

RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE

Enerģētikas un elektrotehnikas fakultāte

Enerģētikas institūts

Deniss Bezrukovs

Doktora studiju programmas “Enerģētika un elektrotehnika” doktorants

**VĒJA ENERĢIJAS RESURSU PĒTĪJUMS UN
VĒJA ENERĢIJAS PROJEKTU EKONOMISKĀS
IESPĒJAMĪBAS NOVĒRTĒJUMS**

Promocijas darba kopsavilkums

Zinātniskais vadītājs
profesors *Dr. habil. sc. ing.*
ANTANS SAUĻUS SAUHATS

RTU Izdevniecība
Rīga 2019

Bezrukovs, D. Vēja enerģijas resursu pētījums un vēja enerģijas projektu ekonomiskās iespējamības novērtējums. Promocijas darba kopsavilkums. Rīga: RTU Izdevniecība, 2019. 41 lpp.

Iespiests saskaņā ar promocijas padomes "RTU P-05" 2019. gada 11. jūnija lēmumu Nr. 62/19.

ISBN 978-9934-22-309-9 (print)
978-9934-22-310-5 (pdf)

PROMOCIJAS DARBS IZVIRZĪTS INŽENIERZINĀTŅU DOKTORA GRĀDA IEGŪŠANAI RĪGAS TEHNISKAJĀ UNIVERSITĀTĒ

Promocijas darbs inženierzinātņu doktora grāda iegūšanai tiek publiski aizstāvēts 2019. gadā 2. jūlijā plkst. 11.00 Rīgas Tehniskās universitātes Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātē, Āzenes iela 12 k1, 306. auditorijā.

OFICIĀLIE RECENZENTI

Asociētā profesore *Dr. sc. ing.* Anna Mutule,
Rīgas Tehniskā universitāte, Latvija

Vadošā pētniece *Dr. sc. ing.* Svetlana Orlova,
Fizikālās enerģētikas institūts, Latvija

Galvenā plānošanas inženiere *PhD* Julija Matevosjana,
Teksasas elektriskās drošības padome (ERCOT), ASV

APSTIPRINĀJUMS

Es apstiprinu, ka esmu izstrādājis šo promocijas darbu, kas iesniegts izskatīšanai Rīgas Tehniskajā universitātē inženierzinātņu doktora grāda iegūšanai. Promocijas darbs zinātniskā grāda iegūšanai nav iesniegts nevienā citā universitātē.

Deniss Bezrukovs (paraksts)

Datums

Promocijas darbs ir uzrakstīts angļu valodā, tajā ir ievads, piecas nodaļas, secinājumi, literatūras saraksts. Darbā kopējais apjoms ir 141 lappušu, kurās ietverts 91 attēls un 20 tabulu. Literatūras sarakstā ir 140 nosaukumu.

SATURS

PROMOCIJAS DARBA VISPĀRĒJS APRAKSTS	5
Aktualitāte	5
Promocijas darba mērķis un uzdevumi.....	6
Pētniecības metodes.....	7
Promocijas darba zinātniskā aktualitāte	7
Doktora darba nozīmīgums	7
Promocijas darba aizstāvēšanai izvirzītie pamatierosinājumi	8
Autora ieguldījums pētījumā	8
Pētījuma aprobācija	9
1. ALTERNATĪVIE ENERĢIJAS AVOTI MŪSDIENU ENERĢĒTIKĀ.....	11
1.1. Problēmas un risinājumi	11
1.2. Atjaunojamo energoresursu izmantošana	12
1.3. Vēja enerģijas projektu ekonomiskie riski	14
1.4. Mūsdienīgas metodes VT efektivitātes uzlabošanai.....	14
2. VĒJA ENERĢIJAS PROJEKTU EKONOMISKIE UN DARBĪBAS RISKI LATVIJĀ ...	16
2.1. Vēja enerģijas projektu projektēšanas riski un nenoteiktību izraisošie faktori	16
2.2. Stohastisko modeļu izmantošana vēja enerģijas projektos.....	17
2.3. Vēja enerģijas projektu ekonomiskās efektivitātes novērtējums.....	18
2.3. Secinājumi	21
3. VĒJA ĀTRUMA MĒRĪJUMU IZMAKSU UN NENOTEIKTĪBAS SAMAZINĀŠANA	22
3.1. Vēja plūsmas mijiedarbības modelēšana ar trīsstūrveida režģa mastu.....	22
3.2. CCM režģa izmantošana vēja nobīdes novērtēšanai.....	24
3.3. Mērījumu rezultātu analīze	25
3.4. Secinājumi	29
4. VĒJA ENERĢIJAS POTENCIĀLA NOVĒRTĒJUMS LATVIJĀ	30
4.1. Vēja enerģijas resursu telpiskās sadales modelēšana	30
4.2. Vēja enerģijas novērtēšanas metodes	31
4.3. Vēja enerģijas potenciāla novērtēšanas modeļi	32
4.4. Mazo vēja turbīnu ģeneratoru efektivitātes prognozēšana	34
4.5. Vēja turbīnas efektivitātes novērtējums Latvijā lēna vēja apstākļos.....	36
4.6. Secinājumi	37
LITERATŪRAS SARAKSTS	38

PROMOCIJAS DARBA VISPĀRĒJS APRAKSTS

Aktualitāte

Mūsdienu enerģētikas problēmu risinājums ir cieši saistīts ar vides pastiprinātu aizsardzību no piesārņojuma un fosilā kurināmā sadedzināšanas iespaidā radīto oglekļa dioksīda emisiju samazināšanos. Tāpēc nav nejaušība, ka strauji attīstās tehnoloģijas, kas balstītas uz atjaunojamo energoresursu (AER) efektīvu izmantošanu. Piemēram, vēja elektrostaciju radītā jauda pēdējo 20 gadu laikā ir palielinājusies vairāk nekā 50 reizes.

Arvien manāmāka interese par vēja enerģijas izmantošanu komerciāliem nolūkiem var būt saistīta ar ievērojamu progresu turbīnu ražošanas tehnoloģiskā procesa uzlabošanā un gondolu augstuma palielināšanā, kas ļauj ievērojami palielināt uzstādīto ģeneratoru nominālo jaudu. Tajā pašā laikā tiek izstrādātas enerģijas uzkrāšanas tehnoloģijas un pilnveidotas vēja enerģijas parka (VEP) jaudas plānošanas metodes, pamatojoties uz vēja turbīnu īstermiņa darbības efektivitātes prognozēšanu. Sasniegumu rezultātā šajās jomās alternatīvā enerģija ik gadu kļūst arvien izdevīgāka.

Izstrādājot plānu jauna VEP būvniecībai, viens no galvenajiem kritērijiem, ko ievēro, izvēloties būvniecības vietu, ir tehniskais ziņojums, kurā analizēts vēja enerģijas potenciāla sadalījumu līdz 200 m augstumā. Mūsdienās ir iespējams noteikt ilgtermiņa vēja ātruma vidējos rādītājus ap visu zemeslodi ar izšķirtspēju 10 km × 10 km, izmantojot tādas vēja enerģijas modelēšanas metodes kā Pasaules Bankas un Dānijas Tehniskās universitātes kopīgi veidoto lietotni “*Global Wind Atlas*” un Eiropas Vidēja termiņa laika prognožu centra (ECMWF) uzturēto pasaules klimatisko laikapstākļu reanalīzes datu kopu “ERA5”, kas izstrādāta, pamatojoties uz klimatiskajiem modeļiem. Iepazīstoties ar ziņojumā iekļauto informāciju par konkrētu valsti, ir iespējams izvēlēties VEP būvniecībai atbilstošas vietas ar relatīvi augstu vēja enerģijas potenciālu.

Perspektīvie pētījumi vēja energoefektivitātes uzlabošanas jomā ir saistīti ar vēja enerģijas īstermiņa modelēšanu laika periodā līdz 48 stundām un no 10 m līdz 500 m augstumā. Tādējādi elektroenerģijas ražotājiem tiek sniegta iespēja par tirgus cenām pārdot enerģiju elektroenerģijas biržā “*Nord Pool*”. Enerģijas cena biržā ir atkarīga no piedāvājuma un pieprasījuma svārstībām, tādēļ dažādos laika periodos cena var ievērojami atšķirties no dienas vai mēneša vidējās cenas.

Promocijas darbā ir aplūkoti ar vēja enerģijas projektu neskaidrības mazināšanu saistītu metožu lietojuma rezultāti un turpmākā attīstība, aprēķinot vēja enerģijas resursu potenciālu un prognozējot vēja turbīnu efektivitāti Latvijā raksturīgajos lēna vēja ātruma apstākļos. Lai sasniegtu izvirzītos mērķus, pētot vēja enerģijas potenciāla sadalījumu Latvijā, tika veikti vairāki naturāli eksperimenti, izmantojot lāzermērīšanas sistēmas un mērījumu sensorus, kas uzstādīti 60–80 m augstos mastos, un matemātisko modelēšanu, pamatojoties uz skaitļošanas šķidrums dinamikas (CFD) metodēm.

Projekta “*ENER/FP7/618122/NEWA ERA-NET PLUS*” gaitā iegūtie rezultāti sniedza iespēju izstrādāt vēja enerģijas resursu sadalījuma karti, kas balstīta uz vēja ātruma ilgtermiņa mērījumiem, izmantojot Latvijas Nacionālā hidrometeoroloģijas un klimatiskā dienesta un

Latvijas Vides, ģeoloģijas un meteoroloģijas centra (LVĢMC), kas apkalpo 10 m augstu meteoroloģisko mastu tīklu, sniegtās tehniskās iespējas. Reizē ar pētījumu par vēja ātruma sadalījumu atkarībā no augstuma ir izstrādāta arī vēja nobīdes aprēķina metode, izmantojot elektronisko sakaru tīkla mastus. Ierosinātā pieeja sniedz iespēju prognozēt vēja turbīnu darbības efektivitāti, izmantojot dažāda veida ģeneratorus un gondolai atrodoties dažādos augstumos.

Promocijas darba mērķis un uzdevumi

Darba mērķis ir samazināt elektroenerģijas ražošanas izmaksas un pilnveidot vēja enerģijas parku ieviešanas tehniski ekonomisko pamatojumu, samazinot ar projektiem saistītās darbības nenoteiktību. Lai sasniegtu izvirzīto mērķi, tika veikti vairāki uzdevumi.

1. Apskatīt vēja enerģijas projektu ieņēmumu plūsmu prognozēšanas metodes, izmantojot stohastiskos diferenciālvienādojuma modeļus.
2. Novērtēt saikni starp vēja turbīnu tehniskajiem parametriem un elektroenerģijas ražošanas apjomu.
3. Veikt vēja nobīdes izpēti, pamatojoties uz vēja ātruma ilgtermiņa mērījumiem, kas iegūti, izmantojot lāzermērīšanas sistēmas “*Symphonie Plus*” un “*SpiDar*”.
4. Izveidot ilgtermiņa vidējo vēja ātruma sadalījuma karti Latvijas teritorijai 10 m augstumā, pamatojoties uz vēja ātruma mērījumu rezultātiem, kas laika posmā no 2015. līdz 2016. gadam iegūti no LVĢMC.
5. Izpētīt iespēju izmantot eksponentfunkciju, lai noteiktu Veibula sadalījuma funkcijas parametru vērtības pret augstumu, kurā atrodas vēja turbīnas ass.
6. Pārbaudīt vēja nobīdes aprēķinu metodi, izmantojot elektronisko sakaru tīkla mastus, lai dažādā augstumā uzstādītu vienotu vēja ātruma mērīšanas sensoru sistēmu.
7. Aprēķināt elektronisko sakaru tīkla mastu konstrukcijas ietekmi uz vēja ātruma mērījumu rezultātiem, izmantojot *CFD* modelēšanu un veicot naturālos eksperimentus.
8. Pierādīt, ka sensoru novietošana uz masta, lai veiktu vēja ātruma mērījumus, saskaņā ar tehniskajā standartā IEC 61400-12-1 sniegtajiem ieteikumiem nenodrošina standartā noteikto mērījumu precizitāti vismaz 1 % apmērā.
9. Ierosināt metodi vēja ātruma mērījumu precizitātes uzlabošanai, salīdzinot aprēķinu rezultātus, kas iegūti no diviem sensoriem, kas uzstādīti vienādā augstumā un nobīdīti vismaz par 120° attiecībā viens pret otru.
10. Izveidot karti ar Veibula sadalījuma parametriem, kurā attēlots vidējais vēja ātrums un vēja enerģijas resursi Latvijas teritorijā 10 m augstumā.
11. Veikt mazjaudas ģeneratoru darbības efektivitātes novērtējumu vēja turbīnās ar vertikālām un horizontālām asīm 10 m augstumā.
12. Izstrādāt relatīvās kapacitātes koeficienta telpiskā sadalījuma modeli 10 m augstumā virs zemes horizontālās ass vēja turbīnu ģeneratoram ar nominālo jaudu 2,5 kW.
13. Izpētīt vēja turbīnu efektivitātes izmaiņas Latvijā lēna vēja apstākļos atkarībā no gondolas augstuma un ģeneratora veida.

Pētniecības metodes

Lai atrisinātu promocijas darbā izvirzītos problēmjaudājumus, tika izmantotas matemātiskās simulācijas metodes sasaistē ar dabiskos apstākļos veiktu naturālo eksperimentu pētījumiem.

Stohastisko diferenciālvienādojumu (*SDE*) modeļi tika izmantoti, lai novērtētu iespēju aprēķināt vēja enerģijas parku ieviešanas tehniski ekonomisko iespējamību, prognozējot cenu svārstības elektroenerģijas biržā “*Nord Pool*” un izmantojot īstermiņa vēja ātruma prognozes.

Izmantojot *CFD* modelēšanas metodes Ventspils Augstskolas superdatorā, tika novērtēta iespēja izmantot elektronisko sakaru tīkla mastu kopu ar mastu augstumu līdz 100 m. Turklāt tika izstrādāts naturāls eksperiments, lai apstiprinātu teorētiski veiktos secinājumus. Eksperimentā tika izmantoti trīs 100 m augsti elektronisko sakaru tīkla masti, kas atrodas Baltijas jūras piekrastē un pieder mobilo sakaru operatoram “Latvijas Mobilais Telefons” (LMT).

Pētījums par vēja turbīnu efektivitātes atkarību no gondolas augstuma tika veikts, izmantojot vidējā vēja ātruma mērījumu rezultātu aplēses un piemērojot Veibula varbūtības blīvuma funkciju.

Vēja enerģijas un mazjaudas vēja turbīnu efektivitātes telpiskā sadalījuma modelis 10 m augstumā virs zemes tika izstrādāts, pamatojoties uz ilgtermiņa vidējiem vēja ātruma mērījumiem, kas iegūti 22 novērošanas vietās Latvijas teritorijā.

Lai veiktu vēja nobīdes aplēses, pamatojoties uz eksperimentāliem vēja ātruma mērījumiem zemākā augstumā, tika izmantota eksponenciālās ekstrapolācijas funkcija.

Promocijas darba zinātniskā aktualitāte

1. Piedāvāts modelis blīvuma kartei, kurā ir attēloti Veibula sadalījuma parametri Latvijas teritorijā vidējā vēja ātruma vērtībām 10 m augstumā.
2. Piedāvāts modelis sadalījuma kartei, kurā attēlots vēja enerģijas resursu vidējo vērtību sadalījums 10 m augstumā Latvijas teritorijā vairāku gadu garumā.
3. Izstrādāts modelis kartei, kurā attēlots vēja turbīnu ar vertikālu un horizontālu asi mazjaudas ģeneratoru darbības efektivitātes sadalījums 10 m augstumā Latvijas teritorijā.
4. Izstrādāts “*HAWT*” tipa ģeneratora ar nominālo jaudu 2,5 kW relatīvās jaudas koeficienta telpiskā sadalījuma modelis 10 m augstumā virs zemes Latvijas teritorijā.
5. Pētīts vēja turbīnu efektivitātes atšķirības lēna vēja apstākļos atkarībā no masta garuma un ģeneratora veida.
6. Ierosināta metode vidējā vēja ātruma mērījumu precizitātes uzlabošanai, salīdzinot aprēķinu rezultātus, kas iegūti no diviem vienādā augstumā uzstādītajiem sensoriem, kas nobīdīti vismaz 120° leņķī attiecībā pret otru.

Doktora darba nozīmīgums

Pētījuma rezultāti ir izmantoti šādos projektos:

- projekts “Jaunais Eiropas vēja atlants” (*NEWA*), “*ENER/FP7/618122/NEWA ERA-NET PLUS*”, ko atbalsta Eiropas Komisija saskaņā ar “Septīto pamatprogrammu pētniecībai, tehnoloģiju attīstībai un demonstrējumiem”;

- projekts „Ilgtspējīga Latvijas energosistēmas attīstība un integrācija Eiropā (FutureProof)”, projekts Nr. VPP-EM-INFRA-2018/1-0005.
- projekts „Inovatīvas viedo tīklu tehnoloģijas un to optimizācija (INGRIDO)”, projekts Nr. VPP-EM-INFRA-2018/1-0006.

LR Ekonomikas ministrijai tika sniegti ieteikumi, kuru sagatavošanā tika izmantoti mazjaudas vēja turbīnu efektivitātes novērtējuma rezultāti saskaņā ar 05.03.2018. noslēgto līgumu EM/2018/19 “NETO elektroenerģijas norēķinu sistēmas novērtējums un ieteikumi sistēmas uzlabojumiem”, ko izstrādājusi Rīgas Tehniskās universitātes pētnieku komanda profesora *Dr. habil. sc. ing. Antana Sauļus Sauhata* vadībā.

Promocijas darba aizstāvēšanai izvirzītie pamatierosinājumi

1. Kartes modelis ar Veibula sadalījuma parametru vērtībām, kurā telpiski attēlots vidējais vēja ātrums un vēja enerģijas resursi Latvijas teritorijā 10 m augstumā.
2. Modelis kartei, kurā attēlots vēja turbīnu ar vertikālu un horizontālu asi mazjaudas ģeneratoru darbības efektivitātes sadalījums 10 m augstumā Latvijas teritorijā.
3. “HAWT” tipa ģeneratora ar nominālo jaudu 2,5 kW relatīvās jaudas koeficienta telpiskā sadalījuma modelis 10 m augstumā virs zemes Latvijas teritorijā.
4. Rezultāti, kas iegūti no pētījuma par vēja turbīnu efektivitātes izmaiņām lēna vēja apstākļos atkarībā no masta augstuma un ģeneratora tipa.
5. Metode vidējā vēja ātruma mērījumu precizitātes uzlabošanai, salīdzinot aplēšu rezultātus, kas iegūti no diviem vienādā augstumā uzstādītajiem sensoriem, kas nobīdīti vismaz 120° leņķī attiecībā pret otru.

Autora ieguldījums pētījumā

Darbā uzrādītie zinātniskie rezultāti tika iegūti sadarbībā ar promocijas darba zinātnisko vadītāju profesoru *Dr. habil. sc. ing. A. S. Sauhatu*. Autors ir pētījis iespēju, izmantojot stohastiskos modeļus, novērtēt ekonomiskos un darbības riskus, kas saistīti ar vēja enerģijas projektu īstenošanu.

Vēja enerģijas resursu izpēti autors veica, pamatojoties uz rezultātiem, kas iegūti zinātniskajā projektā “Jaunais Eiropas vēja atlants” (NEWA), “*ENER / FP7 / 618122 / NEWA ERA-NET PLUS*”, ko atbalsta Eiropas Komisija saskaņā ar “Septīto pamatprogrammu pētniecībai, tehnoloģiju attīstībai un demonstrējumiem”.

Pamatojoties uz vēsturiskiem datiem, kas iegūti no LVĢMC vēja ātruma ilgtermiņa mērījumiem, tika izstrādāts modelis vēja enerģijas telpiskā sadalījuma kartes un vēja turbīnu efektivitātes kartes veidā 10 m augstumā Latvijas teritorijā.

Kā vēja turbīnu efektivitātes novērtēšanas modeli autors piedāvāja izmantot Veibula sadalījuma parametru blīvuma karti. Blīvuma kartes var kalpot kā atsauces materiāls, lai novērtētu vēja enerģijas resursu potenciālu Latvijā 10 m augstumā un veiktu mazjaudas ģeneratoru darbības efektivitātes novērtējumu vēja turbīnās ar vertikālām un horizontālām asīm 10 m augstumā.

Promocijas darba pamatā ir raksti, kuru sagatavošanas un publicēšanas procesā ieguldījumu devis promocijas darba autors, kurš personīgi piedalījās rezultātu prezentācijās un diskusijās zinātniskajās konferencēs, kā arī eksperimentālo pētījumu sagatavošanā.

Pētījuma aprobācija

Promocijas darba daļas tika prezentētas un apspriestas starptautiskās zinātniskās konferencēs.

1. **D. Bezrukovs**, A. S. Sauhats (2016): The Application of Stochastic Differential Equation Models in the Assessment of the Economic Feasibility of Wind Energy Projects in Latvia. October 13–14, 2016 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON).
2. V. Bezrukovs, Vl. Bezrukovs, A. Zacepins, **D. Bezrukovs** (2016): Forecasting of wind turbine efficiency in Latvia by long-term wind speed measurements. October 13–14, 2016 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON).
3. **Bezrukovs, D.**, Sauhats, A. S. (2017): Economic and Operational Risks in Wind Energy Projects in Latvia. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'17) Malaga (Spain), 4th to 6th April, 2017.
4. Bezrukovs V., Bezrukovs Vl., Upnere S., **Bezrukovs D.**, Sauhats A. S. (2017): The assessment of wind speed distortions in a simulated flow around a lattice cellular communication mast. EECS 2017 European Conference on Electrical Engineering and Computer Science, Bern, Switzerland, November 17–19, 2017.
5. Bezrukovs V., Bezrukovs Vl., Upnere S., Gulbe L., **Bezrukovs D.** (2018): The use of cellular communication masts for wind shear research. Conference CYSENI 2018, May 23–25, Kaunas.
6. **Bezrukovs D.**, Aniskevich S., Bezrukovs V. (2018): Forecasting the efficiency of small wind turbine generators. The 8th International ENERGY Conference & Workshop – REMOO, 29–31 May 2018, VENICE / ITALY.
7. Bezrukovs V., Bezrukovs Vl., Upnere S., **Bezrukovs D.** (2018): The impact of lattice mast structure on the results of wind speed measurements. Wind Europe the global on&offshore conference, Hamburg, September 24–28, 2018. /PO.065.
8. Bezrukovs V., Bezrukovs Vl., **Bezrukovs D.**, Zacepins A., Volkovs A. (2019): A method of correcting wind speed measurement results obtained from sensors placed on a lattice mast. Wind Europe Conference&Exhibition, Bilbao, 02–04 April 2019. /PO.136.
9. Bezrukovs V., Bezrukovs Vl., **Bezrukovs D.**, Zacepins A. (2019): Reducing the uncertainty of wind speed measurements obtained on lattice masts. Wind Resource 2019, Workshops / Resource Assessment / PO.003, Brussel 27–28 June 2019.

Publikācijas

1. **Bezrukovs, D.**, Sauhats, A. S. (2017): Economic and Operational Risks in Wind Energy Projects in Latvia. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 2017, No. 15, pp. 1–6. ISSN 2172-038X.: DOI:10.24084/repqj15.326.
2. **Bezrukovs, D.**, Sauhats, A. S. (2016): The Application of Stochastic Differential Equation Models in the Assessment of the Economic Feasibility of Wind Energy Projects in Latvia. No: 2016 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON 2016): Proceedings, Latvija, Rīga, 13.–14. oktobris, 2016. IEEE, 2016, 151.–156. lpp. ISBN 978-1-5090-3732-2. e-ISBN 978-1-5090-3731-5. DOI:10.1109/RTUCON.2016.7763108.
3. V. Bezrukovs, Vl. Bezrukovs, A. Zacepins, **D. Bezrukovs** (2016): “Forecasting of wind turbine efficiency in Latvia by long-term wind speed measurements”. In the proceeding of “2016 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)” 13.–14. oktobris 2016, Rīga, Latvija. DOI: 10.1109/RTUCON.2016.7763104.
4. V. Bezrukovs, A. Zacepins, Vl. Bezrukovs, **D. Bezrukovs** (2016): “The evaluation of wind turbine efficiency in Latvia under low-wind conditions”. *Space Research Review* 2016 vol. 4. pp. 85–96. VIRAC, ISBN 978-9984-48-053-7.
5. Aniskevich S., Bezrukovs V., Zandovskis U., **Bezrukovs D.** (2017): Modelling the spatial distribution of wind energy resources in Latvia. *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences* N 6 2017. pp. 10–20. DOI: 1010.1515/lpts-2017-0037.
6. Bezrukovs V., Bezrukovs Vl., Upnere S., **Bezrukovs D.**, Sauhats A. (2017): The Assessment of Wind Speed Distortions in a Simulated Flow Around a Lattice Cellular Communication Mast, 2017 European Conference on Electrical Engineering and Computer Science (EECS), Bern, Switzerland, 2017, pp. 421–428. DOI:10.1109/EECS.2017.84.
7. Bezrukovs V., Aniskevich S., Zandovskis U., **Bezrukovs D.**, Lebedeva K. (2017): Veja enerģijas telpiska sadalījuma modelesana Latvijas teritorija, *Enerģija un Pasaule*, N 6, 2017. 56.–58. lpp.
<http://www.enerģijaunpasaule.lv/wp-content/uploads/2017/12/saturs.pdf>.
8. Bezrukovs V., Bezrukovs Vl., Gulbe L., **Bezrukovs D.**, Konuhova M. (2018): The experience of installing wind measuring sensors on cellular communication tall masts. *Space Research Review*, Vol. 5, 2018, pp. 85–103. ISBN 978-9984-648-89-7.
9. Bezrukovs V., Bezrukovs Vl., Upnere S., **Bezrukovs D.** (2018): The use of cellular communication masts for wind share research. *ENERGETIKA*. 2018. T. 64. Nr. 2. pp. 64–73. /doi.org/10.6001/energetika.v64i2.3780.
10. Petričenko, Ļ., Broka, Z., Sauhats, A. S., **Bezrukovs, D.** (2018): Cost-Benefit Analysis of Li-Ion Batteries in a Distribution Network. No: 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM 2018), Polija, Lodz, 27.–29. jūnijs, 2018. Piscataway, NJ: IEEE, 2018, pp. 1–5.
11. **Bezrukovs D.**, Aniskevich S., Bezrukovs V. (2018): Forecasting the efficiency of small wind turbine generators. Proceeding of the 8th International ENERGY Conference & Workshop – REMOO, 29–31 May 2018, VENICE / ITALY, pp. 14. ISBN 978-3-9818275-8-3.

1. ALTERNATĪVIE ENERĢIJAS AVOTI MŪSDIENU ENERĢĒTIKĀ

1.1. Problēmas un risinājumi

Mūsdienās cilvēce var pastāvēt tikai, saražojot un patērējot milzīgu, arvien pieaugošu enerģijas daudzumu. Pirms rūpnieciskās revolūcijas 18. un 19. gadsimtu mijā cilvēce praktiski balstījās tikai uz atjaunojamiem enerģijas avotiem, tas ir, ūdens, vējš un biodeģviela.

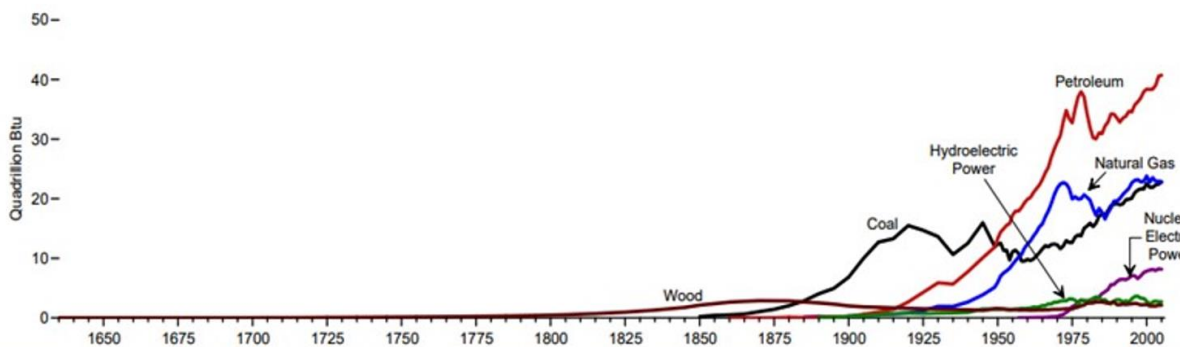
Rūpniecisko tehnoloģiju attīstība un ar to saistītais enerģijas patēriņa pieaugums izraisīja strauju, galvenokārt, neatjaunojamo energoresursu, tai skaitā ogļu un pēc tam naftas un gāzes, izmantošanu. Tādēļ 20. un 21. gadsimtā globālajā enerģētikas nozarē gan toreiz, gan tagad enerģijas ražošanai lielākoties izmanto ogļūdeņražus, kas ir vislielākais mūsdienų pasaules enerģētikas problēmu izraisītājs.

Globālās enerģētikas nozares problēmu var skatīt arī citā gaismā – tas var kļūt par vienojošu uzdevumu nodrošināt drošu degvielas un enerģijas piegādi cilvēcei, vienlaikus ierobežojot tās ietekmi uz vidi. Enerģijas problēmas rašanās galvenais iemesls varētu būt straujš fosilā kurināmā patēriņa un ar to saistīto siltumnīcefekta gāzu emisiju apjoma palielināšanās.

Kā redzams 1.1. attēlā, pēdējo 150 gadu laikā enerģijas patēriņa apjoms ir dramatiski palielinājies. Jāatzīmē, ka apjomi ir dramatiski palielinājušies tieši pēdējo 70 gadu laikā [1].

Zemes garoza satur visus ogļūdeņražų veidus milzīgos apjomos, taču būtiski ir saprast to, ka šo ogļūdeņražų kopējais apjoms tomēr ir ierobežots un var tikt izsmelts. 21. gadsimta sākumā plašu ievēriību guva ideja par “globālo enerģētikas drošību”. Šāda drošības stratēģija balstās uz uzticamiem, videi draudzīgiem ilgtspējīgiem enerģijas avotiem, kas pieejami par saprātīgām cenām, kas atbilst gan eksportētājvalstu, gan patērētāju vajadzībām.

Tajā pašā laikā globālā enerģētikas drošība lielā mērā ir atkarīga no praktiskiem pasākumiem, kas tiek ieviesti, lai nodrošinātu pasaules ekonomiku ar galvenokārt tradicionāliem enerģijas resursu veidiem, kas ir stabilāki un paredzamāki. Tādēļ arī mūsdienās vēl joprojām tiek meklēti ilgtspējīgi risinājumi globālajām problēmām enerģētikas nozarē.



1.1. att. Pasaules enerģijas patēriņš laika posmā no 1630. līdz 2005. gadam britu termiskajās mērvienībās (Btu) [1].

Degvielas krājumu palielināšana vienmēr ir bijis svarīgākais mērķis, bet mūsdienās ir ierosināta alternatīva pieeja, proti, enerģijas resursu racionālāka un ekonomiskāka izmantošana, īstenojot enerģijas taupīšanas politiku.

Pēdējos gados ir ieviesti daudzi tehniski un tehnoloģiski jauninājumi, lai uzlabotu situāciju. Enerģija tiek taupīta arvien vairāk, pilnveidojoties rūpniecībā un pašvaldībās izmantotajam aprīkojumam, ražojot taupīgākus automobiļus, veicot ēku siltumizolāciju u. c. Makroekonomikas līmenī būtu nepieciešams pakāpeniski ieviest izmaiņas enerģijas resursu patēriņa struktūrā, izteikti palielinot atjaunojamo un netradicionālo, primāro energoresursu izmantojuma īpatsvaru.

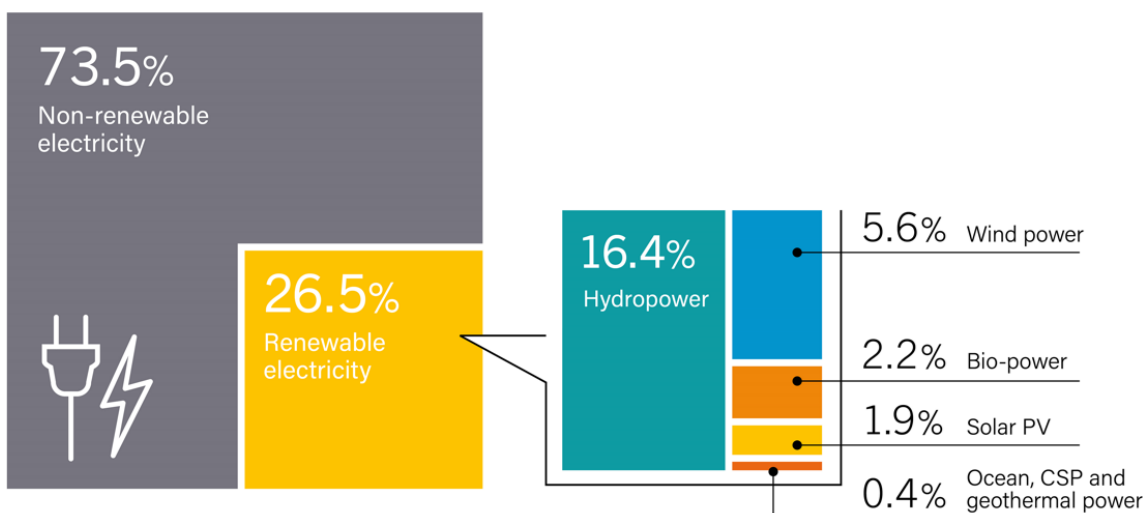
Straujā enerģijas patēriņa palielināšanās pasaulē vairāku pēdējo gadu desmitu laikā ir radījusi antropogēnu ietekmi uz klimata pārmaiņām. 2015. gada decembrī Parīzē ANO vispārējā konvencijā par klimata pārmaiņām (*UNFCCC*) iesaistītās puses panāca izšķirošu vienošanos, lai kopā cīnītos pret klimata pārmaiņām, lai ātrāk veiktu darbības un nodrošinātu ieguldījumus, kas nepieciešami, lai nodrošinātu ilgtspējīgu nākotni ar zemām oglekļa dioksīda emisijām [2], [3].

Jāpalielina elektroenerģijas īpatsvars kopējā enerģijas patēriņā, būtiski paplašinot transporta un apkures elektrifikācijas plānus. Tādā gadījumā divas trešdaļas no visas patērētās enerģijas un 85 % no visas saražotās enerģijas būtu atjaunojamā enerģija. Apvienojot šo ar energoefektivitātes pasākumiem, būtu iespējams par vairāk nekā 90 % samazināt klimata pārmaiņu sekas, lai Zemes virsma neuzsiltu par vairāk nekā 2 °C.

Saskaņā ar *UNFCCC* ziņojumu (kurā atspoguļotas pašreizējās un plānotās politikas, tostarp nacionāli noteiktie devumi) ar enerģiju saistītās CO₂ emisiju apjoms katru gadu līdz 2040. gadam nedaudz palielināsies, nedaudz samazinoties ap 2050. gadu un nostabilizējoties šībrīža aptuveni apjomā. Novērtējumā izklāstītais liecina, ka ar atjaunojamo enerģiju un energoefektivitāti var par vairāk nekā 90 % samazināt ar CO₂ emisiju saistītās enerģijas apjomu [4].

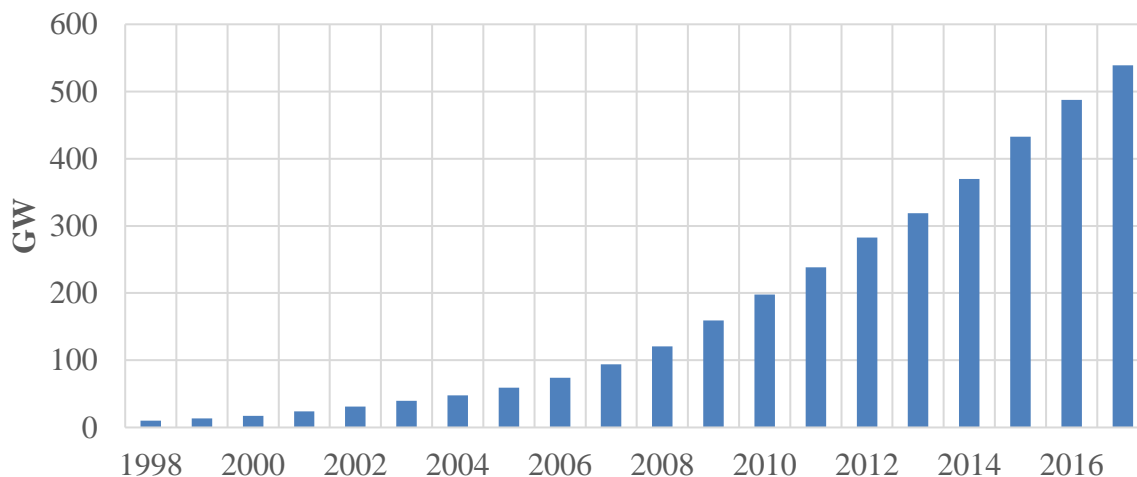
1.2. Atjaunojamo energoresursu izmantošana

Saskaņā ar vispārējām tendencēm elektroenerģijas ražošanas nozarē pāreja uz atjaunojamo enerģiju ir iespējama, jo 2016. gadā atjaunojamo energoresursu īpatsvars enerģijas gala patēriņā bija 18,2 %, bet moderniem atjaunojamiem energoresursiem, izņemot tradicionāli izmantoto biomasu, tas bija aptuveni 10,4 % [5]. Atjaunojamās enerģijas avoti galvenokārt tiek izmantoti elektroenerģijas ražošanā (1.2. att.). 2017. gada beigās 26 % pasaules elektroenerģijas pieprasījuma tika nodrošināts no šiem avotiem [5].



1.2. att. Atjaunojamās enerģijas īpatsvars pasaules elektroenerģijas ražošanā, 2017. gada beigās [5].

Vēja enerģijas sektora strukturālo izmaiņu ātrumu un apjomu var novērot, aplūkojot ilgtermiņa statistiku par vēja enerģijas izplatību pasaulē un Eiropā. Saskaņā ar Pasaules Vēja enerģētikas padomes ziņojumu [6], pēdējo 20 gadu laikā vēja enerģijas īpatsvars pasaulē ir palielinājās vairāk nekā 50 reizes (1.3. att.).



1.3. att. Globālā vēja enerģijas ražošanas jauda (GW) [6].

Tiek vispārīgi pieņemts tas, ka “zaļās” enerģijas izmaksas ir lielākas, salīdzinot ar tradicionālo enerģiju, kas iegūta, sadedzinot ogļūdeņražus vai sadalot atoma kodolu. Tomēr alternatīvā enerģija ik gadu kļūst aizvien izdevīgāka. Saskaņā ar Eiropas Komisijas sniegto informāciju sauszemes vēja elektroenerģijas izmaksas tiek lēstas no 52 EUR/MWh līdz 110 EUR/MWh [7].

1994. gadā Latvijā, Ainažos, uzstādīja pirmās “*TAKE TW600*” modeļa vēja turbīnas (VT) ar nominālo jaudu 600 kW, masta augstumu 50 m un rotora diametru 43 m [8]. Vēlāk tika uzbūvēti vēja enerģijas parki “*Winergy*”, “*Vēja parks*”, “*Vides enerģija*”, “*Baltnorvent*”, “*Lenkas Energo*” un citi ar kopējo jaudu 70 MW.

1.3. Vēja enerģijas projektu ekonomiskie riski

Projekta kopējās izmaksas ir atkarīgas no daudziem faktoriem, tostarp pašas turbīnas izmaksas, vides aizsardzības atbalsta apjoms plānošanas pieteikumā, izmaksas par elektroenerģijas sadales tīkla uzlabojumiem un būvdarbiem, tai skaitā piekļuves ceļu un pamatu izveidošanu un kabeļu ievilkšanu.

VEP projektēšana parasti ir sarežģīta, jo ir jāņem vērā daudzi ekonomiskie un ar tā darbību saistītie riski. Pēc VEP uzbūvēšanas tā darba mūža laikā var rasties dažādi riski, piemēram, vispārējie ekspluatācijas un uzturēšanas riski, darbības pārtraukšana bojājumu dēļ vai elektrotīkla pieejamības riski, dabas katastrofas un daudzi citi faktori.

Turklāt vēja enerģijas plūsmas pārtraukumi rada ievērojamu nenoteiktību prognozētās VEP rentabilitātes aprēķinos. Daudzi autori ir pētījuši šo risku novērtēšanu un to ietekmi uz projektu atmaksāšanās laiku un rentabilitāti [9]–[13].

Šo pētījumu analīze ļauj sistematizēt riskus un iedalīt tos divās kategorijās: vai nu tie attiecas uz tehniskiem un strukturāliem faktoriem, vai ekonomiskām problēmām.

Pirmās kategorijas riski ir saistīti ar tehniskām problēmām, kas tiek risinātas projekta dokumentācijas sagatavošanas un VT ražošanas stadijā. Pamatā šīs problēmas risina VT ražotāji, kas izmanto savu uzkrāto pieredzi, ieviešot jaunas būvniecības tehnoloģijas, pilnveidojot būvmateriālus un optimizējot uzturēšanas darbus.

VT strukturālie defekti un bojājumi var izraisīt darbības pagaidu pārtraukšanu līdz brīdim, kad problēma tiek atrisināta. Tādējādi samazinās saražotās elektroenerģijas daudzums, kā arī pasliktinās VEP ekonomiskā efektivitāte.

Otrās kategorijas riski ir saistīti ar vadības jautājumiem, vietas izvēli, parka plānojumu un vēja enerģijas potenciāla novērtējumu, ko var izteikt naudas izteiksmē. Tomēr zaudējumu apjoma, ko izraisa šie riska faktori, novērtēšana nav vienkārša, jo elektroenerģijas cenas pastāvīgi svārstās, kā arī mainās vēja enerģijas plūsmas, kas rada nenoteiktību īstermiņa un ilgtermiņa VEP ekonomiskās efektivitātes aprēķināšanā.

Lai samazinātu otrās kategorijas risku ietekmi uz VEP darbību, analītiķi izmanto prognozēšanas metodes, ar kurām nosaka pārmaiņu struktūru un attiecības starp galvenajiem riska faktoriem.

1.4. Mūsdienīgas metodes VT efektivitātes uzlabošanai

Atjaunojamo energoresursu attīstība nav jāaplūko atsevišķi, bet gan kā daļa no plašāka enerģētikas pārejas procesa, kura gaitā ilgtermiņā mainās enerģētikas sistēmu struktūra. Šajā procesā tiek radītas jaunas tehnoloģijas un iekārtas un notiek citas svarīgas izmaiņas, no kurām daudzas pozitīvi ietekmē dažādus “zaļās” enerģijas aspektus un palielina šī enerģijas veida izredzes gūt panākumus.

Viena no šādām izmaiņām ir enerģijas uzglabāšanas tehnoloģiju attīstība. Šīs jomas tehnoloģiju komerciālā izdevīguma attīstība radīs apstākļus intensīvākai no laika apstākļiem un diennakts laika ļoti atkarīgo atjaunojamo energoresursu izmantošanai.

Elektroenerģijas krātuves ir svarīgākais nākotnes aktīvi adaptīvo tīklu elements [14], [15]. Elektroenerģijas uzglabāšana (*EES*) ir viena no galvenajām tehnoloģijām, ko pārvalda Starptautiskā elektrotehnikas komisija (*IEC*). *EES* metodes ir radījušas unikālas iespējas atrisināt dažas kritiskas problēmas, kas saistās ar elektroenerģijas īpašībām, piemēram, pieprasījuma un cenas svārstības diennakts ietvaros.

Vēja enerģijas ražošanas prognozēšanu konkrētos laika intervālos var aplūkot no dažādām perspektīvām atkarībā no paredzētā lietošanas veida. Milisekunžu līdz pat vairāku minūšu prognozes var izmantot, lai reāllaikā uzraudzītu turbīnas. Šāda veida prognozes parasti sauc par īpaši īsa termiņa prognozēm.

24–72 stundu prognozes lieto elektroenerģijas sistēmas pārvaldībā un enerģijas tirdzniecībā. Prognozes var izmantot, lai noteiktu ražotnes standarta jaudu (saistībā ar plānoto) un optimizētu to darbību (ekonomiskais ziņojums). Šie ziņojumi, kas tiek piegādāti katru dienu, parasti tiek sagatavoti iepriekšējā dienā. Šīs prognozes sauc par īstermiņa prognozēm. Skaitlisko laikapstākļu prognozēšanas modeli (*NWP*) var izveidot tieši ģeogrāfiskajam punktam, kurā atrodas VEP, vai arī režģim ar punktiem ap VEP. Pirmajā gadījumā to sauc par progresīvo jaudas raksturlīkni, otrajā – par statistisko mēroga samazināšanas modeli [16], [17].

Spējot prognozēt vēja enerģijas ražošanas apjomus, ražotāji var piedalīties enerģijas pārdošanas procesā biržā, kur cena veidojas, pamatojoties uz enerģijas piedāvājumu un pieprasījumu. Preču tirgus dalībnieki piedāvā nākamā dienā piegādāt konkrētu enerģijas daudzumu par noteiktu cenu. Tas ļauj tirgus dalībniekiem norēķināties par elektroenerģijas tirdzniecību dažādos periodos atkarībā no dažādiem piedāvājumiem.

Saražotās enerģijas pārdošana par izdevīgu cenu ir priekšnoteikums VT ekonomiskās efektivitātes uzlabošanai. Tādēļ ar enerģijas ražošanas prognozēšanu, kā arī ar *EES* ierīcēm ir liela iespējamība uzlabot vēja enerģijas ražošanas konkurētspēju.

Precīzai un uzticamai vēja ātruma un vēja enerģijas prognozei ir svarīga loma dažādu problēmu risināšanā, tostarp elektroenerģijas tirgu projektēšanā, vēja enerģijas sistēmas plānošanā un attīstībā, elektroenerģijas ražošanas plānošanā un sasaistē ar galveno elektrotīklā, lai apmierinātu elektroenerģijas pieprasījumu, energosistēmas stabilitātes un uzticamības un pārvades kapacitātes uzlabojumu nodrošināšanā utt. [20].

Tādējādi pētījumu rezultāti vēja enerģijas ražošanas prognozēšanas metožu uzlabošanas jomā var vēl vairāk palielināt VT efektivitāti un veicināt šāda veida atjaunojamās enerģijas resursu (*AER*) izmantošanu. Turklāt vēja enerģijas resursu novērtējumā būtu jāietver pētījums par vidējo ilgtermiņa vēja ātruma sadalījumu līdz 200 m augstumā attiecīgās teritorijās.

Ievērojamais skaits publikāciju šajā jomā norāda to, ka aktīvi tiek meklēti risinājumi esošajām problēmām šajā jomā [16], [19].

2. VĒJA ENERĢIJAS PROJEKTU EKONOMISKIE UN DARBĪBAS RISKI LATVIJĀ

2.1. Vēja enerģijas projektu projektēšanas riski un nenoteiktību izraisošie faktori

Pētījumā aplūkota vēja enerģijas projektu darbības un ekonomiskās nenoteiktības problēma valsts subsīdiu un elastīga, integrēta un brīva elektroenerģijas tirgus neesamības apstākļos.

Pētījuma mērķis ir radīt praktisku pamatu lēmumu pieņemšanai saistībā ar vēja enerģijas projektu nenoteiktību, pamatojoties uz publiski pieejamiem datiem par elektroenerģijas cenām, ražotāju sniegtiem vēja turbīnu jaudas raksturlīkņu tehniskiem parametriem un eksperimentāliem vēja ātruma mērījumiem. Pētījums balstās uz īpašiem vēja ātruma mērījumu datiem, kas iegūti Latvijas ziemeļrietumu piekrastē līdz 50 m augstumā, un elektroenerģijas biržas “*Nord Pool*” Latvijas segmenta elektroenerģijas dienas cenām.

Analīzes ievadā īss pārskats par Latvijas elektroenerģijas ražošanas tirgu, it īpaši vēja enerģijas jomā. Pētījumā veiktās analīzes pamatā ir pārskats par esošajām modelēšanas iespējām, kas pašlaik tiek izmantotas laikapstākļu prognozēšanā. Pētījumā tiek izmantoti stohastiskie diferenciālvienādojumi (*SDE*), lai prognozētu vēja ātrumu un elektroenerģijas cenas ārpus parauga, veicot noteiktas pirmstestēšanas procedūras un vēsturisko datu kalibrēšanu.

Pirmstestēšanas procedūru rezultāti liecina, ka vēja ātruma modelēšanai var tikt izmantots Vasiceka modelis ar vidējo svērto vērtību, savukārt elektroenerģijas cenu izmaiņas ir iespējams skaidrāk aprakstīt ar vidējās svērtās vērtības lēciena difūzijas modeli. Laika rindu modelēšanu apvieno ar Montekarlo simulāciju, lai prognozētu ieņēmumus un hipotētiska vēja enerģijas parka efektivitātes aplēses.

Pēc tam autors veic vēja ģeneratoru efektivitātes un ieņēmumu radīšanas potenciāla jutīguma analīzi ar dažādiem tehniskiem faktoriem. Tiek ņemts vērā plašs projektu izstrādes scenāriju klāsts, kas ietver vairākus vēja ģeneratoru veidus un atšķirīga garuma mastus.

Pētījuma rezultāti sniedz kvantitatīvu pamatojumu optimālam lēmumu pieņemšanas procesam vēja enerģijas projektu plānošanas posmā un apstiprina sākotnējās vēja ģeneratoru modeļu izvēles nozīmi.

Latvijas elektroenerģijas tirgus attīstību pēdējos 10 gados ir ietekmējuši vairāki būtiski faktori – saskaņā ar Eiropas Savienības direktīvām tiek veikta ciešāka integrācija Eiropas enerģētikas tīklā, atcelti tirgus ierobežojumi un palielināts valsts atbalsts enerģijas ražošanai no atjaunojamiem enerģijas resursiem.

Latvija atcēla elektroenerģijas tirgus ierobežojumus un 2013. gadā pievienojās “*Nord Pool*”. Elektroenerģijas tirgus liberalizācija nozīmē to, ka cenas nosaka brīva konkurence, nevis valsts. Saskaņā ar jaunākajām likumdošanas iniciatīvām vēja elektroenerģijas ražotāji varēja saņemt tiesības pārdot elektrību elektrotīklam par cenu aptuveni 120 EUR/MWh pirmajos 10 darbības gados un par 72 EUR/MWh turpmākajos 10 gados. Šāda pieeja atbilst ES direktīvai, kas veicina atjaunojamās enerģijas avotu izmantošanu; tomēr tas ir izteikti

pretrunā ar pašreizējiem centieniem liberalizēt elektroenerģijas tirgu. Šobrīd AER ražotājiem netiek radīts stimuls piedalīties Latvijas brīvajā elektroenerģijas tirgū, jo subsidētais tarifs būtiski pārsniedz tirgus cenu.

Visbeidzot ir svarīgi atzīmēt, ka subsīdijas, kas nav paredzētas tehnoloģiju pilnveidošanas atbalstam to attīstības cikla sākumposmā, ilgtermiņā var būt nelietderīgi izmantotas. Tādēļ ir nepieciešams risināt problēmu, kas ir saistīta ar augstiem projektu riskiem, vienlaikus orientējoties uz brīvā tirgus noteikumiem. Darbības nenoteiktību var mazināt, veicot modelēšanu, nodrošinot pārredzamāku tehnisko datu pieejamību un piekļuvi ilgtermiņa vēja ātruma mērījumiem lielos augstumos.

2.2. Stohastisko modeļu izmantošana vēja enerģijas projektos

Daudzi praktiķi un akadēmiķi atzīst, ka vēja enerģijas izplatība paliks ierobežota, ja netiks uzlabotas vēja ātruma prognozēšanas metodes, tādējādi sniedzot iespēju ar elektroenerģijas tīkla starpniecību precīzāk līdzsvarot ar šo enerģijas avotu saistītās svārstības [21]–[24]. Tomēr, lai panāktu progresu vēja enerģijas pārvaldības jomā, ir svarīgi pāriet no punktu aprēķiniem pie varbūtības prognozēšanas.

Šī iemesla dēļ ES līdzfinansēto projektu “ANEMOS.plus” un “SafeWind” gaitā savlaicīgi tika izstrādāts visaptverošs un būtisks vairāk nekā 380 dokumentu pārskats par vēja turbīnu saražotās elektroenerģijas īstermiņa prognozēšanu [18], [25]. Pārskatīšanas gaitā autori apskatīja pieejas, kas bija plaši izplatītas jau pētījuma laikā, proti, noturības metode (naivs prognozētājs), fiziskā pieeja un virkne statistikas metožu, piemēram, laikrindu analīze un mākslīgie neironu tīkli (MNT).

Naivās prognozes metode ir modelis, ko visbiežāk izmanto kā etalonu citu prognozēšanas modeļu darbības novērtēšanai [26], [27]. Šajā modelī prognoze visām turpmākajām laika vienībām ir iestatīta uz to vērtību, kāda tā ir tagad. Fiziskā pieeja galvenokārt attiecas uz *NWP* modeļiem un ir balstīta uz tādu meteoroloģisko datu izmantošanu kā vēja ātrums un virziens, spiediens, reljefa struktūra utt. Statistiskās pieejas ietver plašu *ARMA* modeļu klāstu [28]–[30] un mašīnmācīšanās metodes, tai skaitā neironu tīklus [31]–[33] un atbalsta vektoru mašīnas [34], [35].

Kopumā vēja enerģijas ražošanas jaudas prognozēšana ir sarežģīts uzdevums, ko daudzi pētnieki ir pētījuši, piedāvājot plašu risinājumu klāstu. Tomēr prognozēšanas metodes izvēle lielā mērā ir atkarīga no datiem, mērķa un atrašanās vietas. Nenoteiktības samazināšanas priekšrocība elektroenerģijas ražošanā ir svarīga ne tikai AER ražotņu īpašniekiem, bet arī pārvades un sadales sistēmu operatoriem, kuru uzdevums ir uzturēt sistēmas stabilitāti.

Šis pētījums ir balstīts uz ikdienas vidējo elektroenerģijas cenu laikrindu no Latvijas “Nord Pool” elektroenerģijas tirgus segmenta un augstas frekvences vēju ātruma novērojumu kopumu augstumā līdz 50 m, kas veikti Latvijas ziemeļrietumu daļā, Ventspils novadā, Irbenē. Dienas elektrības cenas var būt ļoti svārstīgas, un tām piemīt sezonālitate, tādēļ laikrindas būtu jāneregulē tā, lai tās neietekmētu sezonālitate.

Ilgtermiņa dati par vēja mērījumiem bieži vien ir ierobežoti. Vēsturiskie mērījumu dati ir ievākti novērošanas torņos, kuru maksimālais augstums ir 50–60 m, jo augstāku mastu

būvniecībai mazos projektos nav praktiska pamatojuma. Tomēr, lai novērtētu noteiktu ģeogrāfisko atrašanās vietu nākotnes ieņēmumu potenciālu kopā ar vēja turbīnu efektivitātes aplēsēm, ir nepieciešami dati par vēja ātrumu augstumā līdz 140 m. Pašreizējā pētījuma vajadzībām tika izmantota eksponenciālā saikne starp mūsdienu vēja ātruma mērījumiem un to atrašanās augstumu. Eksponentfunkcijas parametri tika novērtēti vēja mēru kopai ik pēc 10 minūtēm un tika izmantoti, lai ekstrapolētu vēja ātruma vērtības 80 m, 90 m, 100 m un 110 m augstumā.

2.3. Vēja enerģijas projektu ekonomiskās efektivitātes novērtējums

Šī sadaļa attiecas uz pieeju, kas izmantota pirmstestēšanas procedūrai, un tajā ir izklāstīta laika rindu analīzes rezultātu ietekme uz *SDE* modelēšanu. Pirms vēsturisko laikrindu modelēšanas ir nepieciešams noteikt to vispārējās statistiskās īpašības. Laikrindu pirmstestēšanas procedūras ietver eksponenciālā sadalījuma funkcijas platās astes, vidējās atgriezeniskās vērtības un sezonālās iezīmju meklēšanu.

Lai datus meklētu normalitāti, tos pārveido, izmantojot dabisko logaritmu un veicot standarta normalitātes testus, piemēram, Kolmogorova–Smirnova testu un Žarka–Bera testu. Reģistrēto vēja ātruma datu testēšanas rezultāti liecina, ka ekstrapolēto vēja ātruma datu normālās nulles hipotēze 100 m augstumā nevar tikt noraidīta ar 5 % nozīmīguma līmeni pie reģistrētajiem vēja ātruma datiem, bet logaritmisko elektroenerģijas cenu nulles hipotēze tiek noraidīta pie 5 % saskaņā ar Žarka–Bera testu.

Papildu datu sadalījuma raksturlielumu testēšanai ir jāpārbauda, vai laikrindās ir vidējās vērtības atgriezeniskās īpašības. Formālo stacionaritātes testu, piemēram, paplašinātā Dikeja–Fulera testa (*ADF*) un Kvjatkovska–Filipsa–Šmita–Šina testa (*KPSS*) [36], rezultāti apstiprina, ka laika rindu stacionaritātes hipotēzi nevar noraidīt abās laika rindās.

Vispārīgais secinājums pēc pirmstestēšanas procedūrām attiecībā uz reģistrētajiem vēja ātruma un elektroenerģijas cenu datiem ir tāds, ka laika rindas var modelēt kā stohastisku vidējās vērtības atgriezenisko procesu ar Gausa difūziju, izmantojot Ornsteina–Ulenbeka (OU) tipa procesu [37], [38], piemēram, Vasiceka modeli [39]. Tomēr, ņemot vērā to, ka nevar uzskatīt, ka elektroenerģijas cenu dati parasti ir normāli sadalīti, šīs laikrindas modelim ir jāietver arī lēcien difūzijas elementi [40]. Papildus tam elektroenerģijas cenu laikrindās ir redzami sezonālās iezīmes, kas ir jānoņem pirms modelēšanas.

Ņemot vērā pirmstestēšanas procedūru rezultātus, reģistrētās vēja ātruma laikrindas var modelēt ar OU stohastiskiem procesiem ar vidējo atgriezenisko vērtību un Gausa difūzijas. Process ir stacionārs un atbilst Gausa–Markova modelim. Laika gaitā process novirzās uz tā ilgtermiņa vidējo vērtību. OU procesu var uzskatīt par diskretā laika AR(1) procesa nepārtrauktā laika analogu. To var kalibrēt uz vēsturiskiem datiem, veicot lineāru regresiju starp stāvokļa mainīgajiem lielumiem un to pirmo starpību.

Vēja ātruma datus var modelēt, izmantojot standarta Vasiceka modeli:

$$\log(S_t) = x_t, \quad (2.1.)$$

$$dx_t = \alpha(\theta - x_t)dt + \sigma dW_t, \quad (2.2.)$$

kur S_t – vēja ātrums;

α – ātrums, ar kādu atgriežas pie vidējās vērtības (ātrums $\alpha > 0$);

θ – vidējais atgriešanās līmenis (ilgtermiņa vidējais vai līmenis);

σ – momentānais nepastāvības līmenis ($\sigma > 0$);

t – laika periods;

dW_t – standarta Vīnera process (standarta Brauna kustība).

Salīdzinot ar vēja ātruma datiem, elektroenerģijas cenām ir novērojamas būtiskas sezonālās iezīmes, kas jāņem vērā pirms modelēšanas. Kā ierosina Lūcija un Švarcs [40], elektroenerģijas cenu deterministiskā sezonālā iezīme tiek modelēta, izmantojot trigonometrisko funkciju kombināciju (sk. 2.5. punktu). Pirmkārt, deterministiskās sezonālās iezīmes faktors tiek kalibrēts, izmantojot *OLS* regresiju. Otrkārt, pēc kalibrēšanas sezonālā iezīme tiek noņemta no cenu logaritma:

$$\log(P_t) = f(t) + x_t, \quad (2.3.)$$

$$dx_t = \alpha(\theta - x_t)dt + \sigma dW_t + J(\mu_J, \sigma_J)d\Pi(\lambda), \quad (2.4.)$$

$$f(t) = s_1 \sin(2\pi t) + s_2 \cos(2\pi t) + s_3 \sin(4\pi t) + s_4 \cos(4\pi t), \quad (2.5.)$$

kur P_t – elektroenerģijas cena;

t – laika koeficients gada izteiksmē;

s_i – nemainīgi parametri, $i = 1, 2, 3, 4$;

$d\Pi(\lambda)$ – Puasona process ar lēciena intensitāti λ ;

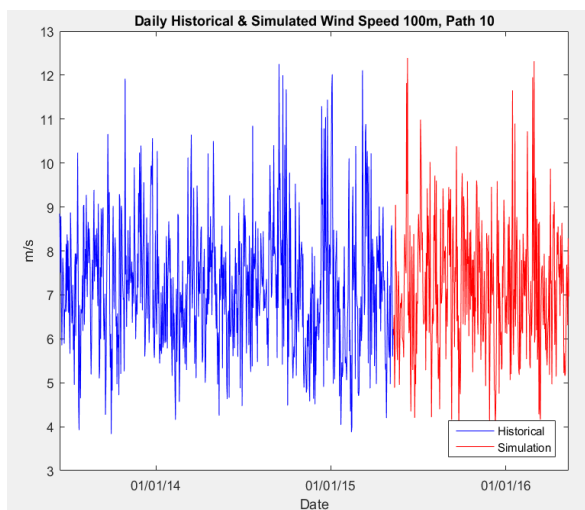
J_t – lēciena izmērs ar normāli sadalītu vidējo vērtību μ_J un dispersiju σ_J .

Modelis atbilst elektroenerģijas cenu laicrindu iezīmēm: platas astes, vidējās atgriezeniskās vērtības un sezonālā iezīme. Elektroenerģijas cenas logaritma modelim ir divas daļas:

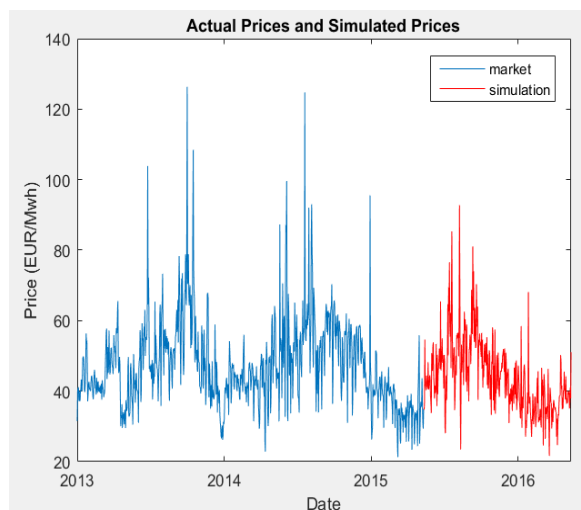
- deterministiskās sezonālās iezīmes daļu $f(t)$ modelē ar trigonometriskām funkcijām;
- stohastiskās daļas x_t modelēšanā izmanto vidējās atgriezeniskās vērtības difūzijas procesu ar lēcieniem.

Elektroenerģijas cenu modelis palielina lēcienus uz vidējās atgriezeniskās vērtības procesu, piemērojot Puasona lēcienus (ne vairāk kā viens lēcienš dienā). Kopumā īstermiņa procesā veidojas ekstrēmas kustības ārpus Gausa līknes, bet ilgtermiņā notiek atgriešanās pie vidējās vērtības.

Reģistrēto vēja ātruma datu Vasiceka modeli var kalibrēt ar vēsturiskiem datiem, veicot lineāru *OLS* regresiju starp reģistrēto vēja ātrumu un pirmo starpību. Lai kalibrētu *SDE* modeli ar lēciena difūzijas daļu, nepieciešams to diskretizēt, piemērojot Bernulli likumu lēcienus gadījumiem. Modeļa kalibrēšanas rezultāts ir parādīts 2.1. un 2.2. att.



2.1. att. Faktiskais un simulētais vēja ātrums 100 m augstumā.



2.2. att. Faktiskās un simulētās elektroenerģijas cenas.

Šis pētījums palīdz novērst nestabilu laikapstākļu un tirgus apstākļu radīto nenoteiktību, iekļaujot stohastisko procesu modelēšanu darbības efektivitātes tehniskajos ierobežojumos, kas saistīti ar vēja ģeneratoru jaudas līknēm. Lai izteiktu vēja ātrumu elektroenerģijā, ir parocīgi izmantot ražotāja norādīto jaudas līkni katrai vēja turbīnai, kā min Brauns u. c. [41].

Šajā sakarā autors izvēlējās apskatīt trīs dažādus ģeneratoru modeļus “*Nordex N54/1000*”, “*Siemens SWT-2.3-101*” un “*Nordex N131/3000*”, lai salīdzinātu to hipotētisko sniegumu izvēlētajā ģeogrāfiskajā vietā.

Modelēšanas un Montekarlo simulācijas rezultāti liecina, ka darbības efektivitāte ir ļoti atkarīga no projektam izvēlēto ģeneratoru veida un ļoti jutīga saistībā ar augstumu, kādā ģenerators darbosies. Visu trīs ģeneratoru veidu rezultātu kopsavilkums ir attēlots 2.1. tabulā.

2.1. tabula

Ārpusparaugu prognozēšanas rezultāti trīs veidu vēja ģeneratoriem

Augstums, m	Vēja turbīnas veids	Ieņēmumi EUR (vidējais)	Ieņēmumi EUR (Standartnovirze)	Efektivitāte (%)
80	Nordex N54/1000	47 445	3 085	12,5
90	Nordex N54/1000	62 050	3 727	16,0
	Siemens SWT-2.3-101	264 680	13 535	29,7
100	Nordex N131/3000	432 010	21 071	37,2
	Nordex N54/1000	78 868	4 486	20,4
	Siemens SWT-2.3-101	324 610	15 504	36,4
110	Nordex N131/3000	514 580	22 547	44,3
	Siemens SWT-2.3-101	387 210	17 456	43,5
	Nordex N131/3000	603 020	24 536	51,9

2.3. Secinājumi

Pētījumā izmantoti vēsturiskie dati laika posmā no 2013. līdz 2015. gadam par elektroenerģijas cenām Latvijas “*Nord Pool*” elektroenerģijas tirgus segmentā kopā ar ilgtermiņa vēja ātruma mērījumiem, kas veikti Irbenē, Latvijā, augstumā līdz 50 m. Lai iegūtu vēja ātruma aprēķinu lielākā augstumā, tika izmantota ekstrapolācijas pieeja, kas balstīta uz eksponentfunkcijas funkcionālo attiecību starp vēja ātrumu un augstumu.

Pētījuma gaitā vairāki *SDE* modeļi tika kalibrēti pēc vēsturiskiem datiem un tika izmantoti, lai prognozētu trīs vēja ģeneratoru veidu darbības efektivitāti, kā arī potenciāli iegūstamo ieņēmumu sadalījumu. Ieņēmumu prognozē tika ņemti vērā sezonālitate un stohastiskie lēcieni elektroenerģijas cenās.

Kopumā pētījuma rezultāti liecina, ka prognozētais efektivitātes un ieņēmumu potenciāls lielā mērā ir atkarīgs no sākotnējās ģeneratora modeļa izvēles un var būt no 12 % novecojušam, joprojām Latvijā darboties spējīgam, vēja ģeneratoram “*Nordex N54/1000*” līdz 52 % jaunam “*Nordex N131/3000*” modelim lielos ekspluatācijas augstumos.

Pētījumā atklājās, ka 2,3 MW “*Siemens*” ģeneratori “*SWT-2.3-101*”, kas uzstādīti lielākajā Latvijas vēja parkā, kurā saražo vienu trešdaļu no visā Latvijā saražotās vēja enerģijas, var nebūt optimālais ģeneratora veids Latvijas apstākļiem. Pētījums liecina, ka pirms projekta īstenošanas jāveic stingra un daudzpusīga jutīguma analīze, kas balstīta uz fiziskiem vēja mērījumu un vēsturiskiem elektroenerģijas tirgus datiem.

3. VĒJA ĀTRUMA MĒRĪJUMU IZMAKSU UN NENOTEIKTĪBAS SAMAZINĀŠANA

3.1. Vēja plūsmas mijiedarbības modelēšana ar trīsstūrveida režģa mastu

Jebkura lēmuma par vēja enerģijas ģenerators būvniecību pieņemšanas sākumpunkts ir vēja enerģijas potenciāla novērtējums izvēlētajā būvniecības vietā. Tādēļ jebkura VEP projekta sākumā tiek veikta virkne pārbaužu, lai novērtētu tā turpmāko efektivitāti. Analīze galvenokārt balstās uz vēja turbīnu tehniskajiem raksturlielumiem un vidējiem gada vēja ātruma mērījumiem, kas savākti VEP paredzētajā būvniecības vietā. Galvenie instrumenti VEP potenciālās darbības novērtēšanai ir vēja mērījumu sistēmas.

Projekta plānošanas posmam ir svarīga loma, lai nodrošinātu būvlaukuma, gondolas augstuma un turbīnas veida pareizu izvēli. Kopumā vēja ātruma mērījumu precizitāte ir galvenais faktors, kas nosaka ekonomiskās priekšizpētes uzticamību un peļņas sliekšņa aprēķina precizitāti.

Svarīgs vēja ātruma mērījumu ieviešanas aspekts vēja ražotņu būvniecības projektos ir nepieciešamība iegūtos rezultātus attiecināt uz VT ass augstumu. Lai izpildītu šo prasību, ir nepieciešams atbilstošajā augstumā novietot anemometrus un vismaz gadu veikt mērījumus. Lai ietaupītu laiku un resursus jaunu vēja ātruma mērīšanas mastu izvietojumā, būtu pamatoti izmantot esošo elektronisko sakaru tīkla mastus, jo tas samazina mērīšanas iekārtu uzstādīšanas un montāžas izmaksas.

Lai izvairītos no virsmas mērījumu izkropļošanas efekta, mastam ir jābūt garākam par 30 m [42]. Tajā pašā laikā vēja ātruma mērījumi jāveic saskaņā ar starptautiskajā IEC standartā noteiktajām prasībām [43].

Praksē pūles un izmaksas, kas saistītas ar vēja ātruma mērīšanu, var ievērojami samazināt, ja mērīšanas sensoru novietošanai tiek izmantoti esošie elektronisko sakaru tīkla masti, nevis tiek uzstādīti jauni masti, kas paredzēti tikai vēja mērījumiem [45].

Tomēr šādā gadījumā ir jāapsver masta konstrukcijas elementu ietekme uz gaisa plūsmas sadalījumu un jāapstiprina iespēja izmantot esošo mastu ticamu vēja ātruma datu iegūšanai [46], [47].

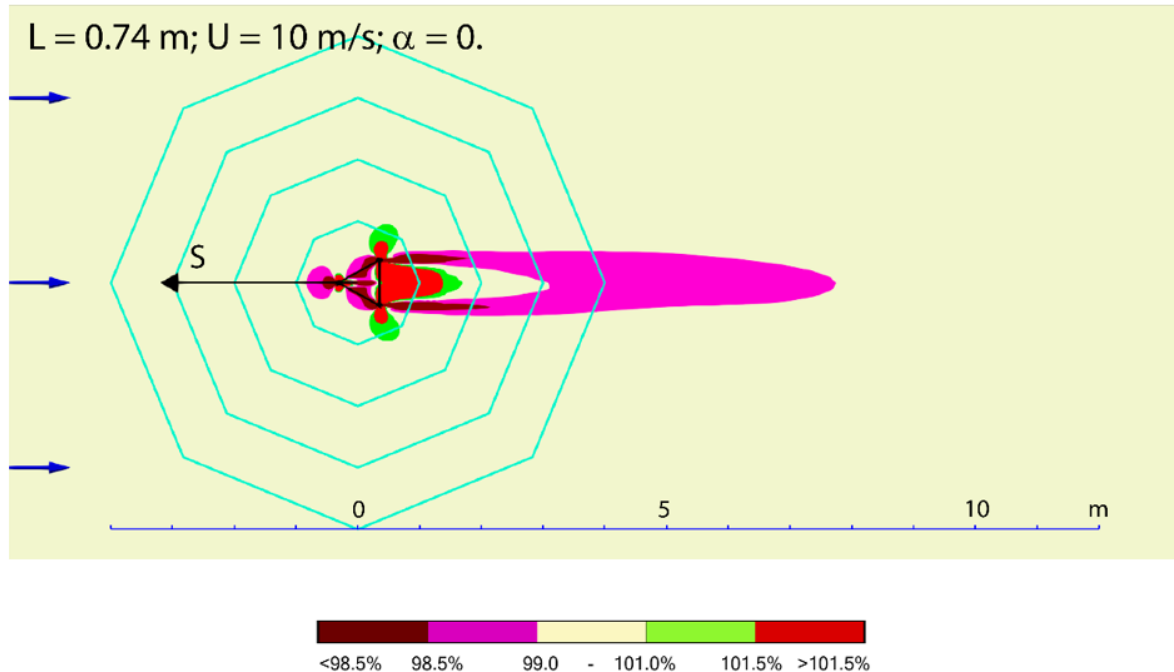
Šajā pētījumā aplūkota saikne starp vēja plūsmas ātrumu un platību, kurā vēja ātruma mērījumu novirze no faktiskajām vērtībām ir lielāka par 1,0 %. Konkrētāk, autors pēta, kā vēja plūsmas sadalījums ap elektronisko sakaru tīkla mastiem (CCM) ir atkarīgs no to izmēriem un konstrukcijas.

Analīzes rezultāti, kas iegūti, izmantojot CFD simulācijas, un kas aprakstīti [44], liecina, ka robeža zonai, kurā gaisa plūsmas ātruma izkropļojums nepārsniedz $\pm 1,0\%$, ir 3,5 m attālumā, aptverot 320° laukumu ap mastu. Tajā pašā laikā 40° platā sektorā šīs zonas robeža atrodas līdz 9,0 m attālumā. Kopumā tas nozīmē, ka gadījumos, kad mērīšanas sensoru novietošanai izmanto CCM, atbilstība IEC standarta ieteikumiem attāluma R noteikšanai negarantē, ka mērījumi tiek veikti ar nepieciešamo precizitāti.

Lai novērtētu, cik lielā mērā CCM struktūra ietekmē vēja plūsmas sadalījumu ap to, vispirms jāapsver vēja plūsmas mijiedarbība ar metroloģisko mastu ar sānu platumu 0,74 m.

3.1. attēlā ir attēlota vēja plūsmas ātruma sadalījuma kontūrkarte vēja ātrumam $U = 10,0$ m/s un vēja virziena leņķis $\alpha = 0^\circ$ attiecībā pret trīsstūrveida režģa mastu.

Sensoru S piestiprina mastam ar stieņu palīdzību 3,0 m attālumā no trijstūra mastu centra, pie kura ir piestiprināti vienu kvadrātmetru lieli koncentriski astoņstūri.



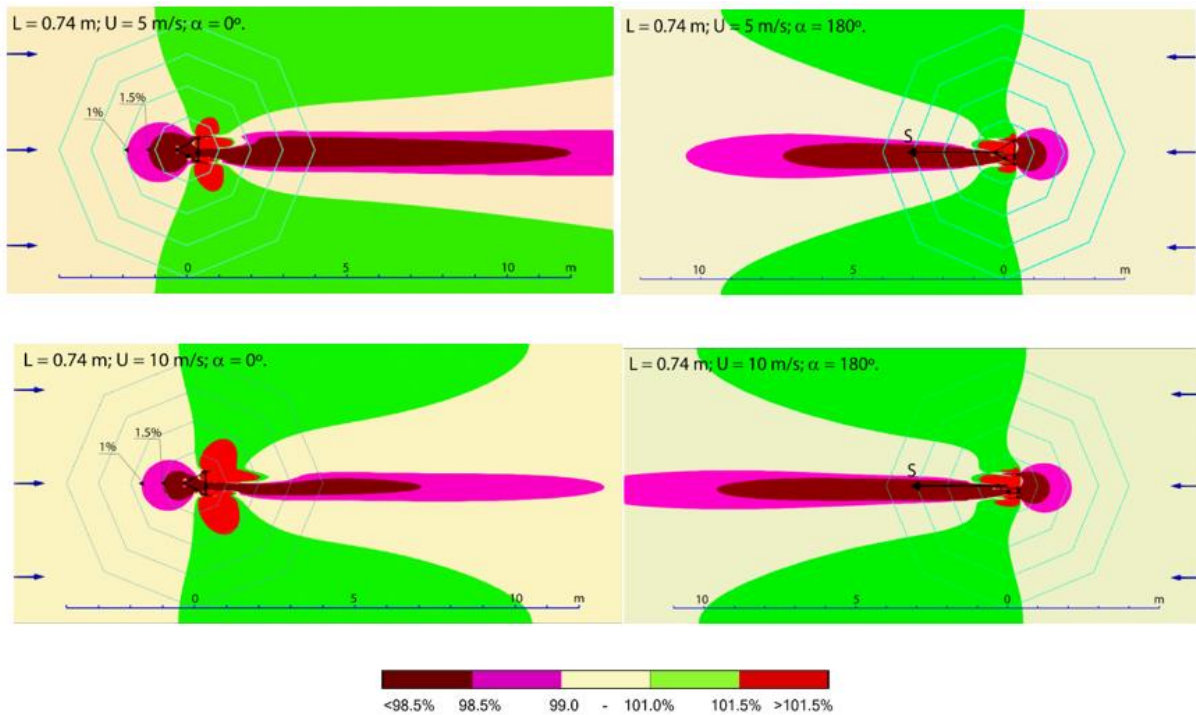
3.1. att. *CFD* modelis vēja plūsmas mijiedarbībai ar trīsstūrveida režģa metroloģisko mastu, sānu platumam $L = 0,74$ m, pie vēja ātruma $U = 10,0$ m/s, un $\alpha = 0^\circ$ attiecībā pret stieni, kam piestiprināts sensors S .

Savukārt 3.2. attēlā redzams vēja plūsmas ātruma sadalījums ap režģa *CCM* ar sānu platumu 0,74 m vēja ātrumam $U = 5,0$ m/s un $U = 10,0$ m/s, un vēja virziena leņķi $\alpha = 0^\circ$ un $\alpha = 180^\circ$ attiecībā pret stieni, kam piestiprināts sensors S .

Pelēkais laukums 3.1. att un 3.2. attēlā atbilst $100\% \pm 1\%$ no neskartajām vēja plūsmas ātruma vērtībām. Zaļais laukums atbilst $101\text{--}101,5\%$ no neskartajām vēja plūsmas ātruma vērtībām, sarkanais laukums – vairāk nekā $101,5\%$, violetais laukums atbilst $98,5\text{--}99\%$, bet brūnais laukums – mazāk nekā $98,5\%$. Kontūrkartēs redzams vēja plūsmas ātrums, kas atbilstu *IEC* standarta prasībām pelēkajos, zaļajos un violetajos laukumos, bet sarkanajos un brūnajos laukumos novirzes pārsniegtu pieļaujamo kļūdu līmeni.

Izmantojot *CFD* modeļus, redzams, ka kabeļu līniju klātbūtne trīsstūra režģa šūnu komunikāciju mastā palēnina vēja plūsmas ātrumu vairāk nekā par $1,5\%$ un izraisa šauras astes efektu 7,0–9,0 m garumā un 10° leņķiskā platumā. Atlikušā 350° sektora robežās laukuma garums, kurā vēja ātruma izkropļojumi pārsniedz $\pm 1,5\%$, nav lielāks par 1,5–2,0 m no mastu centra.

CFD modelēšanas rezultāti liecina, ka, lai veiktu vēja mērījumus, izmantojot mastu ar sānu platumu $L = 0,74$ m un cietību $t = 0,35$ (atbilstoši *IEC* standartam [43]), pietiek ar 2,0 m garu stieni. Šajā gadījumā 350° sektora robežās vēja ātrumu ir iespējams nomērīt ar novirzi, kas nav lielāka par $\pm 1,5\%$.



3.2. att. Vēja plūsmas lauka *CFD* modelēšanas rezultāti ap trijstūra režģa *CCM* ar sānu platumu $L = 0,74$ m pie vēja ātruma $U = 5$ m/s un $U = 10$ m/s un leņķi $\alpha = 0^\circ$ un $\alpha = 180^\circ$ attiecībā pret stieni ar sensoru S.

Tomēr sektorā, kas ir mazāks par 10° , mērījumiem ar tādu pašu precizitāti sensors ir jānovieto 9,0 m attālumā no masta centra. Lai nodrošinātu to, ka *IEC* standarts tiek ievērots arī problemātiskajā 10° sektorā, būtu vajadzīgi ievērojami papildu resursi, kas saistīti ar stieņa nostiprināšanu tālāk no centra. Jāatzīmē, ka minētajā gadījumā šajā sektorā iegūto novērojumu īpatsvars ir 2,5 % no kopējā mērījumu apjoma. Veiktie aprēķini ļauj precizēt citu autoru pētījumu rezultātus, papildus norādot, ka *IEC* standarta [43] prasības attiecībā uz stieņa garumu ir pārvērtētas. Vienlaikus simulācijas rezultāti ļauj secināt, ka standarts negarantē mērīšanas precizitāti $100,0 \% \pm 1,0 \%$ masta ēnas zonā ($\alpha = 180^\circ$).

Šāda vēja ātruma mērījumu metode ļautu ievērojami samazināt prasības attiecībā uz minimālo stieņa garumu. Prasību ievērojami atvieglotu sensoru uzstādīšanas procesu mērīšanai paredzētajos mastos.

Jāatzīmē, ka pāra sensoru izmantošana vēja mērījumiem rada iespēju izmantot esošo trīsstūrveida režģa *CCM* tīklu. Tas ievērojami samazina izmaksas, kas saistītas ar datu vākšanu, kas nepieciešami vēja enerģijas resursu potenciāla novērtēšanai.

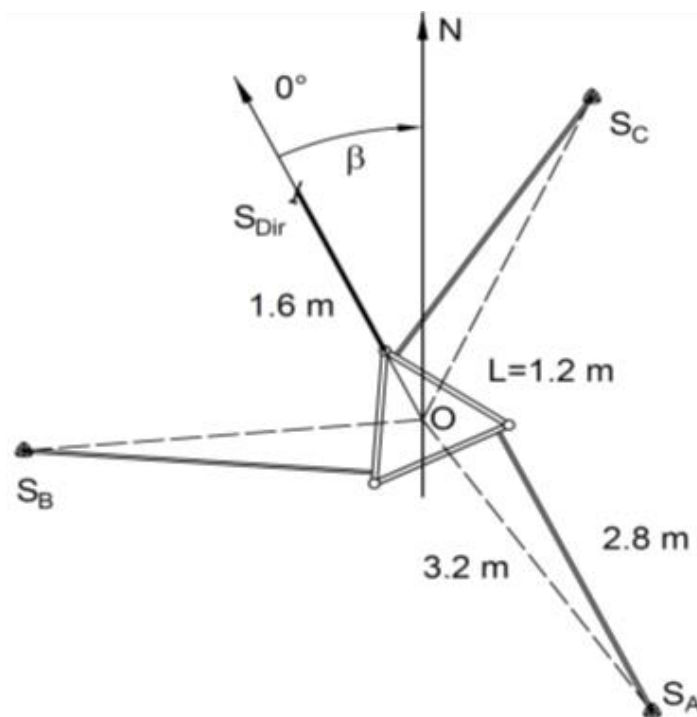
3.2. *CCM* režģa izmantošana vēja nobīdes novērtēšanai

Vēja enerģijas resursu novērtēšanai Baltijas jūras krastā tika izstrādāta naturālo eksperimentu pētījumu programma, kurā tika izmantotas trīs 100 m *CCM*, kuros tika uzstādīti “*Symphonie PLUS3*” vēja mērīšanas sistēmas sensori.

Trīs mastu eksperimentālās atrašanās vietas tika izvēlētas Baltijas jūras krastā, Ventspils, Pāvilostas un Ainažu novadā. Mastu 1. atrašanās vieta – Staldzene, Ventspils, 2. atrašanās

vieta – Tebra, Pāvilosta, un 3. atrašanās vieta – Rozēni, Ainaži. Lai novērtētu režģa masta konstrukcijas ietekmi uz gaisa plūsmu, tika izmantota vēja ātruma naturālo mērījumu metode, izmantojot anemometrus ar rotējošiem kausiņiem, kas 120° leņķī uzstādīti ap masta četros līmeņos.

Anemometru ar rotējošiem kausiņiem un vēja virziena sensoru uzstādīšana 40 m augstumā redzama 3.3. attēlā. Šajā vektoru diagrammā parādīts vēja virziena sensora S_{Dir} izvietojums uz 1,6 m stieņa ar nobīdes leņķi β attiecībā pret ziemeļu vektoru N , un anemometri S_A , S_B , S_C uz 2,8 m gariem stieņiem. Ņemot vērā, ka anemometrs ir uzstādīts uz 2,8 m gara stieņa, tā attālums no masta centra O ar masta sānu platumu $L = 1,2$ m ir 3,2 m.



3.3. att. Vēja virziena sensora S_{Dir} izkārtojuma vektora diagramma 1,6 m garumā ar nobīdes leņķi β attiecībā pret ziemeļu vektoru N , un anemometri S_A , S_B , S_C uz 2,8 m gariem stieņiem, kas atrodas 3,2 m no trīsstūrveida CCM centra O ar sānu garumu $L = 1,2$ m.

3.3. Mērījumu rezultātu analīze

Projekta praktiskā īstenošana saistībā ar vēja ātruma mērījumiem, izmantojot CCM , ļāva novērtēt tehniskās un ekonomiskās problēmas, kas būtu jārisina, lai īstenotu šāda veida pētījumus. Apkopojot veikto eksperimentu finansiālās izmaksas, var secināt, ka konkrētos gadījumos katrai vietai izmaksas vēja ātruma mērījumu veikšanai četros līmeņos gada laikā var būt zemākas par izmaksām, kas nepieciešamas, lai uzstādītu un norakstītu parastu 100 m metroloģisko masts.

Saistītajā pētījumā [48], kurā aplūkoti gaisa plūsmas modelēšanas rezultāti ap trijstūrveida režģa masts, ir redzams, ka vēja ātruma mērīšanai izmantojot divus vai trīs sensorus, kuru nobīde ir 120° vienam no otra, katrā brīdī tikai viens no sensoriem var būt masta ēnā. Tāpēc,

ja no datubāzes ņemtā vidējā vēja ātruma aprēķinos neietvertu mērījumus, kas veikti ar masta ēnā izvietoto sensoru, būtu iespējams palielināt aprēķinu rezultātu ticamību.

Saskaņā ar 10 minūšu mērījumu rezultātu analīzi var pieņemt, ka diviem sensoriem, kas atrodas vienā augstumā, vērtību attiecība raksturo gaisa plūsmas ātruma novirzi attiecīgajā sektorā ap masts. Tādēļ vēja ātruma mērījumu rezultāti no visiem sensoriem tika grupēti pēc mērījuma laika un virziena no 0° līdz 360° ar soli 1°.

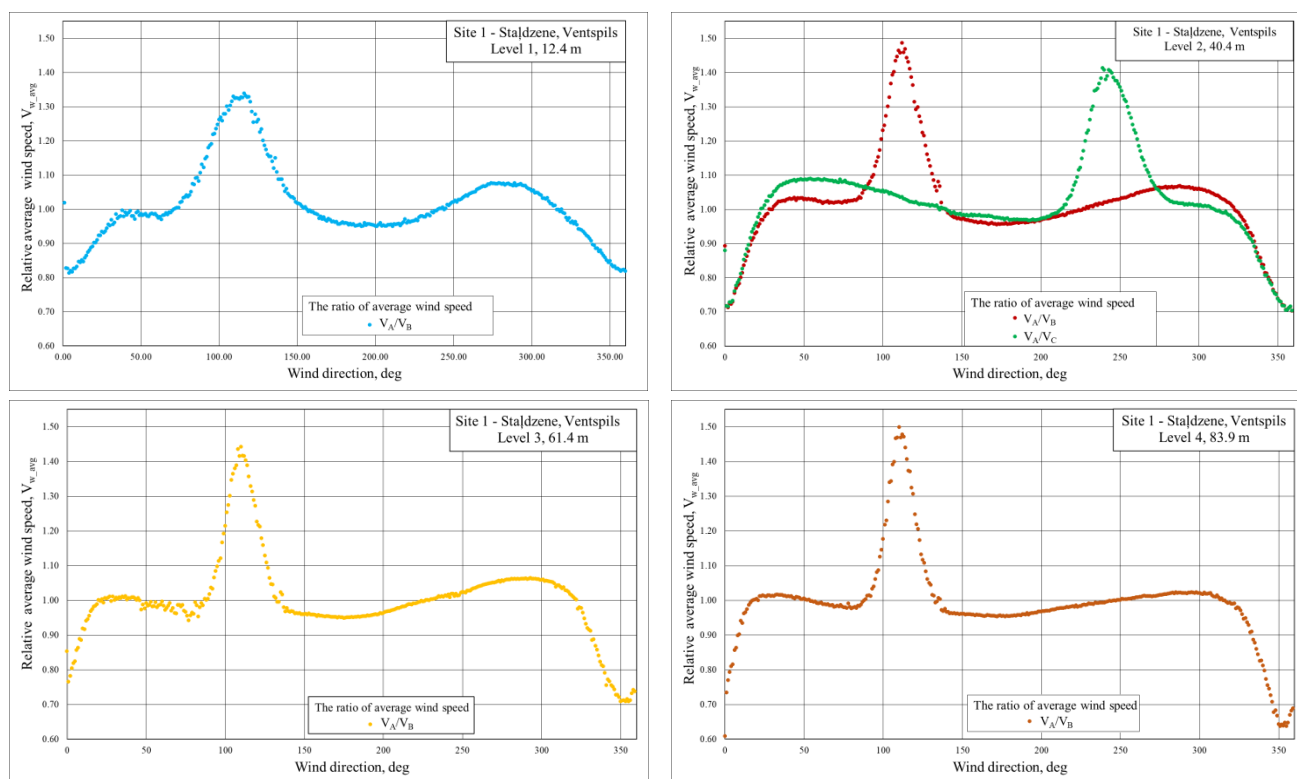
Vienlaicīgu vēja ātruma mērījumu rezultāti ar diviem anemometriem, kas uzstādīti vienā augstumā ar 120° nobīdi, ļauj novērtēt apmēru vēja plūsmas deformācijai, ko izraisa masta struktūra. Vēja plūsmas izkropļojuma rādītāja vidējās vērtības kvantitatīvai novērtēšanai var izmantot relatīvā vēja ātruma vienādojumu:

$$V_{w_vid} = \frac{1}{n} \sum_{k=0}^n \left(V_{A_k} / V_{B_k} \right) = \frac{1}{n} \sum_{k=0}^n V_{w_k}, \quad (3.1.)$$

kur V_{A_k} un V_{B_k} ir vienlaicīgi desmit minūšu gari vēja ātruma mērījumi ar sensoriem S_A un S_B tajā pašā augstumā;

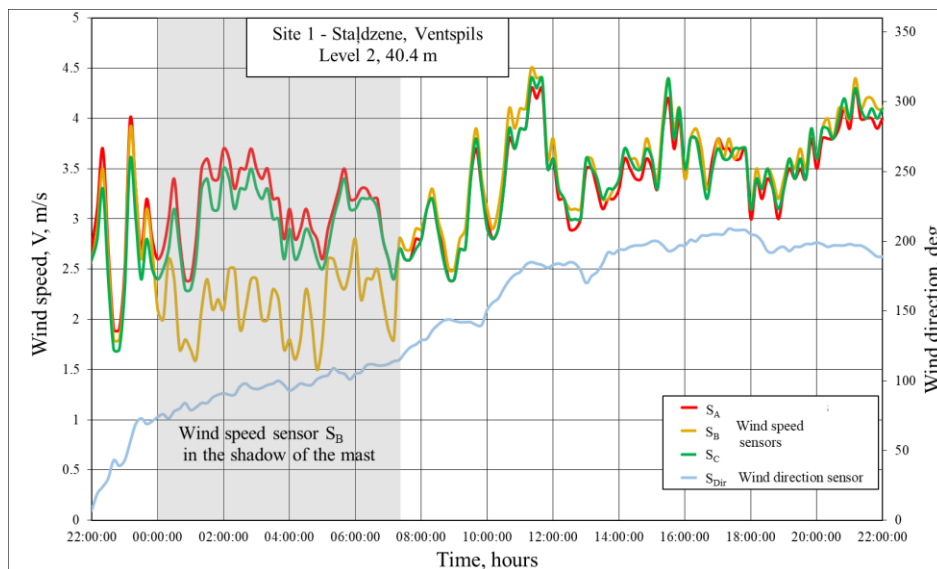
$k = 1, 2, \dots, n$ – vēja mērījumu posma numurs, kur n ir kopējais paraugu lielums.

Attiecības aprēķinātas, izmantojot 3.1. vienādojumu, sensoriem S_A un S_B , un sensoriem S_A un S_C attiecībā pret vēja virzienu, ar vidēji 1° soli Staldzenes eksperimenta vietā no 1. līdz 4. līmenim, kas atbilst 12,4 m, 40,4 m, 61,4 m un 83,9 m augstumam virs zemes, norādot vēja virziena leņķi kā 3.4. attēlā.



3.4. att. Relatīvais vidējais vēja ātrums V_{w_vid} no sensoriem S_A , S_B un S_C , kas uzstādīti Ventspils CCM ar sānu platumu 1,2 m no 1. līdz 4. līmenim attiecībā pret vēja virziena leņķi.

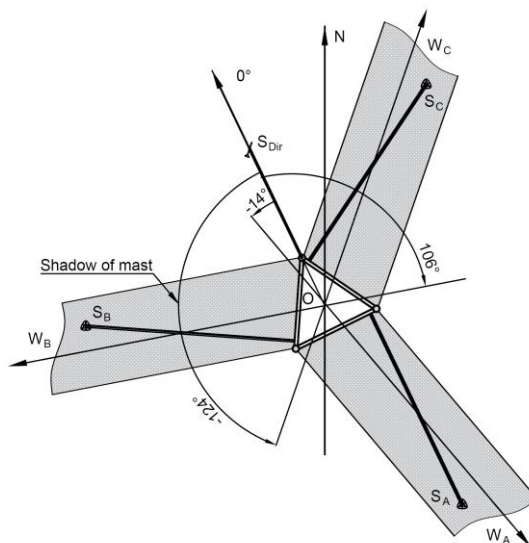
Šo līkņu raksturīga iezīme ir maksimums, kas atbilst vēja virziena leņķiem 105° un 225° attiecībā pret virziena sensora S_{Dir} leņķi 0° . 3.5. attēlā ir atspoguļoti ilgtermiņa vēja ātruma mērījumu rezultāti, kas iegūti, vienlaikus 24 stundu garumā veicot mērījumus ar trīs anemometriem – S_A , S_B un S_C – 40,4 m augstumā 1. eksperimenta vietā.



3.5. att. Vidējie vēja ātruma dati ar 10 minūšu soli no anemometriem S_A , S_B , S_C un vēja virziens no sensora S_{Dir} . Pelēkais laukums norāda laiku, kad sensors S_B bija ēnā, kas atbilst vēja virzienam $75\text{--}115^\circ$.

Šajā attēlā laika posms, kas iezīmēts pelēkā krāsā, atbilst laikapstākļiem, kad sensori S_A , S_C tika pakļauti vēja plūsmai, bet sensors S_B atradās masta ēnas zonā. Jāatzīmē, ka šis skaitlis arī parāda, ka vēja ātruma mērījumu rezultāti šajā periodā atšķiras $\sim 2,0$ reizes.

Salīdzinot vēja ātruma un vēja virziena sensoru līknes, redzams, ka ēnas platība atbilst $75\text{--}115^\circ$ virzienam. Tādējādi masta ietekmi uz mērīšanas sensoriem var attēlot kā vektoru diagrammu (3.6. att.), kurā attēlotas vēja plūsmas ar virzieniem 106° , -14° un -124° , kā arī attiecīgās ēnu zonas aiz masta, kurās atradās sensori S_A , S_B , S_C .



3.6. att. Vektora diagramma vēja plūsmai W_A , W_B , W_C un to ēnas sensoriem S_A , S_B , S_C .

No tā izriet, ka, lai izmērītu vēja ātrumu saskaņā ar standarta prasībām, jāizmanto divi sensori, kuru nobīde ir vismaz 120°, un mērījumu rezultāti jāsaista ar vēja plūsmas virzienu. Šajā gadījumā no aprēķiniem ir jāizslēdz izmērītās vēja ātruma vērtības, kas iegūtas no masta aizvēja puses.

Vēja ātruma mērījumu rezultātu salīdzinājums liecina, ka pēc korekcijas vidējais ātrums visos augstumos palielinājās par ~1,9–3,9 %. No aprēķiniem izslēgtas neuzticamas vērtības, tas nozīmē, ka mērījumu rezultātu ticamība ir palielinājusies līdzīgā apjomā.

Pamatojoties uz vēja ātruma mērījumiem to veikšanas periodā no 01.2018. līdz 01.2019., tika aprēķināti Ventspils, Pāvilostas un Ainažu teritoriju vēja nobīdes modeļi, kas redzami 3.7. attēlā. Lai ekstrapolētu izmērītās vēja ātruma vērtības, tiek izmantota eksponentfunkcija, kurā tiek aptuveni noteikta vidējās vēja ātrumu vērtības ar pietiekami augstu indeksu R^2 [63]. Iegūtie vēja ātruma rādītāji tiek pietiekami labi aprēķināti vienādojumā

$$V_{\text{vid}} = V_{\text{vid}_H} \left(\frac{h}{H}\right)^{\alpha} = \frac{V_{\text{vid}_H}}{H^{\alpha}} h^{\alpha} = \gamma h^{\alpha}, \text{ m/s}, \quad (3.2.)$$

kur V_{vid} – vidējais vēja ātrums augstumā h , m;

H – vēja ātruma mērījuma augstums, m;

h – aprēķinu augstums, m;

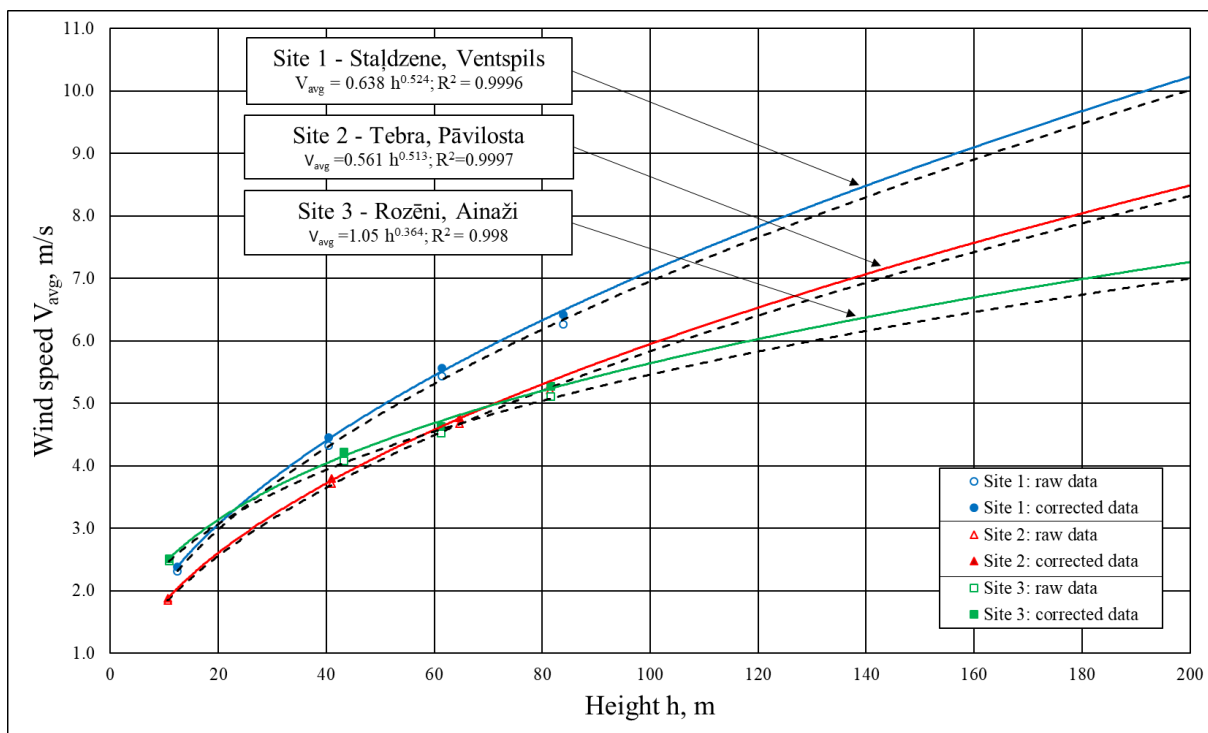
V_{vid_H} – vidējais vēja ātrums, ko mēra augstumā H , m/s;

γ ir vienāds ar: 0,638 un 0,561 1. un 2. eksperimentu veikšanas vietā un 1,05 – 3. eksperimentu veikšanas vietā;

α – aptuvenais koeficients vienāds ar: 0,52; 0,513; 0,364, kas atbilst 1., 2. un 3. vietai.

Diagrammā ir parādīti vidējā vēja ātruma V_{vid} modeļi attiecībā pret augstumu, kas aprēķināts no neapstrādātiem mērījumu datiem un koriģētiem datiem. Šajā gadījumā vēja nobīdes modelī netiek ņemts vērā apvidus raupjums, kura īpašības attēlotas 3.7. attēlā.

Vēja nobīdes līknes, kas iegūtas vienlaicīgu vēja ātruma mērījumu rezultātā, ir vērts salīdzināt trīs vietās Baltijas jūras krastā. Var redzēt, ka parametriem γ un α eksponentfunkcijas 3.2. vienādojumā 1. un 2. novērojumu vietās ir līdzīgas vērtības un līknēm ir līdzīga forma. Tomēr 3. vietā vēja nobīdes līknei ir atšķirīgs slīpums, un tā krustojas ar 1. un 2. novērojumu vietas līknēm, kas atspoguļo dažādus vēja apstākļus Ziemeļlatvijas piekrastē, salīdzinot ar Latvijas dienvidrietumu piekrasti.



3.7. att. Ventspils, Pāvilstas un Ainažu vidējo vēja ātruma V_{vid} vēja nobīdes modeļi, kas aprēķināti, izmantojot neapstrādātus mērījumu datus (punktētas līnijas) un koriģētos datus (nepārtrauktās līnijas) laika posmam no 01.2018. līdz 01.2019.

3.4. Secinājumi

IEC standarta [53] ieviešana stieņa garuma aprēķināšanai negarantē vēja ātruma mērījumu precizitāti $100\% \pm 1\%$ mastā ēnas zonā, bet visos pārējos virzienos stieņa garums ir pārvērtēts.

Pamatojoties uz trīsstūrveida režģa *CCM* mijiedarbības ar vēja plūsmu kontūrkaršu analīzi, kas veikta, izmantojot *CFD* modelēšanu, var secināt, ka šos mastus var izmantot, lai mērītu vēja ātrumu ar precizitāti, kas atbilst *IEC* noteikumu prasībām, ja šim nolūkam tiek izmantoti divi pretfāzē saslēgti sensori.

Lai veiktu vēja ātruma mērījumus, kas atbilst *IEC* standarta prasībām, izmantojot tipisku režģa *CCM* ar sānu platumu 1,2 m un 1,4 m un augstumu līdz 100 m, anemometri jānovieto vismaz 3,2 m attālumā no masta centra.

Divu anemometru, kas novietoti ar vismaz 120° lielu nobīdes leņķi, mērījumu rezultātu izmantošana ļauj noteikt vēja ātruma mērījumus mastā ēnas zonā. Turklāt datu salīdzināšanas metode nodrošina objektīvu pamatu šo vērtību izslēgšanai no aprēķiniem, tādējādi uzlabojot vēja ātruma mērījumu precizitāti.

Vidējo vēja ātruma aplēšu ticamība palielinās pēc izkropļotu mērījumu izslēgšanas no aprēķiniem. Veicot šādu korekciju, ātruma vērtības visos augstumos palielinājās vidēji par $\sim 1,9\text{--}3,9\%$.

4. VĒJA ENERĢIJAS POTENCIĀLA NOVĒRTĒJUMS LATVIJĀ

4.1. Vēja enerģijas resursu telpiskās sadales modelēšana

Šis pētījums ir balstīts uz datiem, kas iegūti, izmantojot sertificētus mērīšanas sensorus, kas uzstādīti LVĢMC meteoroloģiskās novērošanas stacijās. Fizisko mērījumu rezultāti tika fiksēti 22 novērošanas stacijās laika posmā no 01.01.2015. līdz 31.12.2016. kā vēja ātruma diskrētās vērtības ar 1 minūtes soli 10 m augstumā virs zemes.

Vēja ātruma sadalījuma analīzei visbiežāk izmantotā tuvinājuma formula ir Veibula varbūtības blīvuma funkcija. Šī funkcija tiek uzskatīta par labu vēja ātruma frekvenču sadalījuma tuvinājumu ar šādu vienādojumu:

$$F(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right], \text{ ja } V > 0, \quad (4.1.)$$

kur c – mērogošanas koeficients;

k – formas koeficients;

V – vēja ātrums, m/s.

Parametri c un k Veibula vēja ātruma frekvenču sadalījuma funkcijas [49] visām 22 stacijām tika aprēķinātas, izmantojot maksimālo paticamības metodi. Maksimālās paticamības statistiskais novērtējums tiek iegūts, maksimizējot paticamības funkciju [44], un tika novērtēts, izmantojot funkcijas no R paketes “*MASS*” [50].

Novērošanas staciju vienotais sadalījums visā valsts teritorijā un garais mērījumu periods ļauj sniegt rezultātus kā vizuālu modeli, kas attēlots 4.1. att. Modelī izmantotā krāsu palete ļauj identificēt apgabalus Latvijas teritorijā ar vienādu vēja ātrumu. Šajā gadījumā vēja ātruma V_{vid} vidējās vērtības telpiskais sadalījums ir attēlots ar soli 0,5 m/s. Vidējā vēja ātruma vērtību mērījumu periodā mērīšanas punktos aprēķināja šādi:

$$V_{\text{vid}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i, \quad (4.2.)$$

kur V_i – vidējais vēja ātrums ar 1 min soli, m/s;

n – mērījumu skaits novērošanas periodā no 01.01.2015. līdz 31.12.2016.;

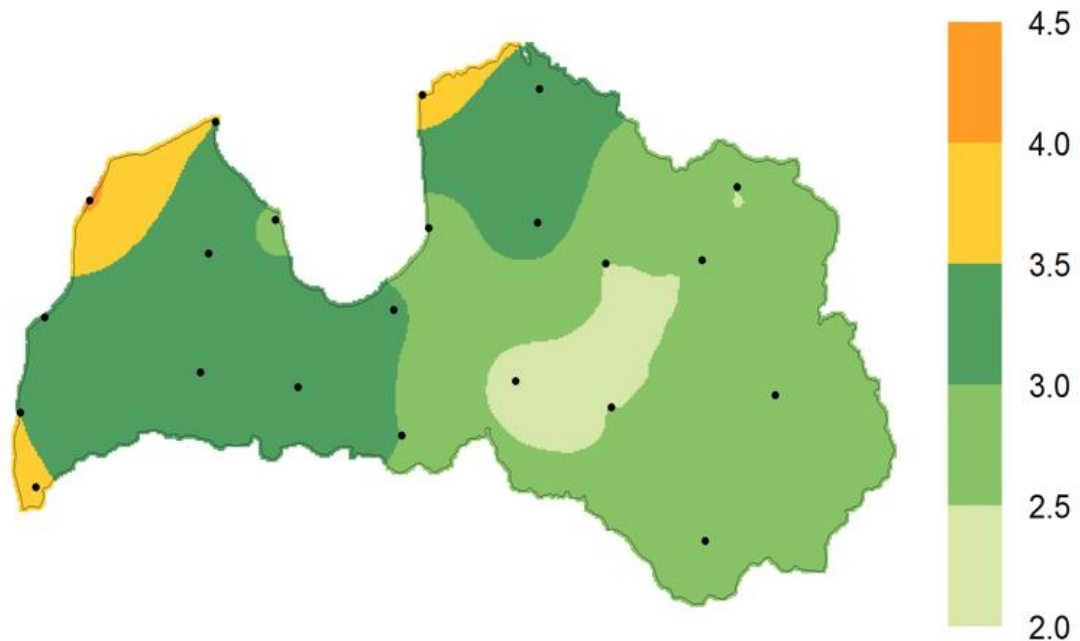
i – 1., 2., 3., ..., n -tais novērojums.

Lai aprēķinātu meteoroloģiskā parametra vērtību novērošanas staciju vidū, tika izmantota mērījumu datu telpiskā interpolācija un ģeostatiskā jeb universālā kriginga metode [51], [52].

Papildus novērotajām vērtībām no tuvākajām stacijām šīs metodes ietvaros tiek izmantoti arī papildu telpiskie faktori, kas ietekmē meteoroloģiskos parametrus. Būtiskākie faktori vidējā vēja ātruma interpolācijai ir ģeogrāfiskās koordinātas metriskajā sistēmā LKS-92, augstums virs jūras līmeņa un attālums no Baltijas jūras vai Rīgas jūras līča. Telpisko interpolāciju veic uz režģa ar izšķirtspēju 1 km × 1 km.

Mūsdienu laikapstākļu modelēšanas metodes ļauj prognozēt vēja ātrumu virs zemes un jūras virsmas. Piemēram, Eiropas vidēja termiņa laika prognožu centra (*ECMWF*) radītajā klimatiskajā reanalīzes datu kopā “*ERA5*” ir iekļauta informācija par dažādiem meteoroloģiskajiem parametriem. “*ERA5*” aptver Zemi ar 31 km režģi un stratificē atmosfēru

137 līmeņos no virsmas līdz 80 km augstumam. Pirmajos septiņos “ERA5” datu kopas darbības gados uzkrātie dati tagad ir pieejami publiskai lietošanai [53].



4.1. att. Vēja ātruma vidējo vērtību telpiskā sadalījuma Latvijas teritorijas modelis V_{vid} m/s 10 m augstumā virs zemes.

Salīdzinošā analīze liecina, ka “ERA5” simulācijas rezultāti pastāvīgi pārsniedz noteiktos vēsturiskos lielumus visos reģionos par apmēram 20–50 %. Iespējams, ka “ERA5” modelēšanas rezultātus lielā mērā ietekmē reljefa struktūra.

4.2. Vēja enerģijas novērtēšanas metodes

Latvijā sistemātiskie ilgtermiņa vēja ātruma mērījumi, kuros tiek ņemts vērā arī vēja atrašanās augstuma sadalījums, tiek veikti kopš 2007. gada divās vietās Baltijas jūras ziemeļrietumu krastā, Ventspils reģionā, un valsts ziemeļdaļā, Matīšu ciemā, netālu no Burtnieku ezera (35 km no jūras krasta) [54], [55].

Matīšu eksperimentu vietā tika veikti vēja ātruma mērījumi, izmantojot sertificētus vēja ātruma sensorus un sensorus, kas norāda gaisa plūsmas virzienu. Lai vāktu ar vēju saistītus datus, mērīšanas sensori tika uzstādīti 60 m augstā metāla mastā vairākos līmeņos [56].

Veibula parametru sadalījumam (k – formas koeficients un c – mērogošanas koeficients) kā augstuma funkcijai labu tuvinājumu nodrošina eksponentfunkcijas līknes [57]. c un k izteiksmes, kas pamatotas ar vēja ātruma mērījumu rezultātiem, izmantojot eksponentfunkcijas tuvinājumu, Matīšu mērījumu vietā ir šādas:

$$c = c_H \left(\frac{h}{H}\right)^{\alpha_c}, \quad (4.3.)$$

$$k = k_H \left(\frac{h}{H}\right)^{\alpha_k}, \quad (4.4.)$$

kur c_H, k_H ir Veibula sadalījuma koeficientu vērtības, aprēķinātas atskaites augstumam H ;

h ir rotora gondolas augstums, m;

α_c, α_k ir tuvinājuma koeficientu vērtības.

Veibula sadalījuma parametru c un k modelēšana kā augstuma h funkcija, izmantojot 4.5. un 4.6. vienādojumu, ļauj ekstrapolēt to vērtības līdz 150 m augstumam, kur paredzams, ka minētās attiecības saglabāsies. Vēja ātruma mērījumu rezultāti ļauj kalibrēt parametrus c un k 4.3. un 4.4. vienādojumu izteiksmēs Matīšos iegūtajiem mērījumiem:

$$c = c_H \left(\frac{h}{H}\right)^{0,359} = \frac{c_r}{H^{0,359}} \cdot h^{0,359} = 1,205h^{0,359}, \quad (4.5.)$$

$$k = k_H \left(\frac{h}{H}\right)^{0,226} = \frac{k_r}{H^{0,226}} \cdot h^{0,226} = 0,937h^{0,226}. \quad (4.6.)$$

Ierosinātā pieeja sniedz informāciju par vēja ātruma frekvenču sadalījumu jebkurā valsts punktā un ļauj aprēķināt ģeneratoru radīto jaudu, kas nodrošina iespēju novērtēt VT efektivitāti.

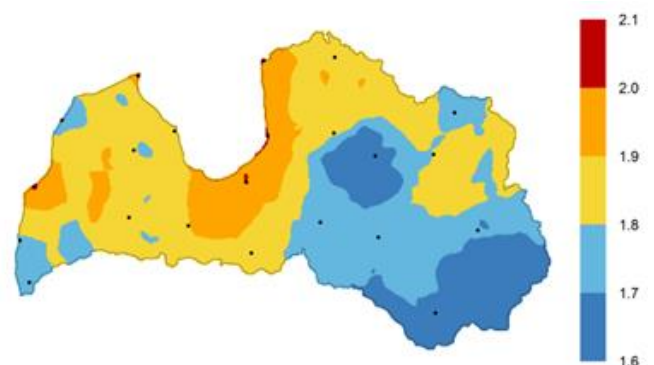
4.3. Vēja enerģijas potenciāla novērtēšanas modeļi

Mēroga parametru vērtības (4.2. att.), kas izstiepļ vai samazina sadalījumu, samazinās līdz ar attālumu no jūras, norādot, ka piekrastes stacijām ir plašākas varbūtības blīvuma funkcijas. Telpisko mērogošanas parametru vērtību sadalījumu (4.3. att.) ietekmē topogrāfiskās īpatnības, jo zemākās vērtības tika novērotas augstākajos apgabalos. Kopumā mērogošanas parametru vērtības svārstās no 1,6 līdz 2,1, norādot, ka blīvuma funkcijai ir zvana forma ar pozitīvu slīpumu.

Parametru c un k aprēķins, kas attēlots kontūrkartes veidā, ļauj, izmantojot 4.1. vienādojumu, aplēst vēja ātruma sadalījuma frekvences īpašības jebkurā Latvijas teritorijas punktā 10 m augstumā virs zemes. Šādi var ievērojami vieglāk novērtēt vēja enerģijas apjomu, ko var ražot, izvēloties vietu neliela vēja turbīnas ģeneratora (SWTG) uzstādīšanai.



4.2. att. Veibula vēja ātruma varbūtības blīvuma mērogošanas parametra c telpiskā sadalījuma modelis 10 m augstumā virs zemes.



4.3. att. Telpiskā mērogošanas parametra k sadalījuma Veibula vēja ātruma varbūtības blīvuma modelis 10 m augstumā virs zemes.

Vēja ātruma cikliskuma un nelineāro attiecību starp vēja ātrumu un enerģijas apjomu, kas tam piemīt, dēļ nav iespējams veikt vēja enerģijas potenciāla novērtējumu, pamatojoties uz

4.2. vienādojumu. Lai veiktu precīzāku novērtējumu, nepieciešams ņemt vērā frekvenču sadalījuma funkciju, kas ietverta 4.1. vienādojumā. Šajā gadījumā vidējās enerģijas blīvuma vērtību, kas piemīt gaisa plūsmai 1 m² platībā, aprēķina ar [47]:

$$P_{\text{vid}} = \frac{1}{2} \rho V_{\text{vid.kub}}^3, \quad (4.7.)$$

kur ρ – gaisa blīvums (1,23 kg/m³ standarta apstākļos jūras līmenī un pie 15 °C temperatūras);

$V_{\text{vid.kub}}$ – vidējais vēja ātrums, m/s.

Vidējo vēja ātrumu var aprēķināt, vai nu pamatojoties uz faktiskajiem vēja ātruma mērījumiem atbilstoši 4.8. vienādojumam, vai izmantojot vēja ātruma biežumu, kas iegūts saskaņā ar Veibula sadalījuma funkciju 4.9. vienādojumā.

$$V_{\text{vid.kub}} = \sqrt[3]{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^3}, \quad (4.8.)$$

kur V_i – vidējais vēja ātrums 1 minūtes mērīšanas intervālā, m/s;

n – mērījumu skaits visā mērījumu periodā;

i – mērījumu intervāla numurs, 1, 2, 3, ..., n .

$$V_{\text{vid.kub}} = \sqrt[3]{\frac{1}{100} \sum_{i=1}^n V_i^3 F(V_i)}, \quad (4.9.)$$

kur V_i – vēja ātrums i -tajā kausiņā, m/s;

$F(V_i)$ – Veibula vēja ātruma kumulatīvā sadalījuma funkcija V_i , %;

i – kausiņu ar 1 m/s intervālu skaits, 1, 2, 3, ..., n .

Kā redzams 4.7. vienādojumā, enerģijas daudzums, kas piemīt vējam, ir proporcionāls vidējā kubiskā vēja ātruma vērtībai 4.8. un 4.9. vienādojumā. Vienlaikus Latvijas teritorijas sadalījums piecos reģionos atkarībā no vidējā kubiskā vēja ātruma ļauj aplēst šo reģionu vēja enerģijas resursu apjomu.

Pieņemot, ka vidējā enerģijas blīvuma maksimālā vērtība, kas piemīt vējam Baltijas jūras krastā, ir 1,0, vidējā enerģijas blīvuma vērtība relatīvajās vienībās katrai stacijai tiks noteikta ar 4.10. vienādojumu:

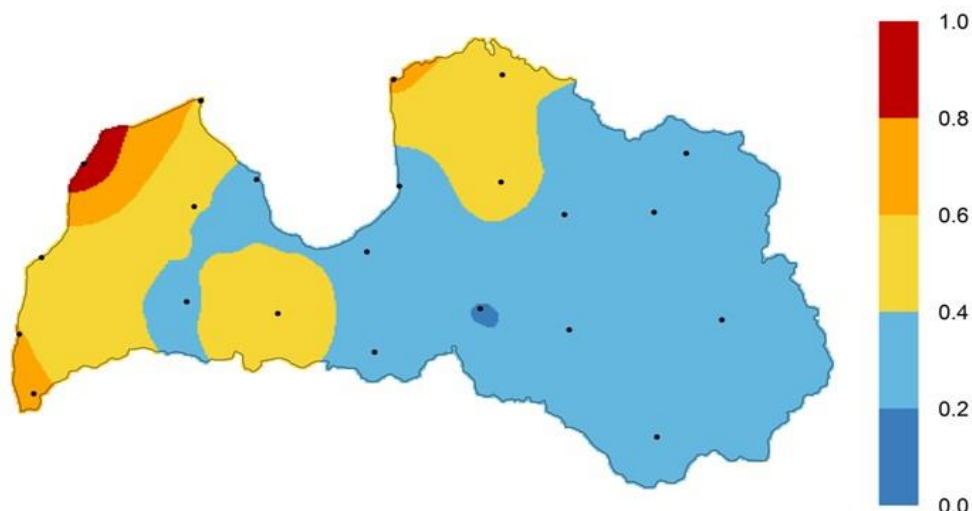
$$P^*_{\text{vid}.i} = \frac{V_{\text{vid.kub}.i}^3}{V_{\text{vid.kub.max}}^3}, \quad (4.10.)$$

kur $V_{\text{vid.kub.max}}$ – vidējais vēja ātrums Ventspils stacijā;

$V_{\text{vid.cub}.i}$ – vidējais kubiskais ātrums katrā no 22 stacijām;

i – 1., 2., 3. ... 22. novērošanas stacija.

Interpolējot iegūtās vērtības, ir iespējams izveidot vēja enerģijas vidējā blīvuma telpiskā sadalījuma karti $P^*_{\text{vid}.i}$ Latvijas teritorijā relatīvajās vienībās, kas attēlotas 4.4. attēlā.



4.4. att. Vēja enerģijas vidējā blīvuma telpiskā sadalījuma modelis relatīvajās vienībās P^* vid 10 m augstumā virs zemes Latvijas teritorijā.

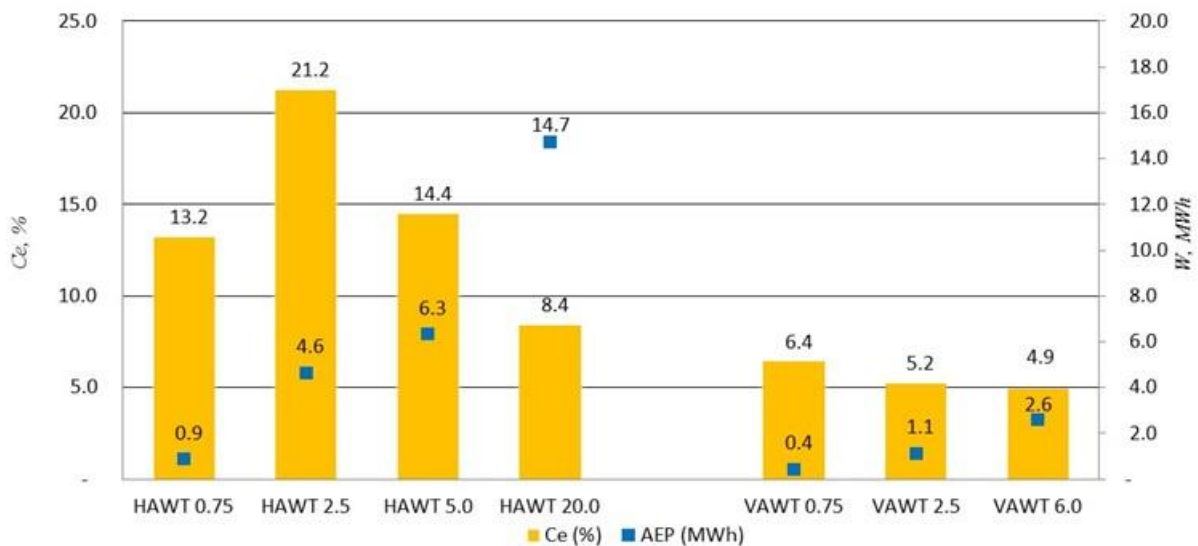
Vērtības, kas iegūtas, izmantojot 4.2., 4.7. un 4.10. vienādojumu un Veibula vēja ātruma frekvenču sadalījuma funkcijas parametru vērtības, kas aprēķinātas, pamatojoties uz mērījumiem laika posmā no 01.01.2015. līdz 31.12.2016. meteoroloģiskās novērošanas stacijās Ainažos, Daugavpilī, Priekullos, Saldū un Ventspilī.

4.4. Mazo vēja turbīnu ģeneratoru efektivitātes prognozēšana

Pētījuma rezultāti, kas iegūti, analizējot mazjaudas vēja ģeneratoru izmantošanas efektivitāti. Šo ģeneratoru īpatnība ir tāda, ka tie ir paredzēti, lai pārveidotu enerģiju, kas piemīt vējam 10–25 m augstumā virs zemes. Vairumā gadījumu *SWTG* tiek izmantoti, lai darbinātu autonomu sistēmu vai kalpotu kā rezerves enerģijas avots privātā saimniecībā, kura darbība nav atkarīga no elektrotīkla.

Autors ierosina izmantot vēsturiskos vēja ātruma ilgtermiņa mērījumu datus, kas pieejami valsts meteoroloģisko novērojumu dienestu arhīvā, lai prognozētu mazjaudas vēja ģeneratoru efektivitāti. *SWTG* veikspējas izpēte tika veikta, izmantojot divu veidu *SWTG* jaudas līknes: Horizontālās ass VT (“*HAWT*”) ar nominālo jaudu 0,75 kW, 2,5 kW, 5,0 kW, 20,0 kW un vertikālās ass VT (“*VAWT*”) ar nominālo jaudu 0,75 kW, 2,5 kW, 6,0 kW.

SWTG vēja enerģijas pārveidotāju galvenie tehniskie un dizaina raksturlielumi atbilst Eiropas pilsētu vēja turbīnu ražotāju katalogā iekļautajiem modeļiem [56].



4.5. att. Jaudas koeficienta prognozētās vērtības C_e un AEP vērtības “HAWT” pārveidotājiem ar nominālo jaudu 0,75 kW, 2,5 kW, 5,0 kW, 20,0 kW un “VAWT” “Darrieus” H tipa 0,75 kW, 2,5 kW, 6,0 kW Ventspils mērījumu vietā.

Vēja pārveidotāja efektivitāte ir atkarīga no vēja turbīnas aerodinamiskajām īpašībām un reģionā dominējošā vēja. Tāpēc ir svarīgi izvērtēt abu pārveidotāju veidu izmantošanas priekšrocības īpašajos Latvijas dabas apstākļos.

Ventspils apkārtnē izmantoto “HAWT” un “VAWT” vēja pārveidotāju jaudas koeficienta C_e aprēķinu kopsavilkums ir attēlots 4.5. attēlā. Salīdzinājums parāda, ka neatkarīgi no vēja turbīnas veida tās darbības efektivitāte samazinās, palielinoties pārveidotāja nominālajai jaudai.

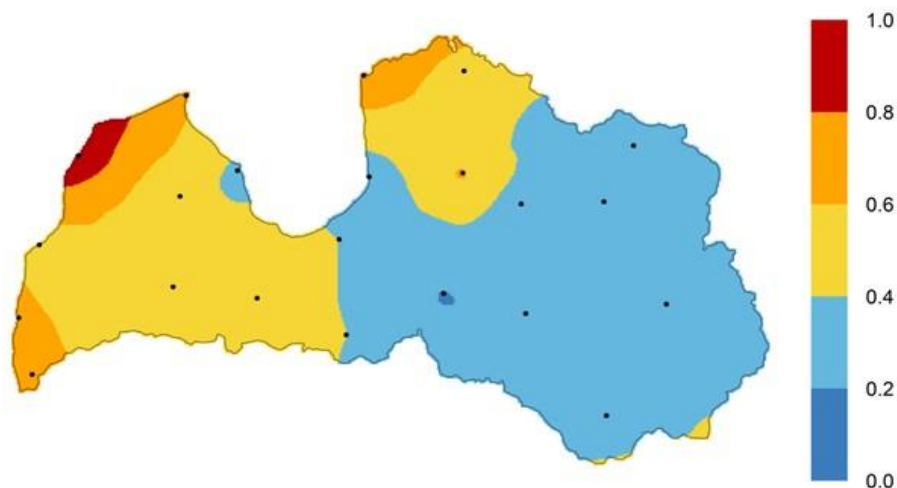
Pētījuma rezultāti liecina, ka “HAWT” tipa SWTG vēja enerģijas pārveidotāji, kas uzstādīti uz masta vismaz 10 m augstumā virs zemes, ir labāk piemēroti darbam Latvijas apstākļos salīdzinājumā ar “VAWT” tipa ģeneratoriem.

Vēja enerģijas pārveidotāju efektivitāti Latvijas teritorijā var attēlot kā jaudas koeficienta C_e telpiskā sadalījuma modeli relatīvajās vienībās. Kā pamatu izmantojot maksimālo jaudas koeficientu $C_{e\max}$, katras meteoroloģiskās novērošanas stacijas relatīvo jaudas koeficientu C_{ei}^* var noteikt ar 4.11. vienādojumu:

$$C_{ei}^* = C_{ei} / C_{e\max}, \quad (4.11.)$$

kur $C_{e\max}$ – jaudas koeficienta vērtība, kas atbilst 2,5 kW “HAWT” vēja enerģijas pārveidotāja efektivitātei darbā ar Ventspils stacijā novēroto vēja veidu;

C_{ei} – jaudas koeficienta vērtība, kas atbilst 2,5 kW “HAWT” vēja enerģijas pārveidotāja efektivitātei darbā ar vēja veidu katrā no 22 stacijām.



4.6. att. Modelis relatīvās jaudas koeficienta C_e^* telpiskajam sadalījumam “HAWT” tipa ģeneratoram ar nominālo jaudu 2,5 kW 10 m augstumā virs zemes.

Izveidotais faktora telpiskā sadalījuma modelis C_e^* relatīvajās vienībās ir attēlots krāsu kontūrkartē 4.6. attēlā. Attēlā ir norādītas teritorijas, kurās ir paredzēts, ka “HAWT” ar nominālo jaudu 2,5 kW darbosies salīdzinoši efektīvāk nekā Ventspils reģionā. Līdz ar to šī pētījuma rezultāti var kalpot kā līdzeklis, lai aprēķinātu un prognozētu tehnisko un ekonomisko pamatojamību mazo vēja enerģijas pārveidotāju komerciālai izmantošanai 10 m augstumā Latvijas teritorijā. Šajā gadījumā jaudas koeficienta maksimālā vērtība atbilst “HAWT” tipa SWTG ar nominālo jaudu 2,5 kW, kas darbojas Ventspils novērošanas stacijā novērotajos meteoroloģiskajos apstākļos.

4.5. Vēja turbīnas efektivitātes novērtējums Latvijā lēna vēja apstākļos

Atkarībā no vēja ātruma un turbulences spēka starptautiskajā standartā ir definētas trīs vēja kategorijas [57], [58]. Tomēr turbīnas vēja kategorija ir tikai viens no faktoriem, kas jāapsver sarežģītajā VEP projektēšanas laikā. Pēc vēja kategorijas nosaka, kura turbīna ir piemērota konkrētās vietas tipiskajiem vēja apstākļiem. Tos galvenokārt nosaka vidējais gada vēja ātrums (mērot turbīnas gondolas augstumā), visstiprāko brāzmu ātrums, kas varētu rasties vairāk nekā 50 gadu laikā, un cik daudz turbulences ir vēja parka vietā.

Vēja nobīdes pētījumu rezultāti rāda, ka Latvijai raksturīgas lēnas vēja plūsmas. Lai novērtētu izvēlēto VT veidu kopas AEP, autors izmanto vēja ātruma frekvenču sadalījuma funkciju $F(V)$ augstumiem, kas atbilst rotora gondolai un kas tuvināta ar eksponentfunkciju modeļiem kombinācijā ar ģeneratoru jaudas līknēm $P(V)$.

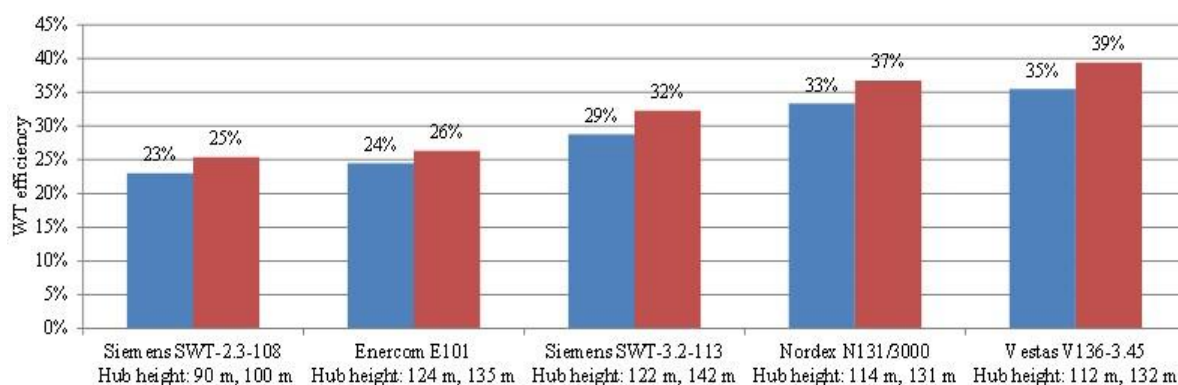
Lai salīdzinātu VT sniegumu AEP ziņā dažādos augstumos Latvijas apstākļos, tika izvēlēti pieci Eiropas lielāko turbīnu ražotāju veidotie VT ģeneratori. Šīs turbīnas ir paredzētas darbam II un III kategorijas vēja apstākļos.

Tiek pieņemts, ka teorētiskā maksimālā jauda ir enerģijas daudzums, ko var iegūt no ģeneratora 8760 stundu nepārtrauktas darbības laikā ar nominālo jaudu P_R (kW). Konkrētas VT efektivitāti % var izteikt kā:

$$C_e = \frac{W}{P_R \cdot 8760} 100. \quad (4.12.)$$

kur W ir enerģijas apjoms (kW/h) ģenerētājs viena gada laikā.

Prognozētās efektivitātes C_e , %, aprēķina rezultāti apskatītajām VT ir apkopoti 4.7. attēlā. Rezultātu analīze rāda, ka modeļiem “*Vestas V136-3.45*” un “*Nordex N131/3000*”, kuru jaudas līknes atbilst III vēja kategorijai, ir visaugstākā novērtētā efektivitāte starp apskatītajiem VT veidiem. “*Vestas V136-3.45*”, kura gondolas augstums ir 132 m, varētu sasniegt vislielāko efektivitāti, tas ir, līdz pat 39 %. “*Nordex N131/3000*” efektivitāte 131 m augstumā varētu sasniegt 37 %. “*Enercon E101*” un “*Siemens SWT-3.2-113*”, “*SWT-2.3-108*” vēja turbīnu, kas paredzētas II vēja kategorijai, efektivitātes koeficienta vērtības nepārsniedz 32 %, ja gondola atrodas 142 m augstumā, un tikai 23 %, ja tā atrodas 90 m augstumā.



4.7. att. Prognozētā efektivitāte C_e , %, attiecībā uz “*Nordex N131/3000*”, “*Enercon E101*”, “*Vestas V136-3.45*” un “*Siemens SWT-3.2-113*”, “*SWT-2.3-108*” vēja turbīnu dažādiem rotora gondolas augstumiem (augstums metros) lēna vēja apstākļos Latvijā.

Pētījuma rezultāti liecina, ka Latvijā vēja spēkstaciju parkiem ir jāizmanto III vēja kategorijas VT, jo to jaudas līkne ir īpaši pielāgota darbam lēna vēja apstākļos.

4.6. Secinājumi

Pētījumā tika izklāstīti vidējā vēja ātruma telpiskie sadalījuma modeļi, Veibula vēja ātruma sadalījuma parametri, relatīvais vēja enerģijas blīvums un nelielu vēja turbīnu ģeneratoru darbības efektivitāte 10 m augstumā virs zemes. Telpiskie modeļi tika attēloti krāsu kontūrkartēs. Vēja enerģijas resursu sadalījuma vizuālais attēlojums ļauj novērtēt vēja ģeneratoru efektivitāti visā Latvijas teritorijā. Līdz ar to izstrādātie vēja ātruma un vēja enerģijas telpiskā sadalījuma modeļi var kalpot kā praktisks līdzeklis un atskaites materiāls vēja ģeneratoru izmantošanas perspektīvu analīzei dažādos Latvijas reģionos un vēja enerģijas komerciālas izmantošanas iespēju novērtēšanai 10 m augstumā.

Salīdzinājuma rezultāti liecina, ka “*HAWT*” tipa ģeneratori ar nominālo jaudu 2,5 kW lielākoties efektivitātes ziņā Latvijas meteoroloģiskajos apstākļos darbojas labāk nekā citi aplūkotie vēja enerģijas pārveidotāji. Pētījuma rezultāti var kalpot kā līdzeklis AEP prognozēšanai un vēja enerģijas komerciālās izmantošanas tehniskā un ekonomiskā pamatojuma aprēķināšanai 10 m augstumā Latvijas teritorijā.

LITERATŪRAS SARAKSTS

1. International Energy Agency (EIA) (2007): Annual Energy Review 2006. Report No. DOE/EIA-0384(2006). Washington, D.C.: U.S. Department of Energy. Available from: <https://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/archive/>; accessed January 2018.
2. International Energy Agency (EIA) (2018): Global Energy & CO2 Status Report 2017, Global energy transformation.
3. IRENA (2017): Renewable Energy Benefits: Leveraging Local Capacity for Solar PV, International Renewable Energy Agency (IRENA) and Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), Abu Dhabi. P.76.
4. IRENA (2018): Global Energy Transformation: A roadmap to 2050, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
5. Renewables 2018 global status report (2018). Available from: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_-1.pdf
6. GWEC (2018): Global wind report. p. 72. Available from: http://www.tuulivoimayhdistys.fi/filebank/1191-GWEC_Global_Wind_Report_April_2018.pdf.
7. European Commission (2014): Subsidies and costs of EU energy. Available from: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ECOFYS%202014%20Subsidies%20and%20costs%20of%20EU%20energy_11_Nov.pdf
8. Bezrukovs V., Domburs L., Pugachev V. (1995): The performance evaluation of the efficiency of the TW 600 wind power converter in the Ainazi region. Latvian Journal of physical and technical sciences, 1995, No. 2. pp. 35–45.
9. Rolik J. (2017): Management in Implementing Wind Energy Project. The 16th International Scientific Conference. October 19–22, 2016, Riga, Latvia, Procedia Engineering 178 (2017) pp. 278–288.
10. Final report on Project Acronym: DiaCore (2016): The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies, Contract N°: IEE/12/833/SI2.645735.
11. Blanco, M. I. (2009): The Economics of Wind Energy, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13: pp.1372–1382.
12. Boomsma, T. K., Meade, N., Fleten, S. E. (2012): Renewable Energy Investments Under Different Support Schemes: A Real Options Approach, European Journal of Operational Research, 220: pp. 225–237.
13. Gatzert N., Kosub T. (2015): Risks and Risk Management of Renewable Energy Projects: The Case of Onshore and Offshore Wind Parks. Presented to the Actuaries Institute ASTIN, AFIR/ERM and IACA Colloquia 23-27 August 2015 Sydney. p. 34.
14. Bullough C. (2004): Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Integration of Wind Energy European, Wind Energy Conference and Exhibition, London, 22–25 November 2004.

15. Baltputnis K., Broka Z., Sauhats A. S., Petričenko R. (2016): Short-Term Optimization of Storage Power Plant Operation under Market Conditions. No: 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC 2016): Conference Proceedings, Itālija, Florence, 7–10 June 2016. Piscataway: IEEE, 2016, pp. 250–256.
16. Martí Perez, I., (2002): Wind Forecasting Activities. Proceedings of the First IEA Joint Action Symposium on Wind Forecasting Techniques, Norrköping, Sweden, pp. 11–20. Published by FOI - Swedish Defence Research Agency.
17. Frías, L., E.Pascal, U.Irigoyen, E.Cantero, Y.Loureiro, S.Lozano, PM. Fernandes, I.Martí (2009): Support Vector Machines in the wind energy framework. A new model for wind energy forecasting. Proc. Of the 2009 European Wind Energy Conference EWEC'09 Marseille (FR).
18. Giebel G., Brownsword R., Kariniotakis G., Denhard M., Draxl C. (2011): The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power: A Literature Overview, 2nd edition. ANEMOS.plus, 2011. 109 p.
19. Pinson P.; Chevallier C., Kariniotakis G. (2007): Trading Wind Generation From Short-Term Probabilistic Forecasts of Wind Power. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 22, Issue: 3, Aug. 2007). pp. 1148–1156.
20. Wang, J., Jiang, H., Han, B. and Zhou, Q., (2015): An experimental investigation of FNN model for wind speed forecasting using EEMD and CS. Mathematical Problems in Engineering Volume 2015, Article ID 464153, p. 13.
21. Möhrle, C., (2004): Uncertainty in wind energy forecasting. PhD Thesis, University College Cork. p. 174.
22. Schwartz, M.N, and Bailey B.H. (1998): Wind Forecasting Objectives for Utility Schedulers and Energy Traders (1998): Presented at Windpower '98, Bakersfield, CA, April 27 – May 1, 1998. NREL/CP-500-24680. Available from OSTI.gov.
23. Costello, R., D. McCoy, P. O'Donnell, A.G. Dutton, G.N. Kariniotakis (2002): Potential Benefits of Wind Forecasting and the Application of More-Care in Ireland. Paper presented on the 3rd MED POWER conference 2002, Athens (GR), November 4–6, 2002.
24. Berge, E., F. Nyhammer, L. Tallhaug, F. Villanger, J.B. Bremnes, M.Ø. Køltzow, J. Smits, A. Knauer (2003): Forecasting wind and wind energy production in Norwegian wind farms. Final report of the NFR project: 138848/212 “Korttidsprognoser for energiproduksjon fra vindkraft”. Kjeller Vindteknikk Report number KVT/EB/2003/005, Kjeller (NO), 2003. p. 61.
25. Giebel, G., Brownsword, R., and Kariniotakis, G. (2004): The state-of-the-art in short-term prediction of wind power. A literature overview. Version 1.1. ANEMOS Project.
26. Giebel G., Kariniotakis G, and Brownsword R. (2003): The state-of-the-art in short term prediction of wind power from a danish perspective. 4th International Workshop on large scale integration of wind power and transmission networks for offshore wind farms, Oct 2003, Billund, Denmark. 2003. P. 8.

27. Nielsen, T.S., Joensen A., Madsen H., Landberg L., and Giebel G. (1998): A New Reference for Predicting Wind Power. *Wind Energy* 1, pp. 29–34.
28. Makarov, Y., Hawkins, D., Leuze, E. and Vidov, J (2003): California ISO Wind Generation Forecasting Service Design and Experience. Proceedings of American Wind Energy Association Conference, Oregon, USA.
29. Kamal, L. and Y.Z. Jafri (1997): Time series models to simulate and forecast hourly averaged wind speed in Quetta, Pakistan. *Solar Energy* 61(1), pp. 23–32.
30. Sfetsos A. (2001): A novel approach for the forecasting of mean hourly wind speed time series. *Renewable Energy* 27, pp. 163–174.
31. Torres, J.L., A. Garcia, M. De Blas and A. De Francisco (2005): Forecast of hourly average wind speed with ARMA models in Navarre (Spain). *Solar Energy* 79(1), pp. 65–77.
32. Lin L., Eriksson J.T., Vihriälä H. and Söderlund L. (1996): Predicting wind behaviour with neural networks. Proceedings of the EUWEC, Göteborg (SE), pp. 655–658.
33. Salcedo-Sanz S., Pérez-Bellido A. M., Ortiz-García E.G., Portilla-Figueras A., Prieto L., Correoso F. (2009): Accurate short-term wind speed prediction by exploiting diversity in input data using banks of artificial neural networks. *Neurocomputing* 72, pp. 1336–1341.
34. Mohandes, M.A., T.O. Halawani, S. Rehman, A.A. Hussain (2004): Support Vector Machines for Wind Speed Prediction. *Renewable Energy* 28(4), pp. 939–947.
35. Moon, D., N. Lincoln, D. Christenson, R. Chevallez-Perrier (2004): Support Vector Machine Technology Coupled with Physics-based Modeling for Wind Facility Power Production Forecasting. Proceedings of the Global Wind Power Conference and Exhibition, Chicago (US), 28–31 March 2004.
36. Kwiatkowski, D., P.C.B. Phillips, P. Schmidt, Y. Shin (1992): Testing the Null Hypothesis of Stationarity against the Alternative of a Unit Root, *Journal of Econometrics*, 54, pp. 159–178, North-Holland.
37. Uhlenbeck G.E., Ornstein L.S. (1930): On the theory of Brownian motion. *Phys. Rev.*, 36 (1930) pp. 823–841.
38. N. Wax (ed.) Selected papers on noise and stochastic processes, Dover, reprint (1954)
39. Vasicek O. (1977): An Equilibrium Characterization of the Term Structure. *Journal of Financial Economics*, 5, pp. 177–188.
40. Seifert, Jan, Uhrig-Homburg, Marliese (2007): Modelling Jumps in Electricity Prices: Theory and Empirical Evidence, *Review of Derivatives Research*, Vol. 10, pp. 59–85, 2007.
41. Brown, B.G., Katz R.W., and Murphy A.H. (1984): Time Series Models to Simulate and Forecast Wind Speed and Wind Power. *Journal of Climate and Applied Meteorology* 23(8), pp. 1184–1195, August 1984.
42. Bezrukovs V., Bezrukovs Vl. (2014): Wind Speed and Energy at Different Heights on the Latvian Coast of the Baltic Sea, *Journal of Energy and Power Sources*. Vol. 1, (2014), No. 2, pp. 105–112.

43. Wind Turbines – Part 12-1: Power Performance Measurements of Electricity Producing Wind Turbines. IEC 61400-12-1:2017, Geneva, Switzerland. P. 558.
44. Stickland, M., Scanlon, T., Fabre, S., Oldroyd, A., & Kindler, D. (2013): Measurement and simulation of flow field around a triangular lattice meteorological mast, *Journal of Energy and Power Engineering*, Vol. 7, (2013), Issue 10, pp. 1934–1939.
45. Farrugia R.N., Sant T. (2013): Modelling wind speeds for cup anemometers mounted on opposite sides of a lattice tower: A case study, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Vol. 115, (2013), pp. 173–183.
46. Gioffrè, M., Gusella, V., Materazzi, A. L., Venanzi, I. (2004): Removable guyed mast for mobile phone networks: wind load modeling and structural response, *Journal of wind engineering and industrial aerodynamics*, Vol. 92, (2004), pp. 463–475.
47. Perrin D., McMahon N., Crane M., Ruskin H. J., Crane L., Hurley B. (2007): The Effect of Meteorological Tower on its Top-Mounted Anemometer, *Applied Energy*, Vol. 84, (2007), Issue 4, pp. 413–424.
48. Bezrukovs V., Bezrukovs Vl., Upnere S., Gulbe L., Bezrukovs D. (2018): The use of cellular communication masts for wind shear research. *ENERGETIKA*. 2018. T. 64. No. 2. pp. 64–73.
49. Manwell J. F., McGowan J. G., Rogers A. L. (2009): *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, John Wiley & Sons Ltd. P. 689.
50. Ripley, B. et al. (2017): Support Functions and Datasets for Venables and Ripley's MASS. Retrieved 11.08.2017 from <https://cran.r-project.org/web/packages/MASS/>
51. Bivand, R. S., Pebesma, E. J., & Gómez-Rubio, V. (2008): *Applied Spatial Data Analysis with R* (2nd edition). New York: Springer. p. 150.
52. Hennermann, K., & Berrisford, P. (2017): ERA5 data documentation. Available from: <https://software.ecmwf.int/wiki/display/CKB/ERA5+data+documentation>
53. ERA5 Public Release 2010-2016. Available at <https://climate.copernicus.eu/era5-public-release-2010-2016>.
54. Bezrukovs V., Bezrukovs Vl., Lizuma L. (2013): The landscape influence on the wind energy distribution in height on the Latvian coast of the Baltic Sea, In *International Conference on Alternative Energy in Developing Countries and Emerging Economies*, Thailand, Bangkok, May 30-31, 2013, pp. 614–619.
55. V. Bezrukovs, Vl. Bezrukovs, A. Zacepins, D. Bezrukovs (2016): Forecasting of wind turbine efficiency in Latvia by long-term wind speed measurements. October 13–14, 2016 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON). 8 p.
56. Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers. p. 61. Retrieved 30.08.2017 from http://www.urbanwind.net/pdf/CATALOGUE_V2.pdf.
57. Madsen P.H. (2008): Introduction to the IEC 61400-1 standard. RISO DTU, 21.08.2008.p.13.
58. LM Windpower (2018). Available from: <https://www.lmwindpower.com/en/stories-and-press/stories/learn-about-wind/what-is-a-wind-class>