE galią šiuo metodu reikia nuolat atnaujinti duomenis realiuoju laiku, priešingu atveju, prognozavimo tikslumas gerokai sumažėtų.

Taikant šį metodą, svarbu nustatyti tinkamiausią faktinių reikšmių kiekį. Todėl VE galia buvo prognozuojama, atsižvelgiant į koreliacinį ryšį ir reikšmių vidurkį naudojant paskutines 6, 12, 24, 48 ir 72 faktines VE galios vertes (3.15 pav.). Išsamesnis galios prognozavimo paklaidų palyginimas pateiktas 3.16 lentelėje, kurioje matyti, kad mažiausios paklaidos (nMAPE) gaunamos atsižvelgiant į 24 paskutines vertes (nMAPE – 5,37 %). Didžiausios prognozavimo paklaidos gautos naudojant verčių vidurkį ir koreliacinius ryšius, nustatytus tarp 72 paskutinių verčių (nMAPE – 7,6 %).



3.15 pav. VE galios prognozavimas Čiūtelių VEP, įvertinant ryšius tarp paskutinių verčių

Gauti rezultatai leidžia teigti, jog itin trumpam (1 valandai) prognozavimo terminui minimaliai reikalinga (24 paskutinių verčių) istorinių duomenų seka, kuri paaiškinama pastovumo išlaikymu – kai VE galia pradeda didėti, prognozuojama vertė taip pat didėja, kai galia pradeda mažėti, prognozuojama vertė atitinkamai mažėja, o esant stabiliai generacijai – išlieka pastovi.

3.16 lentelė. Galios prognozavimo paklaidos taikant patobulintą (Nielsen) duomenų sekos metodą

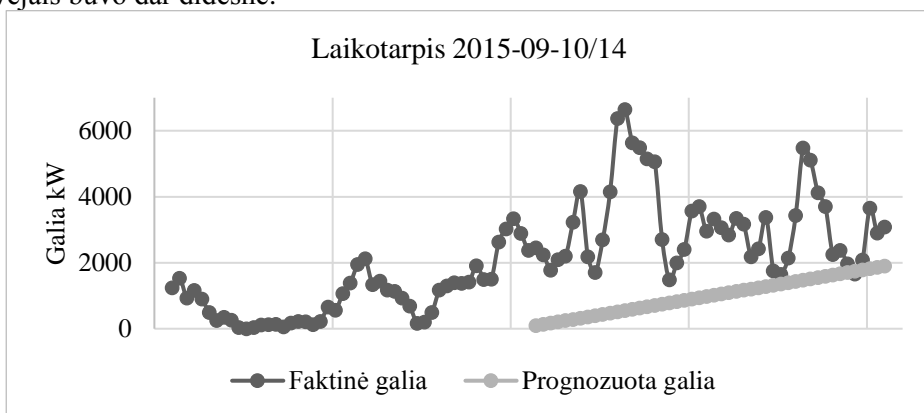
Prognozavimo periodas	Verčių, pagal kurias nustatyti koreliaciniai ryšiai, skaičius				
	6	12	24	48	72
1	8,15	7,39	6,95	7,29	8,84
2	5,94	4,55	3,98	4,00	5,31
3	6,69	5,37	4,76	5,23	7,69
4	6,85	5,59	5,16	5,30	7,92
5	8,20	6,03	5,99	6,29	8,22
Vidurkis	7,16	5,79	5,37	5,62	7,60

Apibendrinant rezultatus galima teigti, jog išnagrinėti patobulinti duomenų sekos metodai yra tinkami itin trumpalaikiai (1 valandos) galios prognozei. Trumpalaikiuose VE galios prognozavimo modeliuose šis metodas gali būti taikomas ir pavienis, ir apjungiamas su kitomis funkcijomis.

Vėjo elektrinių galios prognozavimas trumpalaikiam ir vidutinės trukmės laikotarpiui

Prognozuojant vėjo elektrinių galią ir taikant autoregresinę seką, prognozuojami duomenys yra gaunami tiesine regresijos funkcija. VE galios prognozavimo taikant tiesinės autoregresijos (AR) metodą pavyzdys, pateiktas 3.16 paveiksle, rodo, jog šis metodas nėra tinkamas VE galiai prognozuoti. Metodas atspindi bendrąsias laiko eilutės kitimo tendencijas, tačiau neįvertina vėjo galios generavimo variacijų. Todėl

analizuojamu atveju – 24 h – prognozavimo paklaida siekė 16 %, o kitais nagrinėtais atvejais buvo dar didesnė.

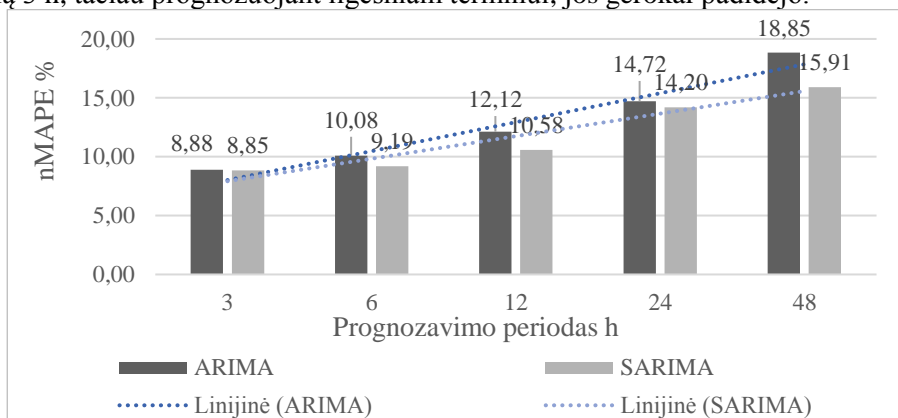


3.16 pav. VE galios prognozė taikant tiesinės regresijos metodą Sūdėnų VEP

Analizuojant VEP galios prognozavimo tikslumą ir taikant ARIMA bei SARIMA metodus, pagal generuojamos galios kiekį vėjo greitis buvo klasifikuojamas į mažesnę ir didesnę. Tyrimas buvo atliktas Sūdėnų VEP, kur veikia Enercon E82-2 MW vėjo elektrinės. Mažesniu vėjo greičiu laikytas toks vėjo greitis, kai elektrinės generuojama galia buvo iki 1000 kW (lygus 0,5 nominalios galios), o didesniu – kai VE galia buvo daugiau nei 1000 kW.

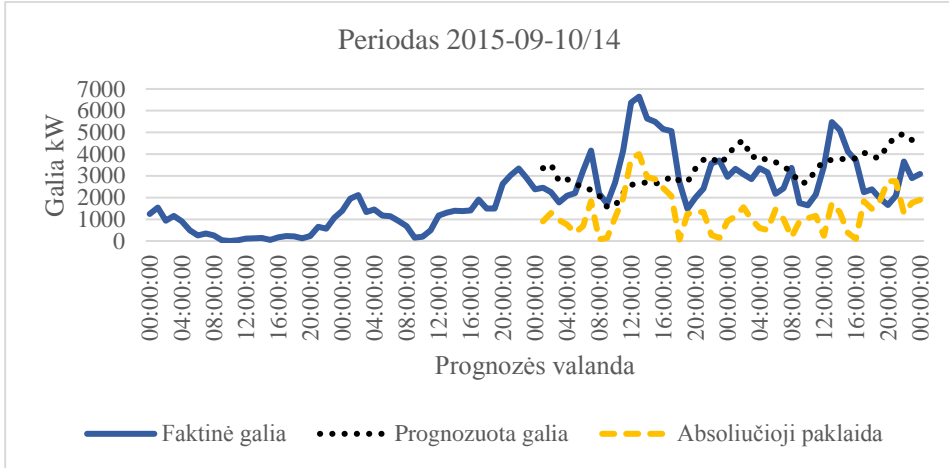
Sūdėnų VEP yra 7 elektrinės, vadinasi, esant mažiems vėjo greičiams VEP galia gali siekti iki 7000 kW. Labai svarbu paminėti tai, kad vėjo greitis buvo klasifikuojamas siekiant iširti, kaip tiksliai VE galia prognozuojama statistiniais metodais esant mažam, dideliam vėjo greičiui arba esant vėjo greičio pokyčiui (mažam–dideliam ir dideliam vėjo greičiui).

3.17 paveiksle pateiktas ARIMA ir SARIMA prognozavimo metodų palyginimas 48 valandų galios prognozei, esant mažo vėjuotumo laikotarpiui. Rezultatai rodo, jog mažiausios prognozavimo paklaidos gautos prognozuojant VE galią 3 h, tačiau prognozuojant ilgesniam terminui, jos gerokai padidėjo.



3.17 pav. 48 valandų galios prognozė Sūdėnų VEP taikant skirtingus metodus

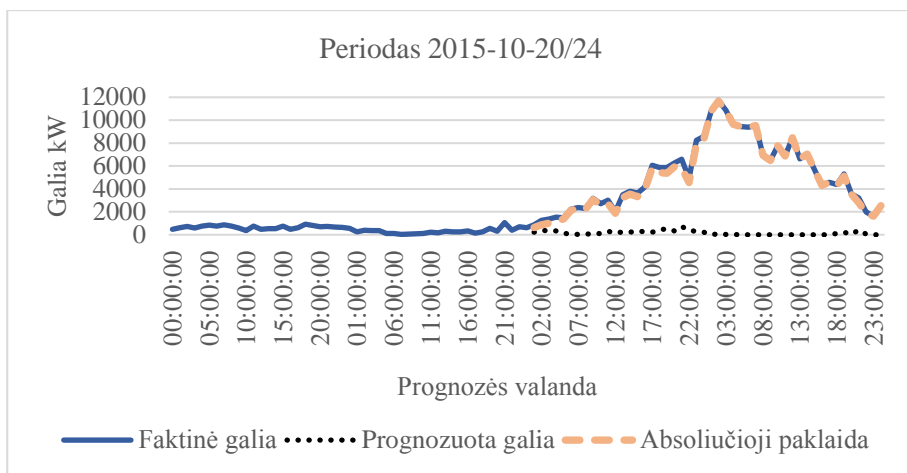
Taikant metodą ARIMA ir įvertinus sezoniškumo veiksnį (SARIMA), VEP galia buvo prognozuojama tiksliau, todėl šis metodas taikomas tolesniuose tyrimuose. Svarbu pabrėžti, jog šie VE galios prognozavimo rezultatai atspindi mažo vėjo greičio laikotarpį. Siekiant atlikti išsamius tyrimus, Sūdėnų VEP nagrinėta 16 skirtingų laikotarpių, esant skirtingam vėjo greičiui.



3.18 pav. VE galios prognozavimas metodu SARIMA Sūdėnų VEP, esant mažam vėjo greičiui

Atlikto tyrimo rezultatai rodo, jog esant mažam vėjo greičiui galia buvo prognozuota sąlyginai tiksliai – nagrinėjamu atveju nMAPE siekė 9,43 % 54 valandų laikotarpiui (3.18 pav.). Tačiau taip pat pastebimas staigus prognozavimo paklaidų didėjimas, esant vėjo elektrinių energijos generacijos šuoliui (angl. *ramp*). Sąlyginai mažas paklaidas lemia ir nedidelė VE energijos gamyba, nes esant didesnei galios generacijai yra sunkiau tiksliai prognozuoti galią, ir galios prognozavimo paklaidos didėja.

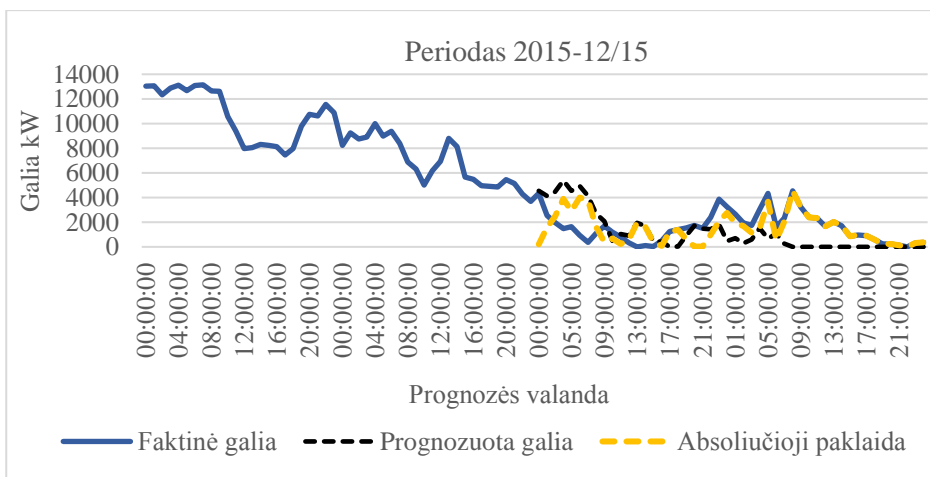
Vėjo elektrinių galios prognozavimo metodo SARIMA adaptacijos periodas mažo vėjo greičio laikotarpiu parodytas 3.19 paveiksle. Tačiau VEP galia prognozuota didelio vėjuotumo laikotarpiu. Paveiksle galima matyti, jog galia prognozuota itin netiksliai, daugeliu atvejų generuotos galios ir paklaidų vertės praktiškai sutapdavo, o nagrinėjamame pavyzdyje prognozavimo paklaida siekė 36,17 %.



3.19 pav. VE galios prognozavimas metodu SARIMA Sūdėnų VEP, esant mažam ir dideliam vėjo greičiui

Pagrindinė to priežastis – mažo vėjuotumo prognozavimo adaptacijos periodas, kai metodas prisitaiko pagal esamus duomenis ir prognozuoja sąlyginai panašią duomenų seką.

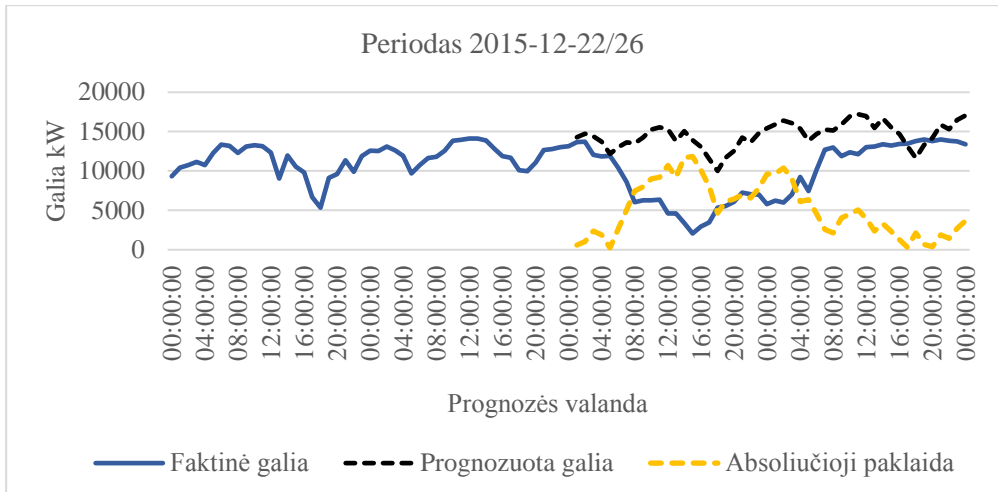
VE galios prognozavimo, kai metodo adaptacijos laikas yra didelio vėjo greičio laikotarpis, o prognozuojama galia yra mažo vėjuotumo laikotarpiu pavyzdys parodytas 3.20 paveiksle.



3.20 pav. VE galios prognozavimas metodu SARIMA Sūdėnų VEP, esant dideliam ir mažam vėjo greičiui

Nagrinėjamu atveju VE galios prognozavimo paklaida siekė 10,73 %, tačiau pastebima didelė paklaidų įvairovė.

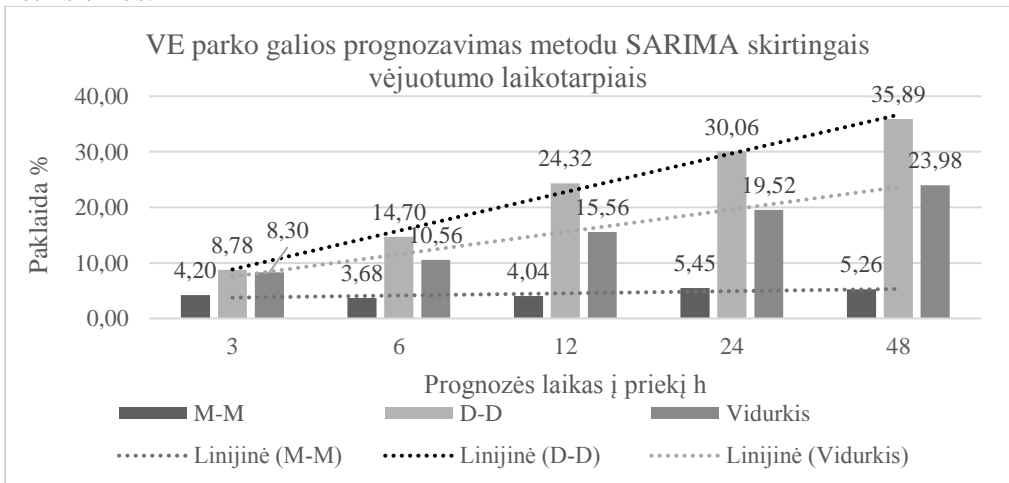
Vėjo elektrinių galios, esant dideliam vėjo greičiui, prognozavimas (3.21 pav.), rodo, jog net neženkliai pakitus vėjo greičiui, prognozavimo paklaida gerokai padidėja – nagrinėjamu atveju siekė net 36,95 %.



3.21 pav. VE galios prognozavimas metodu SARIMA Sūdėnų VEP, esant dideliame vėjo greičiui

Didelę prognozavimo paklaidą galima aiškinti tuo, jog vėjo greitis yra proporcingas generuojamai galiai, pakeltai trečiuoju laipsniu. Vadinasi, net ir nedideli galios prognozavimo netikslumai lemia dideles prognozavimo paklaidas.

Apibendrinti vėjo elektrinių galios prognozavimo, esant mažo vėjuotumo sąlygoms (M) ir didelio vėjuotumo sąlygoms (D), rezultatai pateikti 3.22 paveiksle. Matyti, jog esant mažo vėjuotumo sąlygoms, prognozavimo paklaidos yra sąlyginai nedidelės, galią prognozuojant 48 h laikotarpiui. Tačiau, esant didelio vėjuotumo sąlygoms, 6 h prognozės paklaidos siekia 14,7 %, o tai rodo didelius prognozavimo netikslumus.



3.22 pav. VE galios prognozavimo paklaida skirtingo vėjuotumo laikotarpiais

Palyginus visų minėtų atvejų (mažas–mažas, mažas–didelis, didelis–mažas, didelis–didelis vėjo greitis) prognozavimo paklaidų vidurkius, 3 ir 6 valandų galios prognozavimo paklaidos siekė atitinkamai 8,3 % ir 10,56 %. Esant ilgesniam prognozavimo laikotarpiui, paklaidos gerokai padidėjo (3.17 lentelė).

3.17 lentelė. Galios prognozavimo paklaidos skirtingam laikotarpiui ir esant skirtingoms vėjuotumo sąlygoms

Galios prognozavimo laikotarpis h	Vėjo greitis (didesnis ir mažesnis)				Vidurkis
	M–M	M–D	D–M	D–D	
3	4,20	10,44	9,78	8,78	8,30
6	3,68	11,33	12,53	14,70	10,56
12	4,04	16,32	17,57	24,32	15,56
24	5,45	26,02	16,57	30,06	19,52
48	5,26	36,46	18,29	35,89	23,98
Vidurkis	4,53	20,12	14,95	22,75	-

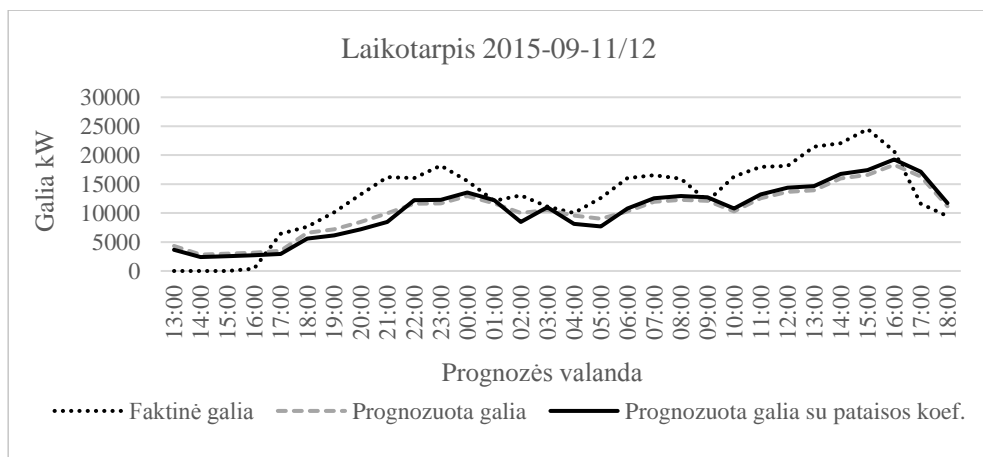
Mažiausios paklaidos nustatytos prognozuojant galią 3 ir 6 valandų laikotarpiui. Esant ilgesniam prognozavimo laikotarpiui, paklaidos didėja ir siekia daugiau nei 15 %. Tai rodo, jog šis metodas nėra tinkamas ilgesnei nei 6 valandų prognozei.

Taigi atlikti tyrimai parodė, kad trumpalaikėi prognozei tinkamiausias yra metodas SARIMA, todėl, kad šiuo metodu prognozuojant galią 3 valandoms gaunama 8,3 % paklaida, 6 valandoms – 10,56 %. Tuo tarpu prognozuojant vėjo galią, neperskaičiuojant vėjo greičio į elektrinės ašies aukštį, gaunama 11,13 % paklaida, o įvertinus topografines sąlygas – 9,16 %. Vadinasi, 3 valandų prognozei, nevertinant topografinių sąlygų, tačiau taikant SARIMA metodą, prognozavimo paklaidas pirmoms trimis valandoms galima sumažinti 1,97 % (nuo 11,13 iki 8,3 %). Tuo tarpu vertinant topografines sąlygas, prognozavimo paklaidas galima sumažinti 0,86 % (nuo 9,16 iki 8,3 %). Todėl galima teigti, jog SARIMA funkcija yra tinkama integracijai į hibridinį galios prognozavimo modelį 3 valandų prognozei.

3.5.2. Statistinis prognozuojamos vėjo elektrinių galios patikslinimas

Prognozuojamos galios tikslinimo koeficientų taikymas

Taikant galios prognozavimo metodus, skirtingais atvejais buvo pastebimos fazinės ir amplitudinės paklaidos. Amplitudinės paklaidos rodo faktinės ir prognozuotos galios neatitiktį netiksliai įvertinant VE galią. Tuo tarpu fazinės paklaidos vyrauja tada, kai prognozuojamas staigus galios generacijos šuolis, bet jis neįvyksta. Galimas ir priešingas variantas, kai faktinė galia staigiai padidėja, bet prognozuotas staigus VE galios pokytis atsilieka arba išvis nėra prognozuojamas. Vis dėlto, prognozuoti fazinius vėjo greičio pokyčius yra labai sudėtinga, todėl daugiausiai dėmesio skiriama amplitudinėms paklaidoms mažinti. Vienas būdų yra prognozuojamos galios patikslinimo koeficientų įtraukimas. 3.23 pav. pateiktos faktinės, prognozuojamos ir patikslintos su pataisais koeficientais galios vertės.



3.23 pav. VE galios prognozavimas su pataisos koeficientais ir be pataisos koeficientų Čiūtelių VEP

Atlikus analizę buvo nustatyta, jog prognozuojant galią tikslesni rezultatai gaunami įtraukus pataisos koeficientus. Tačiau, siekiant nustatyti, kurie koeficientai leistų pagerinti prognozės tikslumą, reikia vertinti skirtingus atvejus, pateiktus 3.18 lentelėje. Buvo modeliuojami skirtingi koeficientai nuo 0,65 iki 1,35. Tyrimo duomenimis, įtraukus pataisos koeficientus rezultatai ne visada buvo geresni. Įtraukus pataisos koeficientus 0,75, kai $P < 10\ 000\ \text{kW}$, ir 1,15, kai $P > 10\ 000\ \text{kW}$, 0,65, kai $P < 10\ 000\ \text{kW}$, ir 1,35, kai $P > 10\ 000\ \text{kW}$ galios prognozavimo paklaidos buvo atitinkamai 7,37 % ir 7,63 %. Tuo tarpu prognozavimo be pataisos koeficiento paklaidos nagrinėjamu laikotarpiu siekė 6,01 %. Tiksliausiai vėjo elektrinių galia buvo prognozuojama įtraukus pataisos koeficientus 0,85, kai $P < 10\ 000\ \text{kW}$, ir 1,05, kai $P > 10\ 000\ \text{kW}$.

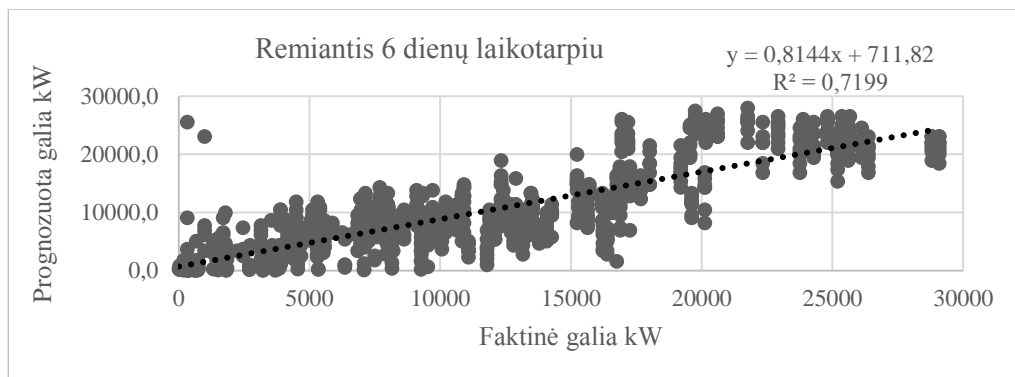
3.18 lentelė. Galios prognozavimo be pataisos koeficientų ir su pataisos koeficientais paklaidų palyginimas

Nagrinėjamas atvejis	Be pataisos koef.	Su pataisos koef. 0,85, kai $P < 10\ 000\ \text{kW}$, ir 1,05, kai $P > 10\ 000\ \text{kW}$	Su pataisos koef. 0,75, kai $P < 10\ 000\ \text{kW}$, ir 1,15, kai $P > 10\ 000\ \text{kW}$	Su pataisos koef. 0,65, kai $P < 10\ 000\ \text{kW}$, ir 1,35, kai $P > 10\ 000\ \text{kW}$	Iš viso sumažinta prognozavimo paklaida %
1	7,04	6,30	8,12	8,73	0,74
2	8,72	8,65	9,33	9,96	0,07
3	3,52	3,54	5,46	5,50	-0,01
4	2,26	2,33	4,42	4,71	-0,06
5	7,96	7,84	9,87	9,64	0,12
Vidurkis	5,90	5,73	7,44	7,71	0,17

Apibendrinant galima teigti, jog tinkamai parinkus koeficientus tiksliau prognozuojama vėjo elektrinių galia.

Prognozuojamos galios tikslinimas naudojant tiesinės regresijos funkciją

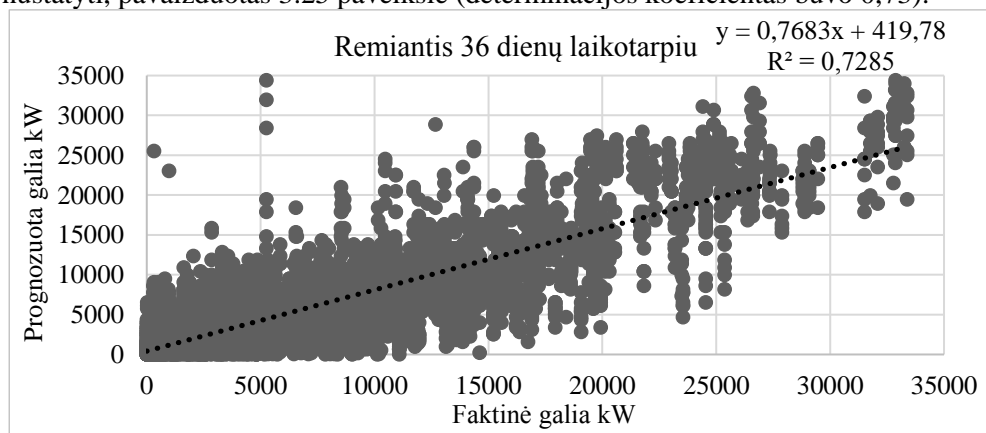
Siekiant kaip galima tiksliau prognozuoti galią, vienas prognozavimo proceso žingsnių yra statistinio ryšio nustatymas tarp prognozuotų ir faktinių vėjo elektrinių galios duomenų. Nustačius šį ryšį, prognozuojama VE galia yra statistiškai patikslinama. Tačiau taip pat svarbu iširti, koks yra optimalus laikotarpis statistiniam prognozuotų ir faktinių duomenų ryšiui nustatyti. Atliktas tyrimas 4 analizuojamuose parkuose aprėpia 6–36 dienų statistinio ryšio nustatymo laikotarpius, kurių metu lyginamos VEP galios prognozavimo paklaidos.



3.24 pav. Prognozuotos ir faktinės galios ryšys Benaičių VEP pagal 6 dienų duomenis

Tipiškas vėjo elektrinių parko galios prognozavimo pavyzdys, kai prognozuotos ir faktinės galios statistiniam ryšiui nustatyti buvo naudotas 6 dienų laikotarpis Benaičių VEP, pateiktas 3.24 paveiksle. Nurodytas determinacijos koeficientas yra 0,72, o tai reiškia, jog prognozuoti duomenys atitinka realius duomenis 72 %. Paveiksle taip pat pateiktas pavyzdys, kai prognozuojami duomenys patikslinami pritaikius funkciją.

36 dienų laikotarpis, naudotas prognozuotos ir faktinės galios statistiniam ryšiui nustatyti, pavaizduotas 3.25 paveiksle (determinacijos koeficientas buvo 0,73).



3.25 pav. Prognozuotos ir faktinės galios ryšys Benaičių VEP pagal 36 dienų duomenis

Visuose analizuojamuose VEP (Benaičių, Čiūtelių, Laukžemės, Sūdėnų) buvo nustatyti koreliaciniai ryšiai ir determinacijos koeficientai tarp prognozuotos ir faktinės vėjo elektrinių parkų galios, taip pat apskaičiuotos galios prognozavimo patikslinimo statistinės funkcijos (3.19 lentelė).

3.19 lentelė. VEP galios prognozavimo palyginimas, taikant statistinius patikslinimo metodus (MOS)

Dienų skaičius, naudotas skaičiuojant MOS	Funkcija	R ²	nMAPE %
Benaičių VEP			
6	$y = 0,8144x + 711,82$	0,72	11,69
12	$y = 0,7833x + 457,09$	0,75	6,20
24	$y = 0,7961x + 359,74$	0,74	7,03
36	$y = 0,7683x + 419,78$	0,73	14,58
Be MOS	-	-	10,70
Čiūtelių VEP			
6	$y = 0,6676x + 1322,5$	0,73	14,98
12	$y = 0,6509x + 580,06$	0,70	10,25
24	$y = 0,7295x + 416,18$	0,68	14,72
36	$y = 0,7208x + 571,73$	0,67	14,71
Be MOS	-	-	11,35
Laukžemės VEP			
6	$y = 0,8755x + 324,31$	0,65	9,30
12	$y = 0,8323x + 312,89$	0,73	12,33
24	$y = 0,8168x + 355,04$	0,70	9,38
36	$y = 0,7917x + 325,48$	0,70	9,49
Be MOS	-	-	10,15
Sūdėnų VEP			
6	$y = 0,8616x + 8,8156$	0,71	9,22
12	$y = 0,8209x - 4,9589$	0,75	10,81
24	$y = 0,7622x + 30,711$	0,69	11,56
36	$y = 0,7258x + 5,7217$	0,66	12,30
Be MOS	-	-	9,30

Gauti rezultatai rodo, jog taikant statistinio patikslinimo metodą VEP galios prognozavimo paklaidos buvo mažesnės nei netaikant šio metodo. Nustatyta, jog stipriausias ryšys (didžiausias determinacijos koeficientas) buvo fiksuotas 6 arba 12 dienų laikotarpiu, o mažiausias – 24–36 dienų. Tai reiškia, jog siekiant patikslinti prognozuojamą galią, statistiniam ryšiui nustatyti turėtų būti naudojamas 6 arba 12 dienų laikotarpis. Atliekant tyrimą taip pat buvo naudojami 1 ir 3 dienų duomenys, o determinacijos koeficientas buvo < 40 %. Tai leidžia teigti, jog 1 ir 3 dienų laikotarpis statistiniam ryšiui nustatyti nėra tinkamas. Nagrinėjant galios prognozavimo tikslumą taikant statistinį patikslinimo metodą (MOS) ir jo netaikant rezultatai rodo, kad taikant

ši metodą VEP galia buvo prognozuojama tiksliau, tačiau esant skirtingiems laikotarpiams: esant 6 dienų statistinio ryšio nustatymo laikotarpiui tiksliau prognozuota galia Laukžemės ir Sūdėnų vėjo elektrinių parkuose (prognozavimo paklaidos atitinkamai be MOS 10,15 % ir 9,24 %, su MOS 9,30 % ir 9,22 %), o esant 12 dienų laikotarpiui tiksliau prognozuota Benaičių ir Čiūtelių vėjo elektrinių parkuose (prognozavimo paklaidos atitinkamai be MOS 10,70 % ir 11,35 %, su MOS 6,20 % ir 10,25 %). Įvertinus gautus duomenis buvo nustatyta, kad nagrinėjtais atvejais MOS metodas leido tikslumą padidinti nuo 0,08 iki 4,5 %, o vidurkis siekė 1,6 %.

3.6. Rezultatų apibendrinimas

Atlikus disertaciniame darbe numatytus tyrimus bei įvertinus skirtingų veiksnių, funkcijų įtaką ir metodų tinkamumą generuojamų vėjo elektrinių galių prognozavimo tikslumui nustatyta, kurie veiksniai ir priemonės leidžia sumažinti prognozuojamos galios paklaidas (3.20 lentelė).

3.20 lentelė. Nustatytos priemonės, leidžiančios padidinti galios prognozavimo tikslumą

Priemonė, leidusi sumažinti galios prognozavimo paklaidas	Sumažinta prognozavimo paklaida (%)
Išsamus topografinių sąlygų vertinimas	2,01
SARIMA funkcijos taikymas	0,86
Tinkamiausio galios kreivių aprašymo metodo parinkimas	0,1
Prognozuojamos galios pataisos coef. taikymas	0,17
Tiesinės regresijos (MOS) funkcijos taikymas prognozuojamai galiai patikslinti	1,6
Iš viso sumažinta	4,7

Įvertinus tirtus veiksnius bei siūlomas priemones nustatyta, kad prognozavimo paklaidas galima sumažinti iki 4,7 %. Reikšmingiausią dalį (iki 2 %) sudaro išsamus topografinių sąlygų vertinimas. SARIMA funkcijos taikymas ir MOS metodo integracija leidžia galios prognozavimo paklaidas sumažinti atitinkamai 0,9 ir 1,6 %. Tuo tarpu tinkamiausių metodų parinkimas vėjo elektrinių galios kreivių matematiniam aprašymui galią prognozuoti leistų 0,1 % tiksliau, palyginus su šiuo metu taikomais metodais, o prognozuojamos galios patikslinimo koeficientų parinkimas tikslumą leistų padidinti 0,2 %.

Kaip minėta 1.1 skyriuje, 1 % generuojamos galios prognozavimo paklaidos gali kainuoti apie 315 tūkst. Eur/m. Todėl sėkmingai integravus pasiūlytą prognozavimo metodą į EES bei pritaikius visos Lietuvos sąlygoms, būtų galima sutaupyti iki 1,5 mln. Eur per metus, palyginus su tuo, jei vėjo elektrinių galia būtų prognozuojama tiesiogiai konvertuojant vėjo greitį, gautą iš skaitmeninių orų prognozių sistemų.

IŠVADOS

Atlikta vietovių, kuriose yra vėjo elektrinės, topografinių ir vėjuotumo sąlygų analizė, nustatyti statistiniai metodai ir priemonės, skirtos tiksliau prognozuoti vėjo elektrinių galią, bei sukurtas hibridinis metodas leidžia daryti šias išvadas:

1. Ištyrus vėjo galios tankio pasiskirstymą įvertinančių metodų tikslumą nustatyta, jog esant mažam vėjo greičiui (< 4 m/s), tiksliausiai vėjo greičio pasiskirstymo funkcijos parametrus aprašo Reilėjaus metodas (aproksimavimo paklaida 2,38 %), o esant dideliame vėjo greičiui (> 4 m/s) – tinkamiausias WAsP metodas (aproksimavimo paklaida 1,49 %).
2. Atlikus vėjo elektrinių galios prognozės paklaidų tyrimus nustatyta, jog prognozuojant vėjo elektrinių galią tikslinga išsamiai vertinti topografines sąlygas, todėl, kad tai leistų vėjo elektrinių generuojamos galios prognozės tikslumą padidinti iki 2 %.
3. Ištyrus vėjo charakteristikų įtaką VE galios prognozės tikslumui nustatyta, kad nėra tiesinės priklausomybės tarp vėjuotumo charakteristikų ir vėjo elektrinių generuojamos galios prognozės paklaidų, todėl, kad didžiausios prognozavimo paklaidos (19,91 %) nustatytos, esant mišrioms vėjuotumo sąlygoms, mažiausios paklaidos – mažo vėjuotumo laikotarpiu (11,47 %), o vėjuotu laikotarpiu prognozavimo paklaida siekė 17,07 %.
4. Ištyrus vėjo elektrinių galios kreives aprašančių funkcijų tikslumą nustatyta, jog tiksliausiai galios kreivę aprašo parametrinė funkcija, kurios sąlygojama aproksimavimo paklaida siekia 8,11 %.
5. Ištyrus tiksliausiai vėjo elektrinių galią prognozuojančius statistinius metodus nustatyta, kad tinkamiausias statistinis galios prognozavimo metodas yra SARIMA. Šis metodas tinka itin trumpo laikotarpio (iki 3 valandų) VE galios prognozei (paklaida 8,3 %). Taip pat įvertinta, jog taikant tiesinės regresijos patikslinimo metodą, prognozuojamos VE galios tikslumą galima padidinti iki 1,6 %.
6. Sukurtas naujas hibridinis kompleksiskai topografines ir meteorologines sąlygas įvertinantis metodas vėjo elektrinių generuojamą galią leidžia prognozuoti iki 4,7 % tiksliau nei tiesiogiai konvertuojant skaitmeninės orų prognozės (SOP) duomenis (vėjo greitį) į VE galią.

LITERATŪRA

1. AL, V. E. T. Resolving nonstationary spectral information in wind speed time series using the Hilbert – Huang transform. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*. 2010, 253–267. ISSN 1558-8424.
2. ALESSANDRINI, S. et al. A novel application of an analog ensemble for short-term wind power forecasting. *Renewable Energy*. 2015, 76, 768–781. ISSN 0960-1481.
3. ALESSANDRINI, S., SPERATI, S., PINSON, P. A comparison between the ECMWF and COSMO Ensemble prediction systems applied to short-term wind power forecasting on real data. *Applied Energy*. 2013, 107, 271–280. ISSN 0306-2619.
4. ALHAMWI, A. et al. Moroccan National Energy Strategy reviewed from a meteorological perspective. *Energy Strategy Reviews*. 2015, 6, 39–47. ISSN 2211-467X.
5. ASTARIZ, S. et al. Improving wind farm accessibility for operation & maintenance through a co-located wave farm: Influence of layout and wave climate. *Energy Conversion and Management*. 2015, 95, 229–241. ISSN 0196-8904.
6. BADGER, J., FRANK, H., HAHMANN, N., GIEBEL, G. Wind-climate estimation based on mesoscale and microscale modelling : statistical – dynamical downscaling for wind energy applications. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*. 2014, 1901–1919. ISSN 1558-8424.
7. BEZRUKOV, V. et al. Investigation of wind energy distribution in height in Latvia. *Energy Procedia*. 2014, 57, 3100–3109. ISSN 1876-6102.
8. BLONBOU, R., MONJOLY, S., DORVILLE, J.-F. An adaptive short-term prediction scheme for wind energy storage management. *Energy Conversion and Management*. 2011, 52(6), 2412–2416. ISSN 0196-8904.
9. BUKALA, J. et al. Investigation of parameters influencing the efficiency of small wind turbines. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. 2015, 146, 29–38. ISSN 0167-6105.
10. BURTON, T. et al. *Wind Energy Handbook*, 2001. West Sussex, England. ISBN 0474-89972.
11. CALIF, R. PDF models and synthetic model for the wind speed fluctuations based on the resolution of Langevin equation. *Applied Energy*. 2012, 99, 173–182. ISSN 0306-2619.
12. CARAPPELLUCCI, R., GIORDANO, L. The effect of diurnal profile and seasonal wind regime on sizing grid-connected and off-grid wind power plants. *Applied Energy*. 2013, 107, 364–376. ISSN 0306-2619.
13. CAROLIN MABEL, M., FERNANDEZ, E. Analysis of wind power generation and prediction using ANN: A case study. *Renewable Energy*. 2008, 33(5), 986–992. ISSN 0960-1481.
14. CARRILLO, C. et al. Review of power curve modelling for wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013, 21, 572–581. ISSN 1364-0321.
15. CASSOLA, F., BURLANDO, M. Wind speed and wind energy forecast through Kalman filtering of Numerical Weather Prediction model output. *Applied Energy*. 2012, 99, 154–166. ISSN 0306-2619.
16. CHAVES-ÁVILA, J. P., HAKVOORT, R. A., RAMOS, A. The impact of European balancing rules on wind power economics and on short-term bidding strategies. *Energy Policy*. 2014, 68, 383–393. ISSN 0301-4215.

17. CHEN, K., YU, J. Short-term wind speed prediction using an unscented Kalman filter based state-space support vector regression approach. *Applied Energy*. 2014, 113, 690–705. ISSN 0306-2619.
18. COLAK, I., SAGIROGLU, S., YESILBUDAK, M. Data mining and wind power prediction: A literature review. *Renewable Energy*. 2012, 46, 241–247. ISSN 0960-1481.
19. CROONENBROECK, C., AMBACH, D. Censored spatial wind power prediction with random effects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015a, 51, 613–622. ISSN 1364-0321.
20. CROONENBROECK, C., AMBACH, D. A selection of time series models for short-to medium-term wind power forecasting. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. 2015b, 136, 201–210. ISSN 0167-6105.
21. DE GIORGI, M. G., FICARELLA, A., TARANTINO, M. Error analysis of short term wind power prediction models. *Applied Energy*. 2011a, 88(4), 1298–1311. ISSN 0306-2619.
22. DE GIORGI, M. G., FICARELLA, A., TARANTINO, M. Assessment of the benefits of numerical weather predictions in wind power forecasting based on statistical methods. *Energy*. 2011b, 36(7), 3968–3978. ISSN 0360-5442.
23. DE MEDEIROS, A. L. R. et al. Analysis of design parameters of large-sized wind turbines by non-dimensional model. *Energy*. 2015, 93, 1146–1154. ISSN 0360-5442.
24. DESMOND, C. J. et al. A study on the inclusion of forest canopy morphology data in numerical simulations for the purpose of wind resource assessment. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. 2014, 126, 24–37. ISSN 0167-6105.
25. FARAJZADEH, S. et al. A testing procedure for wind turbine generators based on the power grid statistical model. *Renewable Energy*. 2017, 1–9. ISSN 0960-1481.
26. FISHER, S. M. et al. The effects of geographical distribution on the reliability of wind energy. *Applied Geography*. 2013, 40, 83–89. ISSN 0143-6228.
27. FOCKEN, U., et al. Previento – a wind power prediction system with an innovative upscaling algorithm. *Proceedings of the European Wind Energy Conference*, 2001-06-2/6, p. 826– 829, Copenhagen, Denmark.
28. FOLEY, A. M. et al. Current methods and advances in forecasting of wind power generation. *Renewable Energy*. 2012, 37(1), 1–8. ISSN 0960-1481.
29. GHADI, M. J. et al. A novel heuristic method for wind farm power prediction: A case study. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2014, 63, 962–970. ISSN 0142-0615.
30. GIEBEL, G. The state of the art in short-term prediction of wind power. *Deliverable report*, 2011, Roskilde, Denmark.
31. GIEBEL, G. Estimation of turbulence intensity using rotor effective wind speed in Lillgrund and Horns Rev-I offshore wind farms. *Renewable Energy*. 2016, 99, 524–532. ISSN 0960-1481.
32. GONZÁLEZ-LONGATT, F., MEDINA, H., SERRANO GONZÁLEZ, J. Spatial interpolation and orographic correction to estimate wind energy resource in Venezuela. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015, 48, 1–16. ISSN 1364-0321.
33. GUALTIERI, G. Surface turbulence intensity as a predictor of extrapolated wind resource to the turbine hub height. *Renewable Energy*. 2015, 78, 68–81. ISSN 0960-1481.
34. HAN, S., LI, J., LIU, Y. Tabu search algorithm optimized ANN model for wind power prediction with NWP. *Energy Procedia*. 2011, 12, 733–740. ISSN 1876-6102.

35. HODGE, B. et al. Wind power forecasting error distributions. *11th Annual International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants Conference*, 2012-11-13/15, Lisbon, Portugal.
36. HU, J., WANG, J., ZENG, G. A hybrid forecasting approach applied to wind speed time series. *Renewable Energy*. 2013, 60, 185–194. ISSN 0960-1481.
37. HUANG, G.-B., ZHU, Q.-Y., SIEW, C.-K. Extreme learning machine: Theory and applications. *Neurocomputing*. 2006, 70(1–3), 489–501. ISSN 0925-2312.
38. YAMAGUCHI, A., ISHIHARA, T. Assessment of offshore wind energy potential using mesoscale model and geographic information system. *Renewable Energy*. 2014, 69, 506–515. ISSN 0960-1481.
39. YAN, J. et al. Reviews on uncertainty analysis of wind power forecasting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015, 52, 1322–1330. ISSN 1364-0321.
40. YU, D. et al. Profiling the regional wind power fluctuation in China. *Energy Policy*. 2011, 39(1), 299–306. ISSN 0301-4215.
41. YUAN, X. et al. Short-term wind power prediction based on LSSVM–GSA model. *Energy Conversion and Management*. 2015, 101, 393–401. ISSN 0196-8904.
42. JAMES, A. Assessing extreme events for energy meteorology : media and scientific publications to track the events of a North Sea storm. *Energy Procedia*. 2016, 97(1876), 116–123. ISSN 1876-6102.
43. JANJAI, S. et al. Evaluation of wind energy potential over Thailand by using an atmospheric mesoscale model and a GIS approach. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. 2014, 129, 1–10. ISSN 0167-6105.
44. JUNG, J., BROADWATER, R. P. Current status and future advances for wind speed and power forecasting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014, 31, 762–777. ISSN 1364-0321.
45. KARINIOTAKIS, G., et al. What performance can be expected by short-term wind power prediction models depending on site characteristics? *EWEC'04 Conference 2004-11-22/25*, London, UK.
46. KAZDA, J., GÖÇMEN, T., GIEBEL, G., CUTULULIS, N. Possible improvements for present wind farm models used in optimal wind farm controllers. *15th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*, 2016-11-15/17, Vienna, Austria.
47. KETTERER, J. C. The impact of wind power generation on the electricity price in Germany. *Energy Economics*. 2014, 44, 270–280. ISSN 0140-9883.
48. KHOSRAVI, A., NAHAVANDI, S. An optimized mean variance estimation method for uncertainty quantification of wind power forecasts. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2014, 61, 446–454. ISSN 0142-0615.
49. KIM, J., KYU, Y., MALKAWI, A. Topography integration to wind downscaling. *Building and Environment*. 2017, 115, 306–315. ISSN 0360-1323.
50. KLOPPENBORG MOLLER, J., et al. Time-adaptive quantile regression. *Computational Statistics & Data Analysis*. 2008, 52, 1292–1303. ISSN 0167-9473.
51. KUSIAK, A., LI, W. The prediction and diagnosis of wind turbine faults. *Renewable Energy*. 2011, 36(1), 16–23. ISSN 0960-1481.
52. KUSIAK, A., ZHANG, Z., VERMA, A. Prediction, operations, and condition monitoring in wind energy. *Energy*. 2013, 60, 1–12. ISSN 0360-5442.
53. KWON, S.-D. Uncertainty analysis of wind energy potential assessment. *Applied Energy*. 2010, 87(3), 856–865. ISSN 0306-2619.

54. LANDBERG, L. A mathematical look at a physical power prediction model. *Wind Energy*. 1998, 1(1), 23–28. ISSN 1099-1824.
55. LANDBERG, L. Short-term prediction of the power production from wind farms. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. 1999, 80(1–2), 207–220. ISSN 0167-6105.
56. LANDBERG, L. Short-term prediction of local wind conditions. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. 2001, 89(3–4), 235–245. ISSN 0167-6105.
57. LANDBERG, L., GIEBEL, G., NIELSEN, A.,H., NIELSEN, T., MADSEN, H. Short-term Prediction—An Overview. *Wind Energy*, 2003, 280, 273–280. ISSN 1099-1824.
58. LANGE, B., ROHRIG, K., ERNST, B., SCHLÖGL, F., CALI, Ü., JURSA, R., MORADI, J. Wind power prediction in Germany – Recent advances and future challenges. *European Wind Energy Conference and Exhibition*, 2006-02-27/03-02, Athens, Greece.
59. LANGE, M., FOCKEN, U. Physical approach to short-term wind power prediction. New York: Springer, 2005. ISBN 10 3-540-25662-8.
60. LANGE, M., FOCKEN, U., MEYER, R., DENHARDT, M., ERNST, B., BERSTER, F. Optimal combination of different numerical weather models for improved wind power predictions. *Wind Energy*. 2006. ISSN 1099-1824.
61. LANGE, M., HEINEMANN D. Accuracy of short term wind power predictions depending on meteorological conditions. *Global Windpower Conference and Exhibition*, 2002-04-2/5, Paris, France.
62. LEI, M. et al. A review on the forecasting of wind speed and generated power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2009, 13, 915–920. ISSN 1364-0321.
63. LI, L. et al. A physical approach of the short-term wind power prediction based on CFD pre-calculated flow fields. *Journal of Hydrodynamics*. 2013, 25(13), 56–61. ISSN 1001-6058.
64. LYDIA, M. et al. A comprehensive review on wind turbine power curve modelling techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014, 30, 452–460. ISSN 1364-0321.
65. LYDIA, M. et al. Wind resource estimation using wind speed and power curve models. *Renewable Energy*. 2015, 83, 425–434. ISSN 0960-1481.
66. LIU, H. et al. A hybrid statistical method to predict wind speed and wind power. *Renewable Energy*. 2010a, 35(8), 1857–1861. ISSN 0960-1481.
67. LIU, H. et al. Forecasting models for wind speed using wavelet, wavelet packet, time series and Artificial Neural Networks. *Applied Energy*. 2013, 107, 191–208. ISSN 0306-2619.
68. LIU, H., SHI, J., ERDEM, E. Prediction of wind speed time series using modified Taylor Kriging method. *Energy*. 2010b, 35(12), 4870–4879. ISSN 0360-5442.
69. LIU, X. P., NIU, J. L., KWOK, K. C. S. Analysis of concentration fluctuations in gas dispersion around high-rise building for different incident wind directions. *Journal of Hazardous Materials*. 2011, 192(3), 1623–1632. ISSN 0304-3894.
70. MADARIAGA, A. et al. Technological trends in electric topologies for offshore wind power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013, 24, 32–44. ISSN 1364-0321.
71. MARČIUKAITIS, M. et al. Atsinaujinančių energijos išteklių naudojimo Lietuvoje patirtis, reikšmė ir siekiai. *Energetika*. 2016, 62(4), 247–267. ISSN 0235-7208.

72. MATELIONIS, D. Atsinaujinančių energijos išteklių prognozavimas, balansavimas, 2016-01-22, Litgrid, Vilnius.
73. MILLIGAN, M., SCHWARTZ M., WAN, Y. Statistical wind power forecasting models : results for U. S. wind farms. *Report*, 2003, Austin, Texas, USA.
74. MOHAMMADI, K. et al. Predicting the wind power density based upon extreme learning machine. *Energy*. 2015, 86, 232–239. ISSN 03605442.
75. MÖHRLEN, C., JØRGENSEN, J. Forecasting wind power in high wind penetration markets, using multi-scheme ensemble prediction methods. *Proceedings of the German Wind Energy Conference*. 2006-11, Bremen, Germany.
76. GRIGALIŪNAS, V., RUSECKAS, J. The effect of soil properties on natural forest regeneration on drained fens. *Baltic Forestry*. 2005, 75–83. ISSN 1392-1355.
77. NIELSEN, T., S., JOENSEN, A., MADSEN, H., LANDBERG, L., GIEBEL, G. A new reference for wind power forecasting. *Wind Energy*. 1998, 34, 29–34. ISSN 1099-1824.
78. NOR, K. M., SHAABAN, M., ABDUL RAHMAN, H. Feasibility assessment of wind energy resources in Malaysia based on NWP models. *Renewable Energy*. 2014, 62, 147–154. ISSN 0960-1481.
79. OH, H., KIM, B. Comparison and verification of the deviation between guaranteed and measured wind turbine power performance in complex terrain. *Energy*. 2015, 85, 23–29. ISSN 0360-5442.
80. OKUMUS, I., DINLER, A. Current status of wind energy forecasting and a hybrid method for hourly predictions. *Energy Conversion and Management*. 2016, 123, 362–371. ISSN 0196-8904.
81. OLAOFE, Z. O. A 5-day wind speed & power forecasts using a layer recurrent neural network (LRNN). *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2014, 6, 1–24. ISSN 2213-1388.
82. OLAOFE, Z. O., FOLLY, K. A. Wind energy analysis based on turbine and developed site power curves: A case-study of Darling City. *Renewable Energy*. 2013, 53, 306–318. ISSN 0960-1481.
83. ONER, Y. et al. A comparative analysis of wind power density prediction methods for Çanakkale, Intepe region, Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013, 23, 491–502. ISSN 1364-0321.
84. OSÓRIO, G. J., MATIAS, J. C. O., CATALÃO, J. P. S. Short-term wind power forecasting using adaptive neuro-fuzzy inference system combined with evolutionary particle swarm optimization, wavelet transform and mutual information. *Renewable Energy*. 2015, 75, 301–307. ISSN 0960-1481.
85. PELLETIER, F., MASSON, C., TAHAN, A. Wind turbine power curve modelling using artificial neural network. *Renewable Energy*. 2016a, 89, 207–214. ISSN 1879-0682.
86. PENG, H., LIU, F., YANG, X. A hybrid strategy of short term wind power prediction. *Renewable Energy*. 2013, 50, 590–595. ISSN 0960-1481.
87. PINSON, P., MADSEN, H., NIELSEM, H., PAPAETHYMIIOU, G., KLOCKL, K. From probabilistic forecasts to statistical scenarios of short-term wind power production. *Wind Energy*. 2008. ISSN 1099-1824.
88. PONCELA, M., PONCELA, P., PERÁN, J. R. Automatic tuning of Kalman filters by maximum likelihood methods for wind energy forecasting. *Applied Energy*. 2013, 108, 349–362. ISSN 0306-2619.

89. POUSINHO, H. M. I., MENDES, V. M. F., CATALÃO, J. P. S. A hybrid pso-anfis approach for short-term wind power prediction in Portugal. *Energy Conversion and Management*. 2011, 52(1), 397–402. ISSN 0196-8904.
90. REIKARD, G., ROBERTSON, B., BIDLOT, J.-R. Combining wave energy with wind and solar: Short-term forecasting. *Renewable Energy*. 2015, 81, 442–456. ISSN 0960-1481.
91. ROY, S. Performance prediction of active pitch-regulated wind turbine with short duration variations in source wind. *Applied Energy*. 2014, 114, 700–708. ISSN 0306-2619.
92. ROSE, S., APT, J. What can reanalysis data tell us about wind power? *Renewable Energy*. 2015, 83, 963–969. ISSN 0960-1481.
93. SÁNCHEZ, I. Short-term prediction of wind energy production. *International Journal of Forecasting*. 2006, 22, 43–56. ISSN 0169-2070.
94. ŞEN, Z. Terrain topography classification for wind energy generation. *Renewable Energy*. 1999, 16(1–4–4 pt 2), 904–907. ISSN 0960-1481.
95. SOMMERLOT, A. R. et al. Environmental modelling & software coupling the short-term global forecast system weather data with a variable source area hydrologic model. *Environmental Modelling and Software*. 2016, 86, 68–80. ISSN 1364-8152.
96. STATHOPOULOS, C. et al. Wind power prediction based on numerical and statistical models. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. 2013, 112, 25–38. ISSN 0167-6105.
97. TAMBKE, J., LANGE, M., FOCKEN, U. Forecasting offshore wind speeds above the North sea. *Wind Energy*. 2005, 16, 3–16. ISSN 1099-1824.
98. TASCİKARAOĞLU, A., UZUNOĞLU, M. A review of combined approaches for prediction of short-term wind speed and power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014, 34, 243–254. ISSN 1364-0321.
99. TASLIMI-RENANI, E. et al. Development of an enhanced parametric model for wind turbine power curve. *Applied Energy*. 2016, 177, 544–552. ISSN 0306-2619.
100. TRIVELLATO, F., BATTISTI, L., MIORI, G. The ideal power curve of small wind turbines from field data. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. 2012, 107–108, 263–273. ISSN 0167-6105.
101. TROEN, I., LUNDTANG PETERSEN, E. European wind atlas. ISSN 0014-2999.
102. TSE, K. T. et al. Effects of twisted wind flows on wind conditions in passages between buildings. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. 2017, 167, 87–100. ISSN 0167-0165.
103. VISHWAKARMA, V. P., GUPTA, M., N. A new learning algorithm for single hidden layer feedforward neural networks. *International Journal of Computer Applications*. 2011, 28(6), 26–33. ISSN 0975-8887.
104. WAIS, P. Two and three-parameter Weibull distribution in available wind power analysis. *Renewable Energy*. 2017, 103, 15–29. ISSN 0960-1481.
105. WANG, J. et al. Wind power forecasting uncertainty and unit commitment. *Applied Energy*. 2011a, 88(11), 4014–4023. ISSN 0306-2619.
106. WANG, J. et al. A self-adaptive hybrid approach for wind speed forecasting. *Renewable Energy*. 2015, 78, 374–385. ISSN 0960-1481.
107. WANG, J. et al. Analysis and application of forecasting models in wind power integration : A review of multi-step-ahead wind speed forecasting models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016, 60, 960–981. ISSN 1364-0321.
108. WANG, X., GUO, P., HUANG, X. A review of wind power forecasting models. *Energy Procedia*. 2011b, 12, 770–778. ISSN 1876-6102.

109. WEEKES, S. M., TOMLIN, A. S. Comparison between the bivariate Weibull probability approach and linear regression for assessment of the long-term wind energy resource using MCP. *Renewable Energy*. 2014a, 68, 529–539. ISSN 0960-1481.
110. WEEKES, S. M., TOMLIN, A. S. Data efficient measure-correlate-predict approaches to wind resource assessment for small-scale wind energy. *Renewable Energy*. 2014b, 63, 162–171. ISSN 0960-1481.
111. WETSTONE, G. et al. Renewables 2016 global status report 2016. IBSN 978-3-9818107-0-7.
112. WIDÉN, J. et al. Variability assessment and forecasting of renewables: A review for solar, wind, wave and tidal resources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015, 44, 356–375. ISSN 1364-0321.
113. WU, J. et al. Statistical distribution for wind power forecast error and its application to determine optimal size of energy storage system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2014, 55, 100–107. ISSN 0142-0615.
114. XIAO, L., QIAN, F., SHAO, W. Multi-step wind speed forecasting based on a hybrid forecasting architecture and an improved bat algorithm. *Energy Conversion and Management*. 2017, 143, 410–430. ISSN 0196-8904.
115. ZHANG, Y., WANG, J., WANG, X. Review on probabilistic forecasting of wind power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014a, 32, 255–270. ISSN 1364-0321.
116. ZHANG, Y., WANG, J., WANG, X. Review on probabilistic forecasting of wind power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014b, 32, 255–270. ISSN 1364-0321.
117. ZHANG, J. et al. Ramp forecasting performance from improved short-term wind power forecasting over multiple spatial and temporal scales. *Energy*. 2017, 122, 528–541. ISSN 0360-5442.
118. ZHANG, W. et al. Performance analysis of four modified approaches for wind speed forecasting. *Applied Energy*. 2012, 99, 324–333. ISSN 0306-2619.
119. ZHAO, X., WANG, S., LI, T. Review of Evaluation Criteria and Main Methods of Wind Power Forecasting. *Energy Procedia*. 2011, 12, 761–769. ISSN 1876-6102.
120. ZHENG, Z. W. et al. An overview: The development of prediction technology of wind and photovoltaic power generation. *Energy Procedia*. 2011, 12, 601–608. ISSN 1876-6102.
121. ZHU, B. et al. A prediction model for wind farm power generation based on fuzzy modelling. *Procedia Environmental Sciences*. 2012, 12, 122–129. ISSN 1878-0296.
122. ZUREK, S. et al. Prediction of power loss and permeability with the use of an artificial neural network in wound toroidal cores. *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*. 2008, 320(20), 1001–1005. ISSN 0304-8853.

MOKSLINIŲ PUBLIKACIJŲ DISERTACIJOS TEMA SĄRAŠAS

STRAIPSNIAI

„Clarivate Analytics Web of Science“ referuojamuose leidiniuose

1. KATINAS, V., MARČIUKAITIS, M., **GECEVIČIUS, G.**, MARKEVIČIUS, A. Statistical analysis of wind characteristics based on Weibull methods for estimation of power generation in Lithuania. *Renewable Energy*. 2017, 113, 190–201. ISSN 0960-1481.
2. MARČIUKAITIS, M., ŽUTAUTAITĖ, I., MARTIŠAUSKAS, L., JOKŠAS, B., **GECEVIČIUS, G.**, SFETSOS, A. Non-linear regression model for wind turbine power curve. *Renewable Energy*. 2017, 113, 732–741. ISSN 0960-1481.

Straipsniai mokslo leidiniuose, registruotuose tarptautinėse mokslinės informacijos duomenų bazėse

1. **GECEVIČIUS, G.**, MARČIUKAITIS, M., MARKEVIČIUS, A., KATINAS, V. Assessment of wind resources and short-term power prediction in Lithuania. *Energetika*. 2016, 62, 8–18. ISSN 0235-7208.
2. MARČIUKAITIS, M., DZENAJAVIČIENĖ, E. F., KVESELIS, V., SAVICKAS, J., PEREDNIS, E., LISAUSKAS, A., MARKEVIČIUS, A., MARCINAUSKAS, K., **GECEVIČIUS, G.**, ERLICKYTĖ-MARČIUKAITIENĖ, R. Atsinaujinančių energijos išteklių naudojimo Lietuvoje patirtis, reikšmė ir siekiai. *Energetika*. 2016, 62(4), 247–267. ISSN 0235-7208.

Konferencijų pranešimų medžiagoje

1. **GECEVIČIUS, G.**, MARČIUKAITIS, M. Technical and economic evaluation of wind turbines in different regions of Lithuania. *11th international conference of young scientists on energ issues (CYSENI 2014)*, Kaunas, Lithuania, May 29–30, 2014. Kaunas: LEI, 2014, p. 86–95. ISSN 1822-7554.
2. **GECEVIČIUS, G.**, MARČIUKAITIS, M. Investigation of wind speed forecasts errors for wind power generation. *12th Annual international conference of young scientists on energy issues (CYSENI 2015)*, Kaunas, Lithuania, May 27–28, 2015. Kaunas: LEI, 2015, p. 46–52. ISSN 1822-7554.
3. **GECEVIČIUS, G.**, MARČIUKAITIS, M., ZIMNICKAS, V. Analysis of wind power prediction errors using data of high resolution local area model. *13th Annual international conference of young scientists on energy issues (CYSENI 2016)*, Kaunas, Lithuania, May 26–27, 2016. Kaunas: LEI, 2016, p. 82-88. ISSN 1822-7554.
4. **GECEVIČIUS, G.**, MARČIUKAITIS, M., ZIMNICKAS, V. Novel application of statistical and physical methods for wind power prediction in Lithuania. *The 14th International conference of young scientists on energy issues (CYSENI 2017)*, Kaunas, Lithuania, May 25–26, 2017. Kaunas: LEI, 2017, p. 86-93. ISSN 1822-7554.

5. MARČIUKAITIS, M., GECEVIČIUS, G., KATINAS, V. Analysis of economic, environmental, social factors and efficiency of wind turbines in Lithuania. *The International Conference WINERCOST Trends and Challenge for Wind Energy Harvesting 2015*, Coimbra, Portugal, 30–31 March 2015, p. 259–271.
6. MARČIUKAITIS, M., GECEVIČIUS, G. Analysis of technical and economic characteristics of small wind turbines. *The International Conference on Wind Energy Harvesting 2017*. Coimbra, Portugal on 20–21 April, 2017. ISBN 978-989-99226-4-8.

SL 344. 2018-01-29, 12,5 leidyb. apsk. I. Tiražas 12 egz. Užsakymas 47.

Išleido Kauno technologijos universitetas, K. Donelaičio g. 73, 44249 Kaunas

Spausdino leidyklos „Technologija“ spaustuvė, Studentų g. 54, 51424 Kaunas