LIETUVOS RESPUBLIKOS
ENERGETIKOS MINISTERIJA

Investicinės pagalbos poreikio vėjo elektrinių plėtrai Lietuvos teritorinės jūros ir (ar) Lietuvos išskirtinės ekonomikos zonos Baltijos jūroje dalyje, nustatymas ir šių elektrinių plėtros poveikio šalies ekonomikai įvertinimas

Galutinė ataskaita

LR energetikos ministerija

Vilnius, 2020

SMART CONTINENT | SC

Turinys

Santrumpos ir sąvokos ... 3
Lentelių sąrašas ... 4
Paveikslų sąrašas ... 5
Priedų sąrašas ... 6
Santrauka ... 7
Įvadas ... 9
1 Užsienio šalių analizė ... 10
1.1 Užsienio šalyse taikomų prijungimo finansavimo modelių analizė ... 10
2 Prijungimo sąnaudų vertinimas ... 13
2.1 Projekto atlikimo galimybės ... 13
2.2 Prijungimo sąnaudos ... 13
2.3 Finansavimo šaltiniai ... 15
3 Investicinės pagalbos poreikio vertinimas ... 17
4 Įtakos elektros energijos paslaugų tarifams vertinimas ... 20
4.1 Lietuvos elektros energijos sektorius ... 20
4.2 Elektros energijos paslaugų tarifų iki 2050 m. prognozė ... 23
5 Įtakos šalies ekonomikai vertinimas ... 28
6 Siūlymų dėl prijungimo modelio ir taikytinos paramos schemos ... 30
Išvados ... 31
Literatūra ... 33
Priedai ... 36

Santrumpos ir sąvokos

AEI	Atsinaujinantys energijos ištekliai
ES	Europos Sąjunga
Klientas	Lietuvos Respublikos energetikos ministerija
Konsultantas	Smart Continent LT UAB
LR	Lietuvos Respublika
PSO	Perdavimo sistemos operatorius
VERT	Valstybinė energetikos reguliavimo taryba
VIAP	Viešuosius interesus atitinkančios paslaugos

Lentelių sąrašas

1 lentelė. PSO (Litgrid) ir privataus vystytojo galimybių vykdyti jūrinių vėjo jėgainių prijungimo projektą palyginimas 13

2 lentelė. Vidutinės jūrinių vėjo jėgainių parkų 1 MW kainos 14

3 lentelė. Jūrinių vėjo elektrinių prijungimo prie sausumos tinklo kaštai 15

4 lentelė. Siūlomų paramos modelių palyginimas 18

5 lentelė. Pokytis bendram elektros energijos tarifui skirtingais scenarijais 24

6 lentelė. Elektros energijos kainos buitiniams vartotojams pokytis 2023–2029 m. dėl prijungimo infrastruktūros įrengimo 25

7 lentelė. Elektros energijos kaina buitiniams vartotojams 2031–2045 m. optimistiniu scenarijumi 25

8 lentelė. Elektros energijos kaina buitiniams vartotojams 2031–2045 m. realistiniu scenarijumi 26

9 lentelė. Elektros energijos kaina buitiniams vartotojams 2031–2045 m. pesimistiniu scenarijumi 26

10 lentelė. VIAP poreikis dėl vėjo jėgainių gamintojų finansinės paramos 2031–2045 m. 27

Paveikslų sąrašas

1 paveikslas. Infrastruktūros kaštų sandara 14

2 paveikslas. Sutarties dėl kainų skirtumo modelio veikimo mechanizmas 17

3 paveikslas. Elektros energijos kainos priedo modelio veikimo mechanizmas Vokietijoje 18

4 paveikslas. Elektros energijos gamyba Lietuvoje, 2012–2019 m. 20

5 paveikslas. Elektros energijos gamyba ir suvartojimas 21

6 paveikslas. Elektros energijos gamyba iš atsinaujinančių energijos išteklių Lietuvoje 2012 ir 2018 m., MW 21

7 paveikslas. Elektros jėgainių pajėgumai Lietuvoje 2020 ir 2030 m., MW 22

8 paveikslas. Elektros energijos kainos sandara, 2020 m. 22

9 paveikslas. Elektros energijos kainos sudedamųjų dalių reguliavimas 23

10 paveikslas. Elektros energijos kainos pokytis iki 2050 m. dėl skirtingų veiksnių 25

Priedų sąrašas

1 priedas. Galutinė prognozuojama elektros energijos kaina optimistiniu scenarijumi..... 36

2 priedas. Galutinė prognozuojama elektros energijos kaina realistiniu scenarijumi 37

3 priedas. Galutinė prognozuojama elektros energijos kaina pesimistiniu scenarijumi..... 38

Santrauka

Lietuvos Respublikos energetikos ministerijos užsakymu buvo atliekamas investicinės pagalbos poreikio vėjo elektrinių plėtrai Lietuvos teritorinės jūros ir (ar) Lietuvos išskirtinės ekonominės zonos Baltijos jūroje dalyje, nustatymas ir šių elektrinių plėtros poveikio šalies ekonomikai įvertinimas, kurio tikslas – nustatyti numatomų plėtoti vėjo elektrinių prijungimo sąnaudas ir įvertinti investicinės pagalbos poreikį bei įtaką elektros energijos paslaugų tarifams.

Projekte buvo atlikta iš anksto atrinktų Europos Sąjungos šalių – Danijos, Nyderlandų, Belgijos bei papildomai atrinktų Vokietijos ir Jungtinės Karalystės jūrinių vėjo elektrinių sektorių analizė. Analizės metu buvo nustatyta, kad analizuojamos šalys skiriasi tiek vėjo elektrinių jūrinėje teritorijoje išplėtojimo lygiu, tiek naudojamais elektrinių prijungimo prie sausumos ir finansinės paramos modeliais. Nyderlanduose, Danijoje ir Belgijoje jūrinių vėjo elektrinių prijungimu dažniausiai rūpinasi vietinis perdavimo sistemos operatorius (PSO), tačiau egzistuoja atvejų, kai prijungimą vykdo ir privatus vystytojas. Jungtinėje Karalystėje tuo tarpu elektrinių prijungimu prie sausumos tinklo rūpinasi privatūs vystytojai. Analizės metu taip pat pastebėta, kad prijungimo sąnaudos yra mažesnės šalyse, kuriose prijungimą vykdo PSO (Nyderlandai, Danija), o vėjo jėgainių pagamintos elektros kaina yra didesnė šalyse, kuriose prijungimo infrastruktūrą dažniausiai vysto privatūs vystytojai (Jungtinė Karalystė).

Nuo pasirinkto modelio priklauso ir ankščiau aptartų prijungimo sąnaudų kompensavimo mechanizmai. Prijungimo infrastruktūrą vystant privačiam vystytojui, sąnaudos yra kompensuojamos padidinant elektros energijos tarifo VIAP dedamąją, kurią moka visi šalies elektros vartotojai. Prijungimo infrastruktūrą vystant PSO, sąnaudos yra kompensuojamos padidinant tiek bendro elektros energijos tarifo VIAP dedamąją, tiek persiuntimo paslaugos dedamąją.

Projekte įvertinta, kad Lietuvos atveju tinkamiausia alternatyva būtų tada, kai prijungimą vysto PSO (Litgrid). Buvo įvertinta, kad prijungimą vystant PSO, būtų mažesnės prijungimo sąnaudos, įvertinta, kad vietinis PSO (Litgrid) turi panašių projektų valdymo patirties, turi ypatingą teisinį statusą leisiantį jam efektyviau veikti jūriniuose vandenyse ir juose tiesti antžemines linijas, galėtų tiesiogiai pretenduoti į ES paramą.

Įvertinta, kad prijungimo sąnaudos – jūriniai ir sausumos elektros energijos eksporto kabeliai ir jūrinė pastotė – kainuotų apie 344,88 mln. eurų, o tai sudarytų apie 15,8 proc. visų projekto kaštų, kurie preliminariai siektų 2,18 mlrd. eurų. Įvertinus galimus infrastruktūros prijungimo finansavimo šaltinius, buvo nustatyta galimybė pretenduoti į šias ES finansavimo programas ir fondus: ES struktūrinius ir investicijų fondus, InvestEU, CEF Energy, Klimato kaitos programa, Teisingo perėjimo fondas (Just Transition Fund), Modernizavimo fondas.

Nagrinėjant užsienio šalių naudojamus paramos modelius, buvo nustatyta, kad dažniausiai taikomas paramos modelis – sutartis dėl kainų skirtumo. Nustatyta, kad šis modelis naudojamas Danijoje, prie šio modelio perėjo ir ankščiau kainos priedo modelį naudojusios šalys – Nyderlandai ir Vokietija. Paramos teikimo laikotarpiai šalyse skiriasi nuo 10 m. (Danija) iki 20 m. (Vokietija).

Projekte buvo įvertinti abu finansinės paramos modeliai. Sutarties dėl kainų skirtumo modelį šiuo metu naudoja Danija ir Nyderlandai. Šiuo modeliu, konkurso metu su gamintoju yra sutariama fiksuota elektros energijos kaina 10-20 m. laikotarpiui. Jeigu sutarta kaina yra didesnė negu didmeninėje elektros rinkoje, gamintojas iš valstybės gauna kompensaciją padengiančią skirtumą tarp rinkos kainos ir sutartos kainos. Jeigu sutarta kaina yra mažesnė už didmeninę kainą, tokiu atveju gamintojas perviršį gražina valstybei (Danijos modelis) arba pasilieka sau (Nyderlandų modelis). Taigi kompensacijos suma yra lygi sutartai fiksuotai elektros energijos kainai iš kurios yra atimama rinkos kaina.

Elektros energijos kainos priedo modelis šiuo metu yra naudojamas Jungtinėje Karalystėje bei Vokietijoje, kuri planuoja pereiti prie sutarties dėl kainų skirtumo modelio. Šiuo modeliu, su gamintoju konkurso būdu yra sutariama dėl fiksuoto kainos priedo, kuris bus mokama numatytą laikotarpį nepriklausomai nuo rinkos kainos. Šiuo modeliu gamintojo pajamas sudaro tiek gaunamas fiksuotas kainos priedas tiek rinkos kaina, už kurią yra parduodama elektra.

Studijoje buvo bendrai įvertintas ir Lietuvos elektros energijos sektorius – buvo nustatyta, kad bendroji elektros energijos gamyba Lietuvoje nuo 2012 m. yra mažėjanti, auga importuojamos elektros energijos kiekis - nuo 57 proc. 2012 m. iki 70 proc. 2019 m. Kita vertus, pastebima, kad bendras iš AEI pagaminamas elektros energijos kiekis nuo 2012 m. padidėjo daugiau negu 2 kartus, o vėjo elektrinėse pagaminamas elektros energijos kiekis – 2,8 karto. Vėjo elektrinėje pagaminamos elektros energijos dalis išaugo nuo 540,1 GWh 2012 m. iki 1499,4 GWh 2019 m. ir sudaro 60,7 proc. visos 2019 m. iš AEI pagaminamos elektros energijos. 2019 m. 2020 m. sausio 1 d. Lietuvos elektros sistemoje elektrinių bendra įrengtoji galia sudarė 3699 MW, iš kurių vėjo elektrinės sudaro 534 MW (14,4 proc.). Skaičiuojama, kad iki 2030 m. įgyvendinus papildomą 700 MW vėjo elektrinių parko įrengimą, vėjo elektrinių pajėgumai išaugs iki 1234 MW arba 28,1 proc. visos įrengtos galios (jeigu nekis kitų elektrinių pajėgumai).

Atliekant kainų prognozę buvo naudotas tiesinio prognozavimo metodas. Prognozavimo metu buvo atsižvelgiama į tikėtiną didelę elektros energijos paklausą dėl „Rail Baltica“ projekto, elektromobilių plėtrą, ketvirtosios pramonės revoliucijos veiksnius, kuriais bus pakeičiami žmogiškieji ištekliai, bei ne taip sparčiai didėjančią elektros energijos pasiūlą. Numatoma, kad bendroji elektros energijos kainų tendencija yra auganti. Faktinės elektros energijos kainos pateiktos iki 2019 m., nuo 2020 m. kainos yra prognozuojamos tiesinio prognozavimo metodu, nuo 2021 m. papildomai įvertinta, kad VIAP dalis bendroje energijos kainoje sumažės, tačiau 2023–2029 m. ir 2031–2045 m. laikotarpiais kaina padidės dėl infrastruktūros įrengimo ir reikalingos paramos vėjo jėgainių gamintojams. Įvertinus elektros energijos kainos padidėjimą dėl reikalingos papildomos paramos vėjo jėgainių gamintojams, skaičiuojama, kad elektros energijos kaina optimistiniu scenarijumi padidėtų 1,54 proc., realistiniu – 2,15 proc., o pesimistiniu – 3,07 proc. Nustatyta, kad papildomas VIAP poreikis optimistiniu scenarijumi siekia 48,19 mln. Eur, realistiniu – 94,45 mln. Eur, o pesimistiniu – 192,75 mln. Eur.

Studijos metu buvo įvertinta planuojamo jūrinių vėjo elektrinių parko įtaka šalies ekonomikai. Buvo įvertinta, kad parko įrengimas tiesiogiai sukurtų apie 1337 darbo vietas skirtas parko operacijoms atlikti ir priežiūrai užtikrinti. Sukurtos papildomos darbo vietos padidintų ir surenkamų mokesčių dydį, nustatyta, kad vien su darbo užmokesčiu susijusių mokesčių per metus būtų surenkama 8,68 mln. eurų. Ši suma būtų didesnė negu vidutiniai metiniai VIAP išmokėjimai optimistiniu (3,21 mln. Eur) ir realistiniu (6,3 mln. Eur) scenarijais. Vertinama, kad parkas sukurtų naujas gamybines galimybes į vėjo jėgaines inkorporuojant ir vandenilinio kuro gamybos įrangas, taip užtikrinant energijos gamybą ir mažiau palankioms oro sąlygoms, taip pat užtikrintų energetinių technologijų rinkos plėtrą, kadangi tikslingas vėjo jėgainių vystymas padėtų vystytis ir vietinei energijos išteklių gamybos rinkai, kurtų paskatas investicijoms. Parkas taip pat prisidėtų prie priklausomybės nuo elektros energijos importo mažinimo.

Atlikus minėtas analizes ir vertinimus, nustatyta, kad tinkamiausia prijungimo infrastruktūros vystymo alternatyva yra kai prijungimo infrastruktūrą vysto PSO (Litgrid), kadangi Lietuvos PSO: 1) turi panašių sudėtingų didelės vertės projektų valdymo patirties; 2) dėl savo teisinio statuso gali efektyviau veikti jūriniuose vandenyse; 3) tikėtina ,kad atliktų prijungimą su mažesniais kaštais negu privatus vystytojas.

Tinkamiausia paramos schema, tuo tarpu, yra sutarties dėl kainos skirtumo modelis. Šis modelis siūlomas kaip geroji praktika, kuri garantuoja gamintojui ilgalaikes pajamas, veikia nepriklausomai nuo rinkos kainos, o taip pat, rinkos kainai viršijus sutartą fiksuotą elektros energijos kainą, perviršis yra grąžinamas valstybei. Rekomenduojama paramos trukmė – 15 m. nuo vėjo elektrinių parko įrengimo ir prijungimo.

Įvadas

Lietuvos Respublikos energetikos ministerija, kartu su Smart Continent LT, UAB pagal 2020 m. birželio 25 d. sutartį, rengia studiją „Investicinės pagalbos poreikio vėjo elektrinių plėtrai Lietuvos teritorinės jūros ir (ar) Lietuvos išskirtinės ekonominės zonos Baltijos jūroje dalyje, nustatymas ir šių elektrinių plėtros poveikio šalies ekonomikai įvertinimas“.

Studijos tikslas – nustatyti numatomų plėtoti Lietuvos Respublikos teritorinės jūros ir (ar) Lietuvos Respublikos išskirtinės ekonominės zonos Baltijos jūroje (toliau – jūrinė teritorija) vėjo elektrinių prijungimo sąnaudas ir įvertinti investicinės pagalbos poreikį bei įtaką elektros energijos paslaugų tarifams.

Studija atliekama vadovaujantis Energetikos ministro 2017 m. gruodžio 11 d. įsakymu Nr. 1–317 „Dėl Lietuvos Respublikos teritorinės jūros, Lietuvos Respublikos išskirtinės ekonominės zonos Baltijos jūroje tyrimų ir kitų veiksmų, reikalingų Lietuvos Respublikos teritorinės jūros ir (ar) Lietuvos Respublikos išskirtinės ekonominės zonos Baltijos jūroje dalims, kuriose tikslinga organizuoti konkursą (konkursus) atsinaujinančius energijos išteklius naudojančių elektrinių plėtrai ir eksploatacijai, ir šių elektrinių įrengtosioms galioms nustatyti, atlikimo ir jų rezultatų skelbimo tvarkos aprašo patvirtinimo”.

Planuojamų veiklų rinkiniai:

1. Europos šalių praktikų analizė;
2. Vėjo elektrinių, numatomų plėtoti jūrinėje teritorijoje, vertinimas:
    A) Prijungimo sąnaudų vertinimas;
    B) Investicinės pagalbos poreikio vertinimas;
    C) Įtakos elektros energijos paslaugų tarifams prognozavimas;
3. Siūlymų dėl taikytino prijungimo modelio ir paramos schemos pateikimas.

1 Užsienio šalių analizė

Šiame skyriuje pateikiama užsienio (Europos) valstybėse taikomų jūrinėje teritorijoje įrengtų vėjo elektrinių prijungimo prie žemyninės dalies praktikų ir patirčių, įskaitant projektų kaštus ir naudas, analizė. Skyriuje taip pat pateikiama užsienio (Europos) šalyse taikomų elektros gamintojų paramos schemų apžvalga bei analizė.

Skyriuje analizuojamos valstybės – Danija, Nyderlandai, Belgija – buvo suderintos su Klientu. Skyriuje papildomai bus nagrinėjama ir Jungtinė Karalystė, kaip didelę patirtį su vėjo elektrinių jūrinėje teritorijoje turinti valstybė.

1.1 Užsienio šalyse taikomų prijungimo finansavimo modelių analizė

Nagrinėjamos užsienio šalys skiriasi tiek pagal šiuo metu išplėtotą vėjo elektrinių jūrinėje teritorijoje sektorių, tiek pagal vėjo elektrinių prijungimo prie žemyninės dalies metodus, kurie yra pateikiami šioje dalyje.

Pastebima, kad pagal užsienio šalyse įsivyravusią praktiką, jūrinių vėjo jėgainių prijungimo prie žemyninių elektros tinklų išlaidas gali dengti tiek nepriklausomi vystytojai, tiek perdavimo sistemos operatoriai.

- **Nyderlandai |** Šalies elektros PSO „TenneT“ iki 2023 metų, yra suprojektavęs prijungti prie žemyninio elektros tinklo 3 500 MW elektros energijos vėjo elektrinių iš 5 skirtingų vystomų jūrinių vėjo jėgainių projektų po 700 MW. Perdavimo sistemos operatorius „TenneT“ yra atsakingas už visų platformų prie kurios jungiasi jėgainės įdiegimo ir kabelio tiesimo į krantą projektus Nyderlanduose.[1] [2]
- **Danija |** Iki šiol šalyje buvo susiformavusi bendroji praktika, kad visi jūriniai vėjo parkai yra prijungiami prie žemyninių elektros tinklų pačio Danijos PSO „Energinet“. PSO vystė 600MW galios jūrinio vėjo parko „Kriegers Flak“ prijungimo prie žemyninių elektros tinklų projektą. Kita vertus, vystant didžiausią ir naujausią 800–1000 MW jūrinį vėjo parką „Thor“ buvo nuspręsta, kad prijungimo kaštus turės padengti pats vystytojas.[3]
- **Belgija |** Šalyje šiuo metu yra vystomas projektas „MOG–II“, kuriuo siekiama išplėsti jūrinės vėjo energetikos infrastruktūrą Belgijos teritoriniuose vandenyse Šiaurės jūroje. Šį projektą įgyvendina Belgijos PSO „Elia“.[4]
- **Jungtinė Karalystė |** Jūrinių vejų jėgainių jungtis (t.y. platformas prie kurių jungiasi jėgainės) eksploatuoja viešąjį pirkimą laimėję nepriklausomi operatoriai (angl. Offshore Transmission Owners). Šalyje egzistuoja galimybė, kad jungtį vysto vienas vystytojas, o eksploatuoja – kitas juridinis vienetas.[5]

[1] Tennet, Connecting Wind Energy: The Offshore Grid in the Netherlands. Prieiga per internetą: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Netherlands/Brochure/Brochure_Connecting_wind_energy.pdf

[2] Nyderlandų Vyriausybė, Renewable Energy. Prieiga per internetą: https://www.government.nl/topics/renewable–energy/offshore–wind–energy

[3] Energinet, Thor Offshore Wind Farm. Prieiga per internetą: https://en.energinet.dk/Infrastructure–Projects/Projektliste/Thor–Offshore–Wind–Farm

[4] Elia Group, MOG–II. Prieiga per internetą: https://www.elia.be/en/infrastructure–and–projects/infrastructure–projects/mog–ii

[5] FSR, UK vs. DE: two different songs for transporting energy to shore. Prieiga prie internetą: https://fsr.eui.eu/offshore–electricity–grid–development/

Kita vertus, nors užsienio patirtis rodo, kad jūrinę vėjo jėgainių prijungimo infrastruktūrą (platformas prie kurių jungiasi jūrinės vėjo jėgainės ir jūrinius kabelius) gali vystyti ir nepriklausomi vystytojai ir PSO, pastebima, kad istoriškai dažniau yra pasitelkiamas perdavimo sistemos operatorius (PSO).

- **Techninės galimybės |** Jūrinių vėjo jėgainių prijungimo išlaidas gali dengti tiek nepriklausomi vystytojai, tiek perdavimo sistemos operatoriai, tačiau kontinentinėje Europoje vis dar dažniau pasitelkiamas PSO.
- **Vystymo sąnaudos |** Jūrinių vėjo jėgainių prijungimo infrastruktūros vystymo ir operavimo sąnaudos yra istoriškai žemesnės Nyderlanduose ir Danijoje, kur šias veiklas dažniausiai atlieka PSO, nei Jungtinėje Karalystėje, kur dominuoja privatūs vystytojai. Remiantis „Navigant“ pateikiama informacija, privačiam vystytojui vystant parko prijungimą jūrinių kabelių kainos vidurkis siekė 7,7 Eur/MVAkm, o vystant PSO – 4,6 Eur/MVAkm, sausumos kabelių kaina vystant privačiam vystytojui – 5,6 Eur/MWAkm, o vystant PSO – 4,4 Eur/MVAkm, sausumos pastotės kaina vystant privačiam vystytojui – 63 Eur/MWA, o vystant PSO – 54 Eur/MWA. [6] [7]
- **Vėjo jėgainių pagamintos elektros kaina |** Jūrinių vėjo jėgainių pagaminama elektra istoriškai buvo brangesnė Jungtinėje Karalystėje, kurioje vystant prijungimo infrastruktūrą dominavo privatūs vystytojai, nei žemyninėje Europoje, kur vystant prijungimo infrastruktūrą dominavo vietiniai PSO.[8]
- **Strateginis energetikos vystymas |** Jei jūrinę vėjo jėgainių prijungimo infrastruktūrą (platformas prie kurios jungiasi jėgainės ir kabelius į krantą) vysto PSO, infrastruktūros vystymo kaštus turi padengti visi vartotojai šalyje, o verslui belieka vystyti tik pačius vėjo jėgainių parkų projektus. Taip sukuriama papildoma paskata verslui vystyti atsinaujinančios energetikos gamybos apimtis šalyje.

Paramos modeliai | Remiantis kitų šalių praktika, dažniausiai taikomas paramos modelis yra sutarties dėl kainų skirtumo modelis, tačiau dominuoja tendencijos, kad paramos laikotarpis trumpėja arba yra nustatomos abipusės išmokų lubos. Europoje taip pat pastebima tendencija, kad parama imama laikyti tik valstybės investicijas į infrastruktūrą.[9]

- **Nyderlandai |** Pradedant vystyti jūrinė vėjo energiją Nyderlanduose buvo taikomas elektros energijos kainos priedas (angl. market premium). Dabar Nyderlanduose vyrauja sutartys dėl kainų skirtumo (angl. contract for difference), kurių galiojimas yra 15 metų. 2018 m. Nyderlandų Vyriausybė skelbtą konkursą eksploatuoti dvynių „Hallandse Kust Zuid“ vėjo jėgaines be jokių paramos schemų laimėjo „Vattenfall“.[10] Remiantis Nyderlandų aukcionų istorija, aukcionuose

[6] Navigant, ~Connecting Offshore Wind Farms: Comparison of Offshore Electricity Grid Development Models in Northwest Europe, 2019 m. liepos mėn.

[7] TSCNET, TSO offshore connections are most effective. Prieiga per internetą: https://www.tscnet.eu/tso–offshore–connections–are–most–cost–effective/

[8] Ten pat.

[9] Europe: Offshore Wind Outlook 2020. Prieiga per internetą: https://www.twobirds.com/~/media/pdfs/offshore–wind–outlook–2020.pdf?la=en&hash=6644A5B33B3876F2BADB0B1AC7D1D696350C57FC&fbclid=IwAR1qvy1svvA_cmyzZA3QsVQ8tVQxRuBns9fYOvKlZU50ONx_mvEnSkJm–QI

[10] Renewable Energy Industry (Netherlands). Prieiga per internetą: https://www.renewable–energy–industry.com/countries/article–5351–worlds–first–offshore–wind–farm–without–subsidies–to–be–built–in–the–netherlands?fbclid=IwAR28_romGML4hRQn–xLe0JzPI2K5vKuofQud8YyMc0KYnAdyYQ0nY0jEoI4

pastaruoju metu laiminti elektros energijos kaina svyruoja nuo 0,073 Eur/kWh iki 0,055 Eur/kWh.[11]

- **Danija |** Pagal Danijos įstatymus, visada yra taikomas abipusis sutarties dėl kainų skirtumų (angl. contract for difference) mechanizmas. Mechanizmas galioja 50 tūkst. pilnos apkrovos valandų per kurias gaminama energija – tai prilygsta maždaug 10–12 metų. Šiam laikotarpiui praėjus gamintojui mokama rinkos kaina. Mechanizmas nėra taikomas tuo laikotarpiu, kai rinkos kainos yra neigiamos. Vystant jūrinį vėjo jėgainių parką „Thor“, bus įvedamas sutartis dėl kainų skirtumų, įvedant abipuses lubas tiek gamintojui, tiek PSO.[12] Remiantis Danijoje atliktų aukcionų istorija, aukcionuose laiminti elektros energijos kaina svyruoja nuo 0,134 Eur/kWh iki 0,047 Eur/kWh (paskutinė rekordiškai žema kaina).
- **Belgija |** 2019 metų balandžio mėn. Belgijos Parlamentas priėmė naują įstatymą, kuriuo siekiama sumažinti valstybės skiriama paramos schemą, atsižvelgiant į ES direktyvą dėl valstybės verslui skiriamos paramos (angl. EU Guidelines on State Aid). Pagal šį naująjį įstatymą paramos schemos laikotarpis sumažintas nuo 20 iki 15 metų.[13]
- **Vokietija |** Nuo 2014 metų Vokietijoje taikomas elektros energijos kainos priedas (angl. market premium). Šis kompensavimo schema yra taikoma 20 metų ir kainos priedą moka perdavimo sistemos operatorius (PSO). Tačiau naujausiais duomenimis Vokietija taip pat pereina prie sutarties dėl kainų skirtumo (angl. contract for difference) modelio.[14] Remiantis Vokietijos aukcionų istorija, mažiausia laimėjusi kaina buvo 0 Eur/kWh (kainos priedas netaikomas), o didžiausia – 0,0983 Eur/kWh (įskaitant ir rinkos kainą ir kainos priedą).

[11] Nyderlandų verslo agentūra. Prieiga per internetą: https://english.rvo.nl/sites/default/files/2017/05/Factsheet%20Driving%20down%20offshore%20wind%20costs%20the%20Dutch%20way.pdf

[12] De–Risking Offshore Wind Power in Denmark. Prieiga per internetą: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/de–risking_offshore_wind_nov2018.pdf?fbclid=IwAR0Q863YnlkvtdOQMBZri3xSCtz9mpNaxV36P5zAWzztxly6rXBlj1VNtoU

[13] Offshore Wind Energy Law and Regulation in Belgium. Prieiga per internetą: https://cms.law/en/int/expert–guides/cms–expert–guide–to–offshore–wind–in–northern–europe/belgium?fbclid=IwAR3fsJ7BULNL5umTA5riLuIJNfh74bwAwmM163–eR8ZOptX2EKYAO7tq4Zo

[14] Vokietijos ekonomikos reikalų ir energijos ministerija. Prieiga per internetą: https://www.bmwi.de//Redaktion/EN/Artikel/Energy/electircity–price–components–state–imposed.html

2 Prijungimo sąnaudų vertinimas

Šiame skyriuje yra pateikiamos planuojamo jūrinių vėjo elektrinių parko prijungimo galimybės, kai projektą vykdo perdavimo sistemos operatorius (PSO) ir kai projektą vykdo privatus vystytojas, pateikiamos parko įrengimo ir prijungimo sąnaudos, nurodomi galimi projekto finansavimo šaltiniai.

2.1 Projekto atlikimo galimybės

Siekiant apibrėžti esminius skirtumus tarp jūrinių vėjo jėgainių parko prijungimo kurį atlieka perdavimo sistemos operatorius (PSO) ir prijungimo kurį atlieka vystytojas, buvo atlikti pusiau struktūruoti interviu su šiame sektoriuje veikiančių įmonių bei įstaigų atstovais. Interviu buvo atlikta su: 1) Lietuvos vėjo elektrinių asociacija (LVEA), direktorius Aistis Radavičius; 2) AB „Litgrid“, Strategijos ir tyrimų skyriaus vadovas Ramūnas Bikulčius; 3) Lietuvos Energetikos Agentūra, direktorius Darius Biekša; 4) VERT, Dujų ir elektros departamento, elektros skyriaus patarėja, l.e.p. vedėja, Laima Kasparavičiūtė. 1 lentelėje pateikiami interviu rezultatai apibrėžiantys PSO ir privataus vystytojo galimybes atlikti projektą.

1 lentelė. PSO (Litgrid) ir privataus vystytojo galimybių vykdyti jūrinių vėjo jėgainių prijungimo projektą palyginimas

	PSO (Litgrid)	Verslas
Projektų valdymo kompetencija	Lietuvos perdavimo sistemos operatorius (PSO) yra valdęs sudėtingų, didelės vertės ir ilgalaikių projektų (pvz., NordBalt, sinchronizacija su Vakarų Europa) per kuriuos yra sukaupęs kompleksiškų projektų valdymo patirties.	Lietuvos rinkoje yra kompleksiškų projektų valdymo ekspertų, tačiau nėra privataus kapitalo žaidėjo, kuris specializuojasi strateginių energetikos projektų valdyme.
Teisinis vystytojo statusas	Valstybės valdoma įmonė gali efektyviau veikti jūriniuose vandenyse ir tiesti antžemines linijas, tačiau projekte priimami sprendimai turi būti oficialiai įforminti ir suderinti – tai atima laiko, ištęsia projekto terminą ir padidina projekto įgyvendinimo biudžetą.	Sprendimai gali būti suderinti ir įforminti vidinėmis tvarkomis – tikėtina, kad nuokrypiai projekte būtų ženkliai mažesni. Taip pat tikėtina, kad privatus kapitalas galėtų pasitelkti inovatyvesnes technologijas. Vis dėlto, šiuo metu nėra teisinės bazės verslui vykdyti veiklą aukštos įtampos kabeliais.
Projekto finansavimas	Operatorius gali tiesiogiai pretenduoti į ES paramą, skirtą projekto vystymui.	Verslo subjektas negali tiesiogiai pretenduoti į ES paramą, skirtą projekto vystymui.
Projekto kaštai	Prijungimo infrastruktūros kaštai šalyse, kuriose infrastruktūrą vystė PSO, istoriškai yra žemesni.	Prijungimo infrastruktūros kaštai šalyse, kuriose infrastruktūrą vystė verslas, istoriškai yra didesni.

Šaltinis: sudaryta Konsultanto

Strateginė rekomendacija | Apibendrinus visus atliktus interviu vertinama, kad Litgrid vaidmuo yra strategiškai svarbus siekiant didinti atsinaujinančios energetikos gamybos apimtis ir vystant jūrinių vėjo jėgainių prijungimo prie žemyninių elektros tinklų infrastruktūrą. Litgrid kaštai, kuriuos patirtų operatorius, vystant infrastruktūrą turėtų būti žemesni nei nepriklausomų privačių vystytojų.[15] [16] Vystydamas infrastruktūrą, Litgrid taip pat sukurtų paskatas verslui vystyti jūrinius vėjo jėgainių projektus ir gaminti elektros energiją Lietuvoje.

2.2 Prijungimo sąnaudos

Visos infrastruktūros kaštai | Vėjo jėgainių parko įrengimo ir prijungimo prie sausumo tinklų kaštai paskaičiuoti remiantis šaltiniais pateiktais toliau esančioje lentelėje.

[15] Navigant, ~Connecting Offshore Wind Farms: Comparison of Offshore Electricity Grid Development Models in Northwest Europe, 2019 m. liepos mėn.

[16] TSCNET, TSO offshore connections are most effective. Prieiga per internetą: https://www.tscnet.eu/tso–offshore–connections–are–most–cost–effective/

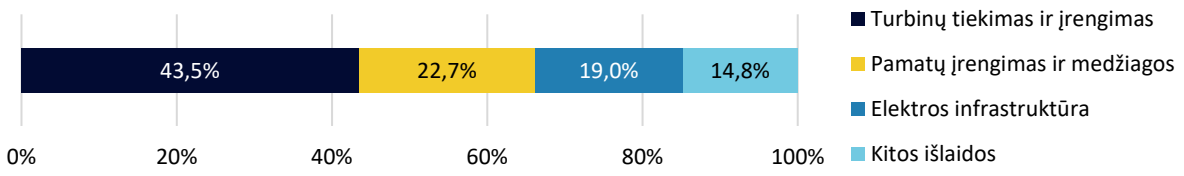
2 lentelė. Vidutinės jūrinių vėjo jėgainių parkų 1 MW kainos

Šaltinis	1 MW kaina
Tarptautinės energijos agentūros straipsniu [17]	3,46 mln. Eur (2017 m.)
Nyderlandų, Jungtinės Karalystės, Belgijos, Danijos ir Vokietijos projektų vertėmis [18]	3,64 mln. Eur
„Lazard“ pateikiama informacija [19]	2,54 mln. Eur (2018 m.)
Tarptautinės atsinaujinančios energijos agentūros duomenimis [20]	3,74 mln. Eur (2012 m.)
Danijos Energijos, klimato ir statybų ministerijos duomenimis [21]	2,26 mln. Eur
Vidurkis	**3,13 mln. Eur**

Šaltinis: sudaryta Konsultanto

Įvertinus šiuos šaltinius yra daroma prielaida, kad 1 MW kaina yra šių kainų vidurkis – 3,13 mln. Eur. Įvertinus visus kaštus, skaičiuojama, kad 700 MW vėjo jėgainių parko įrengimo ir prijungimo prie sausumo tinklų kaina būtų **2,18 mlrd. Eur**.

Remiantis analizuojamais šaltiniais, vertinama, kad turbinų tiekimas ir įrengimas sudaro 43,5 proc., pamatų įrengimas ir medžiagos – 22,7 proc., elektros infrastruktūra (kabeliai, pastotės) – 19,0 proc. bei kitos išlaidos – 14,8 proc.[22]



1 paveikslas. Infrastruktūros kaštų sandara
Šaltinis: sudaryta Konsultanto, remiantis „BVG associates“ parengtu jūrinių vėjo elektrinių komponentų ir procesų gidu

Jūrinių vėjo elektrinių prijungimo prie sausumos tinklo kaštai | Nors naudota metodika ir teigia, kad elektros infrastruktūros (kabelių, pastočių) ir kt. infrastruktūra sudaro apie 19 proc. visų parko įrengimo kaštų, studijoje prijungimo kaštai buvo vertinami atskirai, naudojant papildomus šaltinius ir užsienio praktikas. Į nagrinėjamus parko prijungimo prie sausumos tinklo kaštus įeina – jūrinių elektros energijos eksporto kabelių, jūrinės pastotės ir sausumos elektros energijos eksporto kabelių kaštai. Nustatyta, kad jūrinių elektros energijos eksporto kabelių ir jūrinės pastotės kainos yra skaičiuojamos pagal pačio parko elektros gamybos pajėgumus, o sausumos elektros energijos kabelių kainos – pagal jų atstumą. Prie prijungimo kaštų nėra įtraukiami kabeliai reikalingi elektrinių tarpusavio sujungimui ir sujungimui su jūrine pastote.

[17] Tarptautinė energijos agentūra. Prieiga per internetą: https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71558.pdf
[18] H. Jacobsen et al. (2019). Prieiga per internetą: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082618315047
[19] Lazard kaštų skaičiavimo analizė. Prieiga per internetą: https://www.lazard.com/media/450784/lazards–levelized–cost–of–energy–version–120–vfinal.pdf
[20] Tarptautinė atsinaujinančios energijos agentūra. Prieiga per internetą: https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis–wind_power.pdf
[21] Danish Ministry of Energy, Utilities and Climate. Note on technology costs for offshore wind farms and the background for updating CAPEX and OPEX in the technology catalogue datasheets
[22] Angel G. Gonzalez–Rodriguez, Review of offshore wind farm cost components, Energy for Sustainable Development, (2017). Prieiga per internetą: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082616303647

3 lentelė. Jūrinių vėjo elektrinių prijungimo prie sausumos tinklo kaštai

Komponentas	Jungtinė Karalystė, Eur/kW	Nyderlandai, Eur/kW	Belgija, Eur/kW	Danija, Eur/kW	Vidutinė 1 kW kaina, Eur	Iš viso, mln. Eur
Jūriniai elektros energijos eksporto kabeliai[23]	187	388	187	304	266,5	186,55
Jūrinė pastotė[24]	178	237	252	185	213	149,1
Sausumos elektros energijos eksporto kabeliai[25]	674 tūkst. Eur (1 km. kaina)					9,23
Iš viso						**344,88**

Šaltinis: sudaryta Konsultanto

Atlikus prijungimo sąnaudų vertinimą nustatyta, kad iš viso jūrinių vėjo jėgainių prijungimas prie sausumos elektros tinklo kainuotų 344,88 mln. Eur. Numatoma, kad jūrinės pastotės ir jūrinių bei sausumos elektros energijos eksporto kabelių kaštai sudarytų apie 15,8 proc. viso projekto sąnaudų.

2.3 Finansavimo šaltiniai

Vertinant galimus infrastruktūros prijungimo finansavimo šaltinius, buvo nustatyta galimybė pretenduoti į esamus ES finansavimo programas bei fondus.

ES struktūriniai ir investicijų fondai | Daugiau nei pusė finansavimo pasiekia suinteresuotąsias šalis ir projektus per 5 ES struktūrinius ir investicijų fondus. Sanglaudos fondas (angl. Cohesion Fund), kuris remia ES šalių, kurių BVP vienam žmogui pagal perkamąją galią nesiekia 90 proc. ES vidurkio, investicijas į transporto ir energetikos projektus. 2014–2020 laikotarpiu tarp šių šalių buvo ir Lietuva. Pažymėtina, kad išryškėjus regioniniams skirtumams tarp Vilniaus regiono ir likusios Lietuvos, naujajame finansavimo laikotarpyje investicijos bus skaidomos tarp Vilniaus regiono bei Vidurio ir Vakarų Lietuvos regiono. Tikėtina, kad skirtingai nei Vilniaus regionas, per ateinantį 2021–2027 m. laikotarpį Vidurio ir Vakarų regionas Lietuvoje vis dar galės gauti ES paramą iš Sanglaudos struktūrinio fondo.

Siekiant finansuoti projektą, taip pat būtų galima pretenduoti ir į Regioninio vystymosi fondą (angl. Regional Development Fund).[26]

InvestEU | Šia programa ES siekia sutelkti savo kapitalą ir pritraukti privatų kapitalą, fondas tikisi mobilizuoti bent 650 mlrd. Eur 2021–2027 m. laikotarpiu. Numatoma, kad šiuo laikotarpiu viena iš keturių InvestEU finansavimo programos finansavimo krypčių bus investicijos į tvarią infrastruktūrą.[27]

CEF Energy | Connecting Europe Facility (CEF) yra viena iš finansavimo programų, skirta plėsti europinę transporto, telekomunikacijų ir energetikos infrastruktūrą. Siūlomas 2021–2027 metų Connecting Europe Facility (CEF) biudžetas – 42,3 mlrd. EUR, iš jų – 8,7 mlrd. atsinaujinančios energetikos sektoriui.

Šiuo metu parengtame 2021–2027 m. ES fondų investicijų programos Lietuvai projekte yra numatomas prioritetas „Žalesnė Lietuva“ su tokiais uždavinių įgyvendinimo rodikliais, kaip „Papildomi AEI pajėgumai“ arba „Paramą gavusių AEI bendrijų skaičius“. Norint gauti CEF Energy paramą, projektas turi būti atitikti ES nustatytus viešojo intereso kriterijus (angl. Project of Commong Interest): projektas turi turėti poveikį daugiau nei vienai ES šaliai ir didinti konkurencingumą, bendros europinės energetikos rinkos integraciją.

[23] Tarptautinė energijos agentūra. Prieiga per internetą: https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71558.pdf
[24] Ten pat.
[25] Angel G. Gonzalez–Rodriguez, Review of offshore wind farm cost components, Energy for Sustainable Development, (2017). Prieiga per internetą: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082616303647
[26] European Commission, European Structural and Investment Funds. Prieiga per internetą: https://ec.europa.eu/info/funding–tenders/funding–opportunities/funding–programmes/overview–funding–programmes/european–structural–and–investment–funds_en
[27] Invest EU Programme. Prieiga per internetą: https://ec.europa.eu/commission/priorities/jobs–growth–and–investment/investment–plan–europe–juncker–plan/whats–next–investeu–programme–2021–2027_en

Klimato kaitos programa | Į Klimato kaitos programos sąskaitą patenka lėšos, gautos už perleistus nustatytosios normos vienetus (NNV) ir aukcione parduotus apyvartinius taršos leidimus (ATL), taip pat fizinių ir juridinių asmenų savanoriškos lėšos ir surinktos ekonominės baudos. Programos lėšos gali būti panaudotos atsinaujinančių energijos išteklių skatinimo ir aplinkai palankių technologijų diegimo projektams.

Teisingo perėjimo fondas (Just Transition Fund) | Už kiekvieno šio fondo skirtą eurą iš 10 mlrd. Eur ES biudžeto, papildomi 1,50–3,00 Eur turės būti skirti iš Europos regioninio vystymo fondo (angl. European Regional Development Fund (ERDF) ir europinio socialinio fondo (angl. European Social Fund Plus (ESF+)). Prie šio ES skiriamo finansavimo, turės prisidėti ir ES šalys narys savo nacionalinio biudžeto lėšomis. Bendra fondo suma viršija 89 mlrd. Eur ir gali siekti 107 mlrd. Eur. Šio fondo lėšomis būtų galima pasinaudoti, pavyzdžiui, tada kai vystymas atsinaujinančios energetikos projektas reikštų, kad šalyje yra sumažinama tarša iš kitų šaltinių. Į visas Teisingo perėjimo mechanizmą taip pat įeina ir „InvestEU“ schemos dalis (1.8 mlrd. Eur) ir Europos investicijų banko teikiama paskola (viso paskolų portfelio vertė 10 mlrd. Eur). Norint pasinaudoti visomis trimis Teisingo perėjimo mechanizmo priemonėmis, konkreti ES šalyje esanti teritorija turi būti suderinta su Europos Komisija.

Modernizavimo fondas | Finansavimo programa skirta 10 ES šalių, kuriose pajamos vis dar santykinai mažesnės, padėti pasiekti neutralų poveikį klimato kaitai, modernizuojant šių šalių energetikos infrastruktūrą. Viena fondo finansavimo krypčių ir atsinaujinančioji energetika. Galimas finansavimas modernizuojant energetikos jungčių infrastruktūrą. Bendra fondo vertė galėtų siekti 14 mlrd. EUR (2021–2030 m.). Finansavimo mechanizme dalyvauja šalis narė, Europos investicijų bankas ir Europos Komisija (Investicijų komitetas).[28]

[28] Modernisation Fund. Prieiga per internetą: https://ec.europa.eu/clima/policies/budget/modernisation–fund_en#:~:text=The%20Modernisation%20Fund%20is%20a,systems%20and%20improve%20energy%20efficiency.&text=Generation%20and%20use%20of%20energy,Energy%20storage

3 Investicinės pagalbos poreikio vertinimas

Šiame skyriuje yra įvertinamas jūrinių vėjo jėgainių projekto investicinės pagalbos poreikio įvertinamas, apžvelgiami bei kritiškai įvertinami galimi pagalbos modeliai.

Sutartis dėl kainų skirtumo / Contract for Difference (CfD) (Danijos 2019–2021 m. ir Nyderlandų 2020–2024 m. modeliai)

Sutartis dėl kainų skirtumų (CfD) elektros energijos gamintojui garantuoja ilgalaikes projekto atsiperkamumo projekcijas ir užtikrina ilgalaikes pajamas.

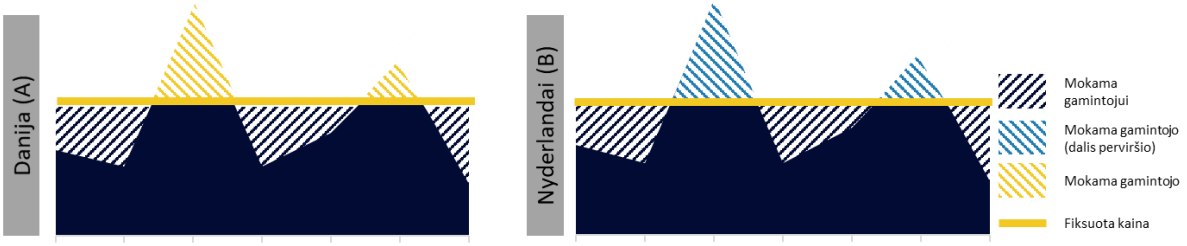
Konkurso būdu su gamintoju sutariama fiksuota kaina, pavyzdžiui, ateinantiems 10–20 metų. Jei gamintojo pasiūlyta kaina yra didesnė nei kaina didmeninėje elektros rinkoje, gamintojas visada gaus vyriausybės kompensaciją, kuri padengs skirtumą tarp rinkos kainos ir sutartos kainos. Jei gamintojo pasiūlyta kaina yra mažesnė už didmeninę kainą, tada:

A. Gamintojas privalo grąžinti šį skirtumą valstybei (abipusis mechanizmas) (Danija).

B. Gamintojas neprivalo grąžinti šio skirtumo valstybei ir uždirbtą perviršį pasilieka sau (vienpusis mechanizmas) (Nyderlandai).

Kiti šio modelio bruožai:

- Paramos trukmė gali būti matuojama metais (Nyderlandai) arba pilnos gamybos apkrovimo valandomis (Danija). Jeigu parama skaičiuojama pilnos gamybos apkrovimo valandomis, gamintojai skatinami tiekti maksimalią pasiūlą energijos ir taip mažinti didmeninę rinkos kainą.
- Nuspėjant didelius kainų svyravimus, galima iš anksto sutarti dėl lubų iki kurių galioja ši sutartis dėl kainų skirtumų. Tai yra naudinga tiek gamintojams, tiek vyriausybėms, siekiant išvengti problemų su apyvartinių lėšų trūkumu ir likvidumo spaudimu.[29]



2 paveikslas. Sutarties dėl kainų skirtumo modelio veikimo mechanizmas
Šaltinis: sudaryta Konsultanto, remiantis NREL ataskaita

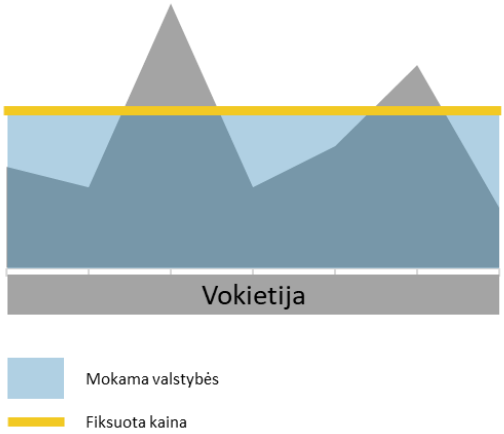
2 paveiksle pateikiama sutarties dėl kainų skirtumo modelio veikimo mechanizmo vizualizacija. Tamsiai mėlyna spalva yra žymima rinkos kaina ir jos pokyčiai. Kai rinkos kaina yra žema ir nesiekia sutartos fiksuotos kainos, kuri yra vaizduojama ryškesne geltona linija, skirtumas tarp rinkos kainos ir fiksuotos kainos yra padengiamas valstybės (mokama gamintojui). Kai rinkos kaina viršija sutartą fiksuotą kaina, gamintojas arba grąžina valstybei visą perviršį (A), arba grąžina valstybei dalį perviršio (B).

Elektros energijos kainos priedas / Market Premium (Vokietijos 2010–2019 m. ir Nyderlandų 2006–2008m. modeliai)

[29] NREL, Comparing Off–Shore Wind Energy Procurement and Project Revenue Sources Across U.S. States, 2020 m. Prieiga per internetą: https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/76079.pdf

Fiksuotas kainos priedas elektros energijos gamintojui užtikrina ilgalaikį pajamų stabilumą. Ši schema garantuoja, kad nepaisant didmeninės rinkos sąlygų (rinkos kaina yra visiškai ignoruojama), operatorius visada gaus konkurso būdu nustatytą ir sutartą fiksuotą kainą, pavyzdžiui, ateinantiems 20 metų. Šis paramos mechanizmas laikomas saugiausiu rinkos svyravimų atžvilgiu.

Operatorius superka ir parduoda elektros energiją už didmeninę rinkos kainą. Skirtumą, kuris lieka tarp sumokėtos subsidijos ir kainos priedo dengia vartotojai mokėdami atsinaujinančios energetikos mokestį (vok. EEG) įskaičiuotą į bendrą elektros energijos tarifą.[30]



3 paveikslas. Elektros energijos kainos priedo modelio veikimo mechanizmas Vokietijoje
Šaltinis: sudaryta Konsultanto, remiantis NREL ataskaita

3 paveiksle pateikiama kainos priedo modelio veikimo mechanizmo vizualizacija. Pilka spalva yra vaizduojama rinkos kaina, kuri modelyje yra visiškai ignoruojama. Ryškiai geltona spalva yra vaizduojama sutarta fiksuota elektros energijos kaina, kurią gamintojui moka valstybė. Gamintojo pajamos susideda tiek iš elektros kainos priedo, kurį jam moka valstybė, tiek iš pajamų gautų parduodant elektros energiją už rinkos kainą.

4 lentelė. Siūlomų paramos modelių palyginimas

	Sutartis dėl kainų skirtumo	Elektros energijos kainos priedas
Paramos modelis	Konkurso būdu su gamintoju sutariama fiksuota elektros kaina numatytam laikotarpiui. Jeigu gamintojo siūloma kaina yra didesnė nei kaina didmeninėje elektros rinkoje, gamintojas gauna kompensaciją, kuri padengia skirtumą tarp rinkos kainos ir sutartos kainos. Jei gamintojo pasiūlyta kaina yra mažesnė už didmeninę kainą, tada gamintojas perviršį gražina valstybei (Danija) arba pasilieka sau (Nyderlandai).	Su gamintoju sutariama dėl fiksuoto kainos priedo, kuris bus mokamas numatytą laikotarpį nepriklausomai nuo rinkos kainos. Gamintojo pajamas sudaro tiek gaunamas fiksuotas kainos priedas tiek rinkos kaina, už kurią yra parduodama elektra.
Paramos suma	Kompensacijos suma = sutarta fiksuota kaina – rinkos kaina.	Kainos priedo suma yra fiksuota ir nepriklausoma nuo rinkos kainos.
Modelį naudojančios šalys	Danija Nyderlandai	Vokietija Jungtinė Karalystė
Privalumai	Mažesnis reikalingos paramos dydis Pajamų stabilumas Galima finansinė grąža valstybei (Danijos modelis)	Pajamų stabilumas Didelės investavimo paskatos
Trūkumai	Mažesnės investavimo paskatos	Didesnis reikalingos paramos dydis

Šaltinis: sudaryta Konsultanto

[30] NREL, Comparing Off–Shore Wind Energy Procurement and Project Revenue Sources Across U.S. States, 2020 m. Prieiga per internetą: https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/76079.pdf

Investicinė pagalba jūrinių vėjo elektrinių plėtrai ir prijungimu Europos Sąjungoje yra apibrėžiama nacionaliniu lygiu ir finansuojama iš elektros vartotojų arba visų gyventojų sumokamų mokesčių. Kad ir koks finansavimo šaltinis bebūtų, jis turi atitikti ES direktyvas – Elektros rinkos direktyvą (2009/72/EC) ir Atsinaujinančios energetikos direktyvą (2009/28/EC).[31] Toliau pateikiami galimi sąnaudų kompensavimo mechanizmai.

Viešuosius interesus atitinkančios paslaugos (VIAP) dedamosios dalies padidėjimas | Tuo atveju, kai ir jūrinis vėjo jėgainių parkas ir prijungimo infrastruktūra yra vystoma privataus investuotojo, kompensavimo mechanizmas turėtų būti finansuojamas elektros vartotojų, kurie per metinį elektros energijos tarifą moka VIAP mokestį.

Viešuosius interesus atitinkančios paslaugos (VIAP) dedamosios dalies ir Persiuntimo paslaugos kainos padidėjimas | Tuo atveju, kai jūrinis vėjo parkas yra vystomas privataus kapitalo investuotojo, o prijungimo infrastruktūra pasirūpina nacionalinis perdavimo sistemos operatorius (PSO), kompensavimo mechanizmas turėtų būti finansuojamas elektros vartotojų, kurie per metinį elektros tarifą sumoka mokestį ir už VIAP, ir už infrastruktūros vystymą.

Sąnaudų kompensavimo mechanizmas priklauso nuo pasirinktos jūrinių vėjo elektrinių prijungimo alternatyvos. Lietuvos atvejui, kaip buvo išskirta 2 skyriuje, yra rekomenduojama, kad jūrinių vėjo elektrinių prijungimą prie parko vystytų PSO (Litgrid), kadangi šis turi didesnę panašių projektų vykdymo patirtį, dėl savo teisinio statuso gali veikti efektyviau, o istoriškai PSO vystomi parkų prijungimai yra pigesni. Dėl šios priežasties rekomenduojamas yra 2 kompensavimo mechanizmas – kai elektros vartotojai per padidėjusį tarifą sumoka ir už VIAP ir už infrastruktūros vystymą. Tačiau kita vertus, numatoma, kad mechanizmas ateityje galėtų keistis, kai persiuntimo paslaugos kainos padidėjimas pereitų tik prie VIAP dalies padidėjimo.

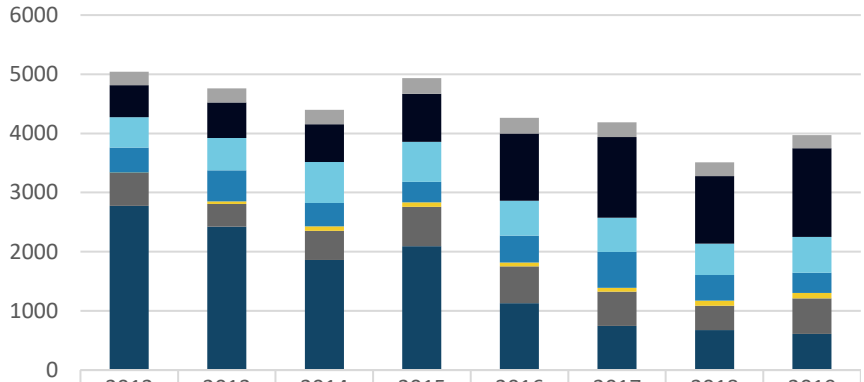
[31] German Offshore Wind Energy Foundation, EU and Regional Policies for Offshore Wind: Creating Synergies, 2014 m. Prieiga per internetą: https://www.offshore–stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/2014_4POWER_SOW_EU%20and%20Regional%20Policies%20for%20Offshore%20Wind_Creating%20Syne....pdf

4 Įtakos elektros energijos paslaugų tarifams vertinimas

Šiame skyriuje atliekama Lietuvos elektros energijos gamybos sektorius, įvertinama elektros energijos kainos sandara ir jos komponentai. Skyriuje taip pat atliekamas elektros energijos paslaugų tarifų iki 2050 m. vertinimas, kuriame pagal numatytą metodiką atliekamos elektros kainos buitiniams vartotojams prognozės, numatomi papildomi elektros energijos poreikiai.

4.1 Lietuvos elektros energijos sektorius

Šioje dalyje atliekama Lietuvos elektros energijos sektoriaus apžvalga, preliminari sektoriaus vystymosi prognozė bei elektros energijos kainos ir jos komponentų įvertinimas.

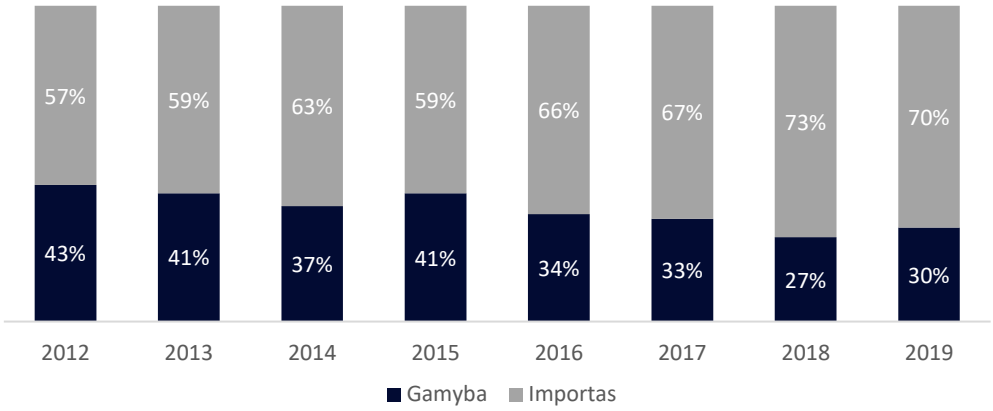


	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Bendroji gamyba kituose įrenginiuose, naudojant cheminių procesų energiją	226,8	237,5	243,3	264,2	269,7	250,2	231,7	223
Bendroji gamyba vėjo jėgainėse	540,1	602,7	639,1	810,3	1135,9	1363,8	1144	1499,4
Bendroji gamyba hidroakomuliacinėje elektrinėje	514,3	548	689,4	674,6	589,7	579	528,6	602,3
Bendroji gamyba hidroelektrinėse	422,3	521,2	398,2	349,6	453,9	602,4	431	345,4
Bendroji gamyba saulės elektrinėse	2,3	44,8	73	73,3	66,5	68	86,6	91,1
Bendroji gamyba šiluminėse pramonės įmonių elektrinėse	559,7	383,8	492,8	665,7	618,3	575,9	415,5	598
Bendroji gamyba šiluminėse elektrinėse (pagrindinė veikla - gaminti energiją)	2776,9	2423,5	1861,1	2095,2	1131,7	747,9	673,7	612,4

4 paveikslas. Elektros energijos gamyba Lietuvoje, 2012–2019 m.
Šaltinis: sudaryta Konsultanto, remiantis Lietuvos statistikos departamento viešai skelbiama informacija

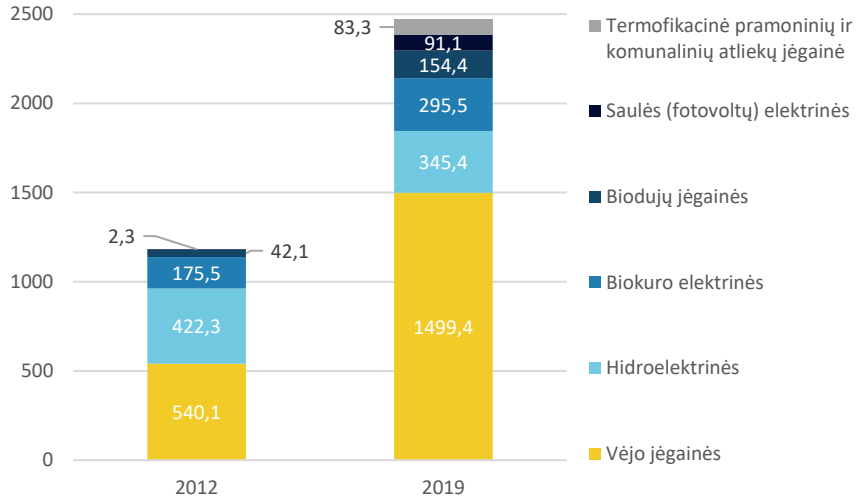
Pastebima, kad 2012–2019 m. laikotarpiu bendroji elektros gamyba Lietuvoje buvo mažėjanti. Skaičiuojama, kad gamyba analizuojamu laikotarpiu sumažėjo 1070,8 GWh arba 21,2 proc. (nuo 5042,4 GWh iki 3971,6 GWh).

Per analizuojamą laikotarpį išaugo vėjo jėgainėse, hidroakomuliacinėje elektrinėje, saulės elektrinėse pagaminamas elektros energijos kiekis, tačiau sumažėjo šiluminėse elektrinėse ir hidroelektrinėse pagaminamas elektros energijos kiekis.



5 paveikslas. Elektros energijos gamyba ir suvartojimas
Šaltinis: sudaryta Konsultanto, remiantis Lietuvos statistikos departamento viešai skelbiama informacija

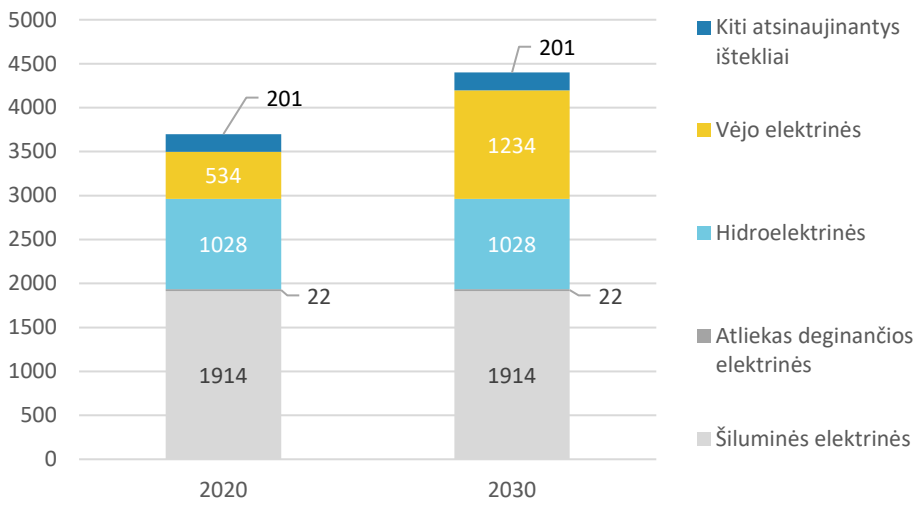
Pastebima, kad importuojamas elektros energijos kiekis analizuojamu laikotarpiu augo ir nuo 2012 m. iki 2019 m. padidėjo 13 proc. punktų. 2019 m. 30 proc. bendro elektros energijos poreikio sudarė šalyje pagamintas elektros energijos kiekis, o 70 proc. – importuotos elektros energijos kiekis.



6 paveikslas. Elektros energijos gamyba iš atsinaujinančių energijos išteklių Lietuvoje 2012 ir 2018 m., MW
Šaltinis: sudaryta Konsultanto, remiantis Lietuvos statistikos departamento ir AB Litgrid viešai skelbiama informacija

2012 m. didžiausia iš AEI pagaminamos elektros energijos dalis buvo pagaminama vėjo jėgainėse (45,7 proc.) ir hidroelektrinėse (35,7 proc.) bei biokuro elektrinėse (14,8 proc.). Mažiausios gamybos apimtys, tuo tarpu, buvo biodujų jėgainėse (3,6 proc.) ir saulės elektrinėse (0,2 proc.). Termofikacinė jėgainė 2012 metais elektros energijos negamino.

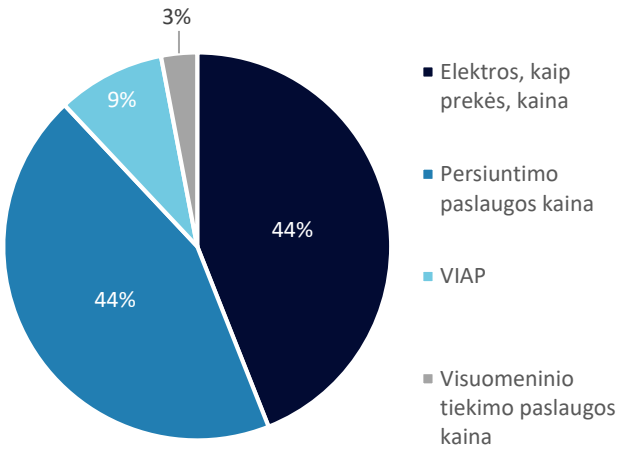
2019 m. bendroji gamyba, lyginant su 2012 m., padidėjo daugiau nei 2 kartus. Vėjo jėgainėse pagaminamos elektros energijos kiekis padidėjo beveik 2,8 karto ir 2019 m. sudarė 60,7 proc. visos iš atsinaujinančių energijos išteklių pagamintos elektros energijos (15 proc. punktų padidėjimas lyginant su 2012 m.). Išaugo ir iš kitų AEI šaltinių gaminamos elektros energijos svarba – saulės elektrinėse, lyginant su 2012 m., pagaminama 3,5 proc. punktų daugiau energijos, termofikacinėje elektrinėje – 3,4 proc. punktų mažiau. Labiausiai, 21,7 proc. punktais, sumažėjo hidroelektrinėje pagaminamos elektros procentinė dalis.



7 paveikslas. Elektros jėgainių pajėgumai Lietuvoje 2020 ir 2030 m., MW
Šaltinis: sudaryta Konsultanto, remiantis Lietuvos statistikos departamento ir AB Litgrid viešai skelbiama informacija

2020 m. sausio 1 d. Lietuvos elektros sistemoje elektrinių bendra įrengtoji galia sudarė 3699 MW. Didžiausiais pajėgumais pasižymi šiluminės elektrinės, kurių bendroji galia siekia 1914 MW ir sudaro 51,7 proc. visos įrengtosios galios. Pagal pajėgumus toliau rikiuojasi hidroelektrinės, kurių galia siekia 1028 MW (27,8 proc.) ir vėjo jėgainės – 534 MW (14,4 proc.).

Skaičiuojama, kad iki 2030 m. įgyvendinus papildomą 700 MW vėjo elektrinių parko įrengimą, darant prielaidą, kad kitų elektrinių ir jėgainių galia nekis, vėjo jėgainių galia siektų 1234 MW arba 28,1 proc. visos įrengtos galios.



8 paveikslas. Elektros energijos kainos sandara, 2020 m.
Šaltinis: sudaryta Konsultanto, remiantis VERT duomenimis

Elektros energijos kainą sudaro keturios pagrindinės dalys: 1) elektros kaip prekės kaina; 2) elektros persiuntimo kaina; 3) VIAP dalis; 4) visuomeninio tiekimo paslaugos kaina.

Elektros kaip prekės kainą sudaro elektros energijos įsigijimo sąnaudos ir su tiekimo veikla susijusios sąnaudos. Kainos dydis priklauso nuo elektros energijos tiekėjo, tačiau jeigu elektra perkama iš visuomeninio tiekėjo, pavyzdžiui, AB „Ignitis“, kaina yra nustatoma VERT.

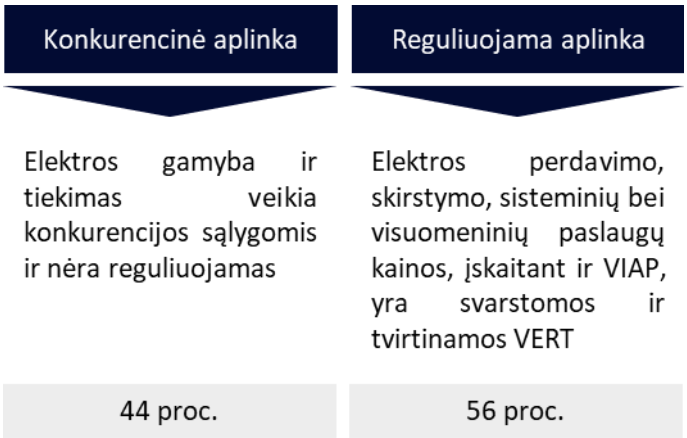
Elektros energijos visuomeninio tiekimo kainą sudaro elektros energijos pardavimo, sąskaitų išrašymo, vartotojų aptarnavimo paslaugų sąnaudos. Į šią kainą įskaičiuojamos ir balansavimo energijos sąnaudos.

Elektros energija yra ypatinga prekė, nes jos negalima sandėliuoti, ji tuo pačiu metu turi būti ir gaminama, ir suvartojama.

Elektros persiuntimo kainą sudaro elektros perdavimo paslaugos, t. y. elektros transportavimas aukštos įtampos elektros perdavimo linijomis ir įrenginiais, kuriais elektra perduodama dideliais atstumais ir elektros skirstymo paslaugos, t. y. elektros transportavimas žemos ir vidutinės įtampos elektros paskirstymo tinklais, kuriais elektra tiekiama galutiniam vartotojui.

Kiekvienais metais VERT nustato tokių kainų viršutines ribas, o konkrečią kainą, neviršijančią VERT nustatytosios – pats paslaugos teikėjas. Į šią kainą taip pat įeina ir sisteminės paslaugos. Mokant už elektros energiją, kartu sumokama ir už viešuosius interesus atitinkančias paslaugas. Į kainą yra įskaičiuojamas ir pridėtinės vertės mokestis.

VIAP lėšos skiriamos remti ir skatinti vietinę gamybą iš atsinaujinančių energetikos išteklių, elektros energetikos sistemos rezervų užtikrinimui nustatytose elektrinėse, kurių veikla būtina valstybės energetiniam saugumui užtikrinti, ir VIAP lėšų administratoriaus veiklai.



9 paveikslas. Elektros energijos kainos sudedamųjų dalių reguliavimas
Šaltinis: sudaryta Konsultanto, remiantis VERT duomenimis

Taigi, tik daugiau nei 50 proc. elektros kainos yra reguliuojama, likusi dalis yra priklausoma nuo konkurencinių sąlygų, kurios ir turi įtakos vartotojų mokamai kainai.

4.2 Elektros energijos paslaugų tarifų iki 2050 m. prognozė

Skaičiavimai buvo atliekami naudojant Valstybinės energetikos reguliavimo tarybos ir Eurostat pateikiamais duomenimis apie elektros energijos tarifus buitiniams vartotojams 2008–2019 m.

Atliekant kainų prognozę buvo naudotas tiesinio prognozavimo metodas. Prognozavimo metu buvo atsižvelgiama į tikėtiną didelę elektros energijos paklausą dėl „Rail Baltica“ projekto, elektromobilių plėtrą, ketvirtosios pramonės revoliucijos veiksnius, kuriais bus pakeičiami žmogiškieji ištekliai, bei ne taip sparčiai didėjančią elektros energijos pasiūlą. Numatoma, kad bendroji elektros energijos kainų tendencija yra auganti.

Atliekant gaminamos elektros energijos kiekio ir bendro paslaugų tarifų prognozę, modeliuojami trys galimi scenarijai – optimistinis, realistinis ir pesimistinis. Šioje studijoje optimistiniu scenarijumi yra laikomas tas scenarijus, kuriame elektros vėjo jėgainės dirba mažiausiu pajėgumu ir nesukuria didelės energijos pasiūlos, todėl rinkos kaina išauga. Naudojant siūlomą sutarties dėl kainų skirtumo (CfD) modelį, šiame scenarijuje dėl aukštos rinkos kainos iš valstybės skiriama VIAP dalis bus minimali. Pesimistiniu scenarijumi, tuo tarpu, vėjo elektrinės dirba didžiausiu pajėgumu ir sukuria didelę energijos pasiūlą, dėl ko

elektros rinkos kaina sumažėja. Dėl to, šiame scenarijuje iš valstybės skiriama kompensacija yra didžiausia. Realistinis scenarijus yra tarpinis šių scenarijų variantas.

Siekiant įvertinti metinį pagaminamos elektros energijos kiekį, daroma prielaida, kad vėjo parką sudarys 59 vėjo jėgainės, kai 1 jėgainės galia yra 12 MW, o jėgainės dirba ištisus metus, 24 valandas per parą. Optimistiniu variantu jėgainės dirba 25 proc., realistiniu – 35 proc., o pesimistiniu – 50 proc. pajėgumu. Remiantis minimais duomenimis, apskaičiuotas metinis suvartojimas kiekvienu scenarijumi. Optimistiniu scenarijumi per metus būtų pagamina 1 550,52 GWh, realistiniu – 2 170,73 GWh, o pesimistiniu – 3 101,04 GWh.

Vertinant VIAP dydį, atsižvelgta į 2020 m. patvirtintą VIAP dydį, kuris siekė 0,01215 Eur/kWh (11,15 proc. visos elektros energijos kainos). 2020 m. nustatytas VIAP poreikis – 136,704 mln. Eur.

Atsižvelgus į prognozuojamą pagamintos elektros energijos kiekį kiekvienu scenarijumi, apskaičiuotas VIAP lėšų poreikis, darant prielaidą, kad jo dydis yra 0,01215 Eur/kWh. Optimistiniu scenarijumi papildomas VIAP poreikis yra 18,84 mln. Eur, realistiniu – 26,37 mln. Eur, o pesimistiniu – 37,68 mln. Eur. Įvertinus VIAP lėšų poreikio procentinį pokytį nuo 2020 m. nustatyto poreikio, apskaičiuotas poveikis galutinei elektros energijos kainai, kuris išreikštas proc. 5 lentelėje pateikiami bendro elektros energijos tarifo pokyčiai skirtingais scenarijais.

5 lentelė. Pokytis bendram elektros energijos tarifui skirtingais scenarijais

Optimistiniu scenarijumi	Realistiniu scenarijumi	Pesimistiniu scenarijumi
1,54 proc.	2,15 proc.	3,07 proc.

Šaltinis: sudaryta Konsultanto

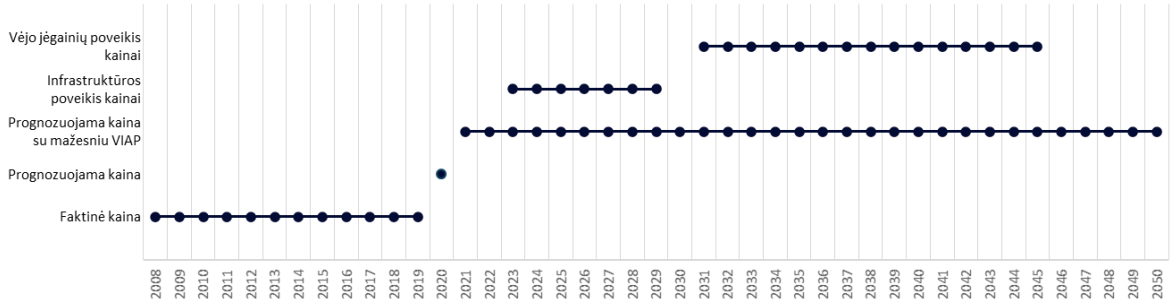
Skaičiavimai ir vertinimas paremti šiomis prielaidomis:

- Technologinė pažanga – ateityje bus naudojamos pažangesnės technologijos, leidžiančios sumažinti gamintojų sąnaudas, todėl tai leistų rinkai parduoti pigesnę elektros energiją.
- Paklausos ir pasiūlos balansavimas – esant didelei paklausai, tačiau neužtikrinus reikiamos pasiūlos, elektros energijos kaina auga ir atvirkščiai, rinkai pateikus ir didesnę pasiūlą, kaina būtų subalansuota ir sumažėtų.[32]

Kadangi dalis vėjo jėgainių parkų nuo 2021 m. negaus paramos, VIAP dydis turėtų sumažėti, dėl ko kristų ir bendra elektros energijos kaina. Daroma prielaida, kad 6 iš 23 vėjo jėgainių parkų negaus finansinės paramos, kas sudaro 26 proc. Atsižvelgus į tai, elektros energijos kaina nuo 2021 m. yra sumažinama 0,003169 Eur.

Įrengus prijungimo infrastruktūrą, kuri būtų finansuojama iš VIAP lėšų, tikėtina, kad bendra elektros energijos kaina padidėtų. VERT duomenimis, 2019 m. Lietuvoje buvo sunaudota 13 TWh elektros energijos. Skaičiuojama, kad prijungimo infrastruktūros kaina yra 344,88 mln. Eur. Kadangi nėra norimas staigus elektros energijos kainų padidėjimas, daroma prielaida, kad elektros energijos suvartojamas kiekis yra pastovus, o visa investicijų suma būtų susigrąžinama per 7 metų laikotarpį. Šis laikotarpis skaičiuojamas nuo prijungimo infrastruktūros darbų pradžios 2023 m. iki 2029 m. Kainos pokytis 1 kWh dėl prijungimo infrastruktūros įrengimo būtų 0,003789 Eur.

[32] Vėjo jėgainių pagaminamos elektros energijos kiekio apskaičiavimas. Prieiga per internetą: https://www.wind–watch.org/faq–output.php



10 paveikslas. Elektros energijos kainos pokytis iki 2050 m. dėl skirtingų veiksnių
Šaltinis: sudaryta Konsultanto

10 paveiksle pateiktas elektros energijos kainos pokytis iki 2050 m. Faktinės elektros energijos kainos pateiktos iki 2019 m. Nuo 2020 m. kainos yra prognozuojamos tiesinio prognozavimo metodu, atsižvelgus į Lietuvos ir užsienio straipsnius, kad elektros energijos kainos bus didėjančios. Nuo 2021 m. papildomai įvertinta, kad VIAP dalis bendroje energijos kainoje sumažės, tačiau 2023–2029 m. ir 2031–2045 m. laikotarpiais kaina padidės dėl infrastruktūros įrengimo ir reikalingos paramos vėjo jėgainių gamintojams.

6 lentelė. Elektros energijos kainos buitiniams vartotojams pokytis 2023–2029 m. dėl prijungimo infrastruktūros įrengimo

Metai	Prognozuojama elektros energijos kaina, Eur/kWh	Kainos padidėjimas dėl infrastruktūros, Eur/kWh	Galutinė prognozuojama elektros energijos kaina, Eur/kWh
2023	0,124147409	0,00378989	0,127937299
2024	0,125926178	0,00378989	0,129716068
2025	0,124147409	0,00378989	0,127937299
2026	0,123314435	0,00378989	0,127104325
2027	0,123314435	0,00378989	0,127104325
2028	0,12236864	0,00378989	0,12615853
2029	0,123398335	0,00378989	0,127188225

Šaltinis: sudaryta Konsultanto

Įvertinus elektros energijos kainos padidėjimą dėl jūrinio vėjo jėgainių parko prijungimo prie sausumos infrastruktūros įrengimo, nustatyta, kad elektros energijos kaina padidėtų 3,05 proc. arba 0,00378 Eur.

7 lentelė. Elektros energijos kaina buitiniams vartotojams 2031–2045 m. optimistiniu scenarijumi

Metai	Prognozuojama elektros energijos kaina, Eur/kWh	Kainos padidėjimas dėl reikalingos paramos, Eur/kWh	Galutinė prognozuojama elektros energijos kaina, Eur/kWh
2031	0,128797152	0,001979035	0,130776188
2032	0,129660893	0,001992307	0,1316532
2033	0,130524633	0,002005579	0,132530213
2034	0,131388374	0,002018851	0,133407225
2035	0,132252115	0,002032123	0,134284237
2036	0,133115855	0,002045394	0,13516125
2037	0,133979596	0,002058666	0,136038262
2038	0,134843336	0,002071938	0,136915274
2039	0,135707077	0,00208521	0,137792287
2040	0,136570818	0,002098482	0,138669299
2041	0,137434558	0,002111754	0,139546312
2042	0,138298299	0,002125025	0,140423324
2043	0,139162039	0,002138297	0,141300336
2044	0,14002578	0,002151569	0,142177349
2045	0,14088952	0,002164841	0,143054361

Šaltinis: sudaryta Konsultanto

Įvertinus elektros energijos kainos padidėjimą dėl reikalingos papildomos paramos vėjo jėgainių gamintojams, skaičiuojama, kad elektros energijos kaina optimistiniu scenarijumi padidėtų 1,54 proc. Lyginant 2031 m. ir 2045 m. kainas, pastebima, kad kainos skirtųsi 0,012278 Eur.

8 lentelė. Elektros energijos kaina buitiniams vartotojams 2031–2045 m. realistiniu scenarijumi

Metai	Prognozuojama elektros energijos kaina, Eur/kWh	Kainos padidėjimas dėl reikalingos paramos, Eur/kWh	Galutinė prognozuojama elektros energijos kaina, Eur/kWh
2031	0,128797152	0,00277065	0,131567802
2032	0,129660893	0,00278923	0,132450123
2033	0,130524633	0,002807811	0,133332444
2034	0,131388374	0,002826391	0,134214765
2035	0,132252115	0,002844972	0,135097086
2036	0,133115855	0,002863552	0,135979407
2037	0,133979596	0,002882133	0,136861729
2038	0,134843336	0,002900713	0,13774405
2039	0,135707077	0,002919294	0,138626371
2040	0,136570818	0,002937875	0,139508692
2041	0,137434558	0,002956455	0,140391013
2042	0,138298299	0,002975036	0,141273334
2043	0,139162039	0,002993616	0,142155655
2044	0,14002578	0,003012197	0,143037977
2045	0,14088952	0,003030777	0,143920298

Šaltinis: sudaryta Konsultanto

Įvertinus elektros energijos kainos padidėjimą dėl reikalingos papildomos paramos vėjo jėgainių gamintojams, skaičiuojama, kad elektros energijos kaina optimistiniu scenarijumi padidėtų 2,15 proc. Lyginant 2031 m. ir 2045 m. kainas, pastebima, kad kainos skirtųsi 0,012352 Eur.

9 lentelė. Elektros energijos kaina buitiniams vartotojams 2031–2045 m. pesimistiniu scenarijumi

Metai	Prognozuojama elektros energijos kaina, Eur/kWh	Kainos padidėjimas dėl reikalingos paramos, Eur/kWh	Galutinė prognozuojama elektros energijos kaina, Eur/kWh
2031	0,128797152	0,003958071	0,132755223
2032	0,129660893	0,003984614	0,133645507
2033	0,130524633	0,004011158	0,134535792
2034	0,131388374	0,004037702	0,135426076
2035	0,132252115	0,004064245	0,13631636
2036	0,133115855	0,004090789	0,137206644
2037	0,133979596	0,004117333	0,138096928
2038	0,134843336	0,004143876	0,138987213
2039	0,135707077	0,00417042	0,139877497
2040	0,136570818	0,004196964	0,140767781
2041	0,137434558	0,004223507	0,141658065
2042	0,138298299	0,004250051	0,14254835
2043	0,139162039	0,004276595	0,143438634
2044	0,14002578	0,004303138	0,144328918
2045	0,14088952	0,004329682	0,145219202

Šaltinis: sudaryta Konsultanto

Įvertinus elektros energijos kainos padidėjimą dėl reikalingos papildomos paramos vėjo jėgainių gamintojams, skaičiuojama, kad elektros energijos kaina optimistiniu scenarijumi padidėtų 3,07 proc. Lyginant 2031 m. ir 2045 m. kainas, pastebima, kad kainos skirtųsi 0,012463 Eur.

Atsižvelgus į VIAP poveikį galutinei elektros energijos kainai, įvertintas papildomas VIAP poreikis kiekvienais metais.

10 lentelė. VIAP poreikis dėl vėjo jėgainių gamintojų finansinės paramos 2031–2045 m.

Metai	Optimistinis scenarijus		Realistinis scenarijus		Pesimistinis scenarijus	
	Kainos pokytis	VIAP poreikis, Eur	Kainos pokytis	VIAP poreikis, Eur	Kainos pokytis	VIAP poreikis, Eur
2031	0,001979035	3 068 534	0,00277065	6 014 326	0,003958071	12 274 136
2032	0,001992307	3 089 112	0,00278923	6 054 660	0,003984614	12 356 449
2033	0,002005579	3 109 690	0,002807811	6 094 993	0,004011158	12 438 762
2034	0,002018851	3 130 269	0,002826391	6 135 326	0,004037702	12 521 074
2035	0,002032123	3 150 847	0,002844972	6 175 660	0,004064245	12 603 387
2036	0,002045394	3 171 425	0,002863552	6 215 993	0,004090789	12 685 700
2037	0,002058666	3 192 003	0,002882133	6 256 326	0,004117333	12 768 013
2038	0,002071938	3 212 582	0,002900713	6 296 660	0,004143876	12 850 326
2039	0,00208521	3 233 160	0,002919294	6 336 993	0,00417042	12 932 639
2040	0,002098482	3 253 738	0,002937875	6 377 326	0,004196964	13 014 952
2041	0,002111754	3 274 316	0,002956455	6 417 660	0,004223507	13 097 265
2042	0,002125025	3 294 894	0,002975036	6 457 993	0,004250051	13 179 578
2043	0,002138297	3 315 473	0,002993616	6 498 326	0,004276595	13 261 891
2044	0,002151569	3 336 051	0,003012197	6 538 660	0,004303138	13 344 204
2045	0,002164841	3 356 629	0,003030777	6 578 993	0,004329682	13 426 517
Iš viso:		48 188 723		94 449 897		192 754 892

Šaltinis: sudaryta Konsultanto

VIAP poreikis kiekvienais metais apskaičiuotas, naudojant prognozuojamos kainos ir padidėjusios kainos dėl reikalingos paramos vėjo jėgainių gamintojams skirtumą bei prognozuojamą pagaminamos elektros energijos kiekį, darant prielaidą, kad kiekvienais metais kiekis nekinta. Kaip ir buvo minėta aukščiau, optimistiniu scenarijumi per metus būtų pagamina 1 550,52 GWh, realistiniu – 2 170,73 GWh, o pesimistiniu – 3 101,04 GWh elektros energijos. Atsižvelgus į nagrinėtus aspektus, nustatyta, kad papildomas VIAP poreikis optimistiniu scenarijumi siekia 48,19 mln. Eur, realistiniu – 94,45 mln. Eur, o pesimistiniu – 192,75 mln. Eur.

5 Įtakos šalies ekonomikai vertinimas

Šiame skyriuje atliekamas planuojamo jūrinių vėjo elektrinių parko įtakos šalies ekonomikai vertinimas. Skyriuje apžvelgiami aspektai: sukuriamos darbo vietos, papildomai surenkami mokesčiai, didesnė AEI energijos dalis bendrame elektros energijos suvartojime, mažesnė priklausomybė nuo importo, naujos gamybinės galimybės ir technologijų rinkos plėtra.

Tiesioginiai sukuriamos darbo vietos | Numatoma, kad vėjo jėgainių parko įrengimas Vakarų Lietuvos regionui teigiamai atsilieptų per papildomai sukuriamas darbo vietas. Aldieri et al. atliktame vėjo jėgainių įrengimo ir darbo vietų sukūrimo sąveikos tyrime, išanalizavus tam tikrą kiekį mokslinės literatūros bei kitos medžiagos, buvo nustatyta, kad įrengtų vėjo jėgainių sukuriamas darbo vietų skaičius priklauso nuo daug skirtingų aspektų – projekto specifikos, technologinių ypatumų, geografinės lokacijos, šalies darbo rinkos ypatumų. Nepaisant to, buvo nustatyta, kad vidutiniškai vieno MW vėjo elektrinės pajėgumo operacijoms ir priežiūrai atlikti yra reikalingos 1,91 darbo vietos. Remiantis šia metodika, galima prognozuoti, kad įrengtas 700 MW vėjo elektrinių parkas tiesiogiai sukurtų apie 1337 darbo vietas skirtas elektrinių parko operacijoms ir priežiūrai užtikrinti.[33]

Papildomai surenkami mokesčiai | Kartu su sukuriamomis darbo vietomis, vertinama, kad papildomai būtų surenkamas ir papildomas kiekis mokesčių. Numatoma, kad sukūrus 1337 pastovias darbo vietas per metus vidutiniškai papildomai būtų surenkama apie 8 684 617,2 Eur su darbo užmokesčiu susijusių mokesčių. Tikėtina, kad projektas sugeneruotų ir daugiau papildomų mokesčių (pelno, pridėtinės vertės) surinkimo, tačiau dėl daug galimų kintamųjų apsunkinančių prognozę (įmonių sk., surenkami pelnai), papildomų mokesčių suma nėra nurodoma. Prie papildomai surenkamų mokesčių taip pat galima nurodyti ir Danijoje veikiančio sutarties dėl kainų skirtumo modelio principu valstybei grąžinamą kainos skirtumą, kai gamintojo pasiūlyta kaina yra mažesnė už didmeninės elektros rinkos kainą. Svarbu pabrėžti, kad **vien su darbo užmokesčių susijusių mokesčių per metus surenkama suma (8,68 mln. Eur) yra didesnė negu vidutiniai metiniai VIAP išmokėjimai optimistiniu (3,21 mln. Eur) ir realistiniu (6,3 mln. Eur) scenarijais**.

Naujos gamybinės galimybės | Atsižvelgiant į naujausią vėjo jėgainių technologinę pažangą bei Danijos patirtį yra matomos galimybės į jūrines vėjo jėgaines inkorporuoti ir vandenilinio kuro gamybos įrangą. Danijos pavyzdžiu (energetikos bendrovė „Ørsted“) paremtas pagamintos energijos pertekliaus sandėliavimas vandenilio pavidalu, taip užtikrinant jėgainės veikimą ir energijos gamybą, esant mažiau palankioms oro sąlygoms ne tik padidintų vėjo elektrinių sukuriamą bendrą vertę, tačiau ir pritrauktų papildomų investicijų.[34]

Energetinių technologijų rinkos plėtra | Vertinama, kad Lietuvoje turint vėjo jėgainių dalių gamintojų (UAB „Tauralastas“ gaminanti vėjo jėgainių korpusus, UAB „Diab“ gaminanti sparnuotes ir pan.), tikslingas vėjo jėgainių rinkos vystymas sukurtų paskatas ne tik sumažinti priklausomybę nuo energetinių išteklių importo, bet ir nuo energetinių technologijų importo bei sukurti didesnę dalį pridėtinės vertės grandinės Lietuvoje. Vertinama, kad tikslingai planuojamos investicijos, kurios skatina vietinės rinkos formavimąsi, duotų didžiausią naudą šaliai ne tik mažinant priklausomybę, taršą, bet ir prisidedant prie šalies ekonomikos augimo.

Didesnė AEI energijos dalis bendrame suvartojime | Numatoma, kad jūrinių vėjo jėgainių parkas taip pat padidintų ir AEI energijos dalį bendrame energijos suvartojimo balanse. Tikėtina, kad AEI energijos dalis

[33] Aldieri, L.; Grafström, J.; Sundström, K.; Vinci, C.P. Wind Power and Job Creation. Sustainability 2020, 12, 45. Prieiga per internetą: https://www.mdpi.com/2071–1050/12/1/45

[34] Nordic Folkecenter for Renewable Energy. Danijos vėjo energijos atvejo studija. Prieiga per internetą: http://www.wwindea.org/wp–content/uploads/2018/06/Denmark_full.pdf

bendrame suvartojimo pastačius parką išaugtų iki 61–66 proc. (6,85–7,35 TWh), o vėjo jėgainės iš viso būtų atsakingos už 35–40 proc. (3,95–4,45 TWh) visos Lietuvoje pagamintos elektros energijos.[35] [36]

Mažesnė priklausomybė nuo energijos importo | Numatoma, kad įrengtas 700 MW galios vėjo jėgainių parkas galėtų per metus pagaminti apie 2,5–3 TWh per metus, arba 21–25 proc. viso Lietuvos elektros poreikio. Lietuvos elektros energijos importas tokiu atveju sumažėtų nuo 72 proc. (2019 m.) iki 47–51 proc.

[35] Lietuvos vėjo elektrinių asociacijos pateikiami statistiniai duomenys. Prieiga per internetą: https://lvea.lt/statistika/lietuvos–statistika/

[36] PWC. Lietuvos ūkio sektorių finansavimo po 2020 m. vertinimas: Energetika. Prieiga per internetą: http://lrv.lt/uploads/main/documents/files/Energetika(1).pdf

6 Siūlymų dėl prijungimo modelio ir taikytinos paramos schemos

Skyriuje pateikiamas rekomenduojamas jūrinių vėjo elektrinių parko prijungimo prie sausumos tinklo modelis bei siūloma optimaliausia paramos schema.

Tinkamiausia alternatyva

Apibendrinus analizuotas prijungimo prie sausumos tinklų alternatyvas, nustatyta, kad alternatyva, kurioje projektas būtų vystomas PSO (AB Litgrid) būtų tinkamiausias pasirinkimas, nes:

1. Lietuvos perdavimo sistemos operatorius (PSO) yra valdęs sudėtingų, didelės vertės ir ilgalaikių projektų (pvz., „NordBalt“, sinchronizacija su Vakarų Europa) per kuriuos yra sukaupęs kompleksiškų projektų valdymo patirties.
2. Valstybės valdoma įmonė gali efektyviau operuoti jūriniuose vandenyse ir tiesti antžemines linijas.
3. Prijungimo infrastruktūros kaštai, tikėtina, būtų mažesni, nes šalyse, kuriose infrastruktūrą vystė PSO, istoriškai yra žemesni.

AB Litgrid taip pat būtų strategiškai svarbi įmonė vystant atsinaujinančios energetikos gamybos apimtis, nes sukurtų paskatas verslui vystyti jūrinius vėjo jėgainių projektus ir gaminti elektros energiją Lietuvoje.

Tinkamiausia paramos schema

Apibendrinus analizuotas investicinės pagalbos paramos schemas, nustatyta, kad sutartys dėl kainų skirtumų (angl. Contract for Difference) būtų tinkamiausia paramos schema Lietuvai dėl kelių priežasčių:

1. Sutartis dėl kainų skirtumų (CfD) elektros energijos gamintojui garantuoja ilgalaikes projekto atsiperkamumo projekcijas ir užtikrina ilgalaikes pajamas.
2. Konkurso būdu su gamintoju sutariama fiksuota kaina.
3. Jei gamintojo pasiūlyta kaina yra didesnė nei kaina didmeninėje elektros rinkoje, gamintojas visada gaus vyriausybės kompensaciją, kuri padengs skirtumą tarp rinkos kainos ir sutartos kainos.
4. Rekomenduojamas Danijos modelis, kuriame jeigu gamintojo pasiūlyta kaina yra mažesnė nei kaina didmeninėje elektros rinkoje, kainos perviršis yra grąžinamas valstybei.

Rekomenduojama paramos teikimo trukmė – 15 metų nuo jūrinių vėjo elektrinių parko įrengimo ir prijungimo pradžios.

Įvertinus Europos šalių praktiką, rekomenduojama atsižvelgti ir į:

- **Paramos trukmę |** Paramos trukmė gali būti matuojama metais ir pilnos gamybos apkrovimo valandomis. Siūloma paramą skaičiuoti pilnos gamybos apkrovimo valandomis, nes gamintojai tokiu būdu skatinami tiekti maksimalią pasiūlą ir taip mažinti didmeninę rinkos kainą.
- **Kainų lubas |** Rekomenduojama iš anksto sutarti dėl lubų, iki kurių galioja sutartis dėl kainų skirtumų. Tai naudinga tiek gamintojams, tiek Vyriausybei, siekiant išvengti problemų su apyvartinių lėšų trūkumu ir likvidumo spaudimu.

Išvados

Šioje studijoje buvo atlikta atrinktų ES šalių jūrinių vėjo elektrinių sektorių analizė. Analizės metu nustatyta, kad šalys skiriasi tiek vėjo elektrinių jūrinėje teritorijoje išplėtojimo lygiu, tiek naudojamais elektrinių prijungimo prie sausumos ir finansinės paramos modeliais. Nyderlanduose, Danijoje ir Belgijoje jūrinių vėjo elektrinių prijungimu dažniausiai rūpinasi vietinis PSO, o Jungtinėje Karalystėje dažniausiai elektrinių prijungimu prie sausumos tinklo rūpinasi privatūs vystytojai. Pastebima, kad prijungimo sąnaudos yra mažesnės šalyse, kuriose prijungimą vykdo PSO (Nyderlandai, Danija), o vėjo jėgainių pagamintos elektros kaina yra didesnė šalyse, kuriose prijungimo infrastruktūrą dažniausiai vysto privatūs vystytojai (Jungtinė Karalystė).

Įvertinta, kad prijungimo sąnaudos – jūriniai ir sausumos elektros energijos eksporto kabeliai ir jūrinė pastotė – kainuotų apie 344,88 mln. eurų, o tai sudarytų apie 15,8 proc. visų projekto kaštų, kurie preliminariai siektų 2,18 mlrd. eurų. Įvertinus galimus infrastruktūros prijungimo finansavimo šaltinius, buvo nustatyta galimybė pretenduoti į šias ES finansavimo programas ir fondus: ES struktūrinius ir investicijų fondus, InvestEU, CEF Energy, Klimato kaitos programa, Teisingo perėjimo fondas (Just Transition Fund), Modernizavimo fondas.

Nagrinėjant užsienio šalių naudojamus paramos modelius, buvo nustatyta, kad dažniausiai taikomas paramos modelis – sutartis dėl kainų skirtumo. Nustatyta, kad šis modelis naudojamas Danijoje, prie šio modelio perėjo ir ankščiau kainos priedo modelį naudojusios šalys – Nyderlandai ir Vokietija. Sutarties dėl kainų skirtumo modelis veikia, kai konkurso metu su gamintoju yra sutariama fiksuota elektros energijos kaina 10-20 m. laikotarpiui. Jeigu sutarta kaina yra didesnė negu rinkoje, gamintojas iš valstybės gauna kompensaciją padengiančią skirtumą tarp rinkos kainos ir sutartos kainos. Jeigu sutarta kaina yra mažesnė už rinkos kainą, gamintojas perviršį gražina valstybei (Danija) arba pasilieka sau (Nyderlandai). Taigi kompensacijos suma yra lygi sutartai fiksuotai elektros energijos kainai iš kurios yra atimama rinkos kaina. Elektros energijos kainos priedo modelis šiuo metu yra naudojamas Jungtinėje Karalystėje bei Vokietijoje, kuri planuoja pereiti prie sutarties dėl kainų skirtumo modelio. Šiuo modeliu, su gamintoju konkurso būdu yra sutariama dėl fiksuoto kainos priedo, kuris bus mokama numatytą laikotarpį nepriklausomai nuo rinkos kainos. Šiuo modeliu gamintojo pajamas sudaro tiek gaunamas fiksuotas kainos priedas tiek rinkos kaina, už kurią yra parduodama elektra.

Studijoje nustatyta, kad bendroji elektros energijos gamyba Lietuvoje nuo 2012 m. yra mažėjanti, auga importuojamos elektros energijos kiekis. Kita vertus, pastebima, kad bendras iš AEI pagaminamas elektros energijos kiekis nuo 2012 m. padidėjo daugiau negu 2 kartus, o vėjo elektrinėse pagaminamas elektros energijos kiekis – 2,8 karto. Vėjo elektrinėje pagaminamos elektros energijos dalis išaugo nuo 540,1 GWh 2012 m. iki 1499,4 GWh 2019 m. ir sudaro 60,7 proc. visos 2019 m. iš AEI pagaminamos elektros energijos. Skaičiuojama, kad iki 2030 m. įgyvendinus papildomą 700 MW vėjo elektrinių parko įrengimą, vėjo elektrinių pajėgumai išaugs iki 1234 MW arba 28,1 proc. visos įrengtos galios (jeigu nekis kitų elektrinių pajėgumai).

Atliekant kainų prognozę buvo naudotas tiesinio prognozavimo metodas. Numatoma, kad bendroji elektros energijos kainų tendencija yra auganti. Faktinės elektros energijos kainos pateiktos iki 2019 m., nuo 2020 m. kainos yra prognozuojamos tiesinio prognozavimo metodu, nuo 2021 m. papildomai įvertinta, kad VIAP dalis bendroje energijos kainoje sumažės, tačiau 2023–2029 m. ir 2031–2045 m. laikotarpiais kaina padidės dėl infrastruktūros įrengimo ir reikalingos paramos vėjo jėgainių gamintojams. Įvertinus elektros energijos kainos padidėjimą dėl reikalingos papildomos paramos vėjo jėgainių gamintojams, skaičiuojama, kad elektros energijos kaina optimistiniu scenarijumi padidėtų 1,54 proc., realistiniu – 2,15 proc., o pesimistiniu – 3,07 proc. Nustatyta, kad papildomas VIAP poreikis optimistiniu scenarijumi siekia 48,19 mln. Eur, realistiniu – 94,45 mln. Eur, o pesimistiniu – 192,75 mln. Eur.

Studijos metu buvo įvertinta planuojamo jūrinių vėjo elektrinių parko įtaka šalies ekonomikai. Buvo įvertinta, kad parko įrengimas tiesiogiai sukurtų apie 1337 darbo vietas skirtas parko operacijoms atlikti ir priežiūrai užtikrinti. Sukurtos papildomos darbo vietos padidintų ir surenkamų mokesčių dydį, nustatyta, kad vien su darbo užmokesčiu susijusių mokesčių per metus būtų surenkama 8,68 mln. eurų. Ši suma būtų didesnė negu vidutiniai metiniai VIAP išmokėjimai optimistiniu (3,21 mln. Eur) ir realistiniu (6,3 mln. Eur) scenarijais. Vertinama, kad parkas sukurtų naujas gamybines galimybes į vėjo jėgaines inkorporuojant ir vandenilinio kuro gamybos įrangas, taip užtikrinant energijos gamybą ir mažiau palankioms oro sąlygoms, taip pat užtikrintų energetinių technologijų rinkos plėtrą, kadangi tikslingas vėjo jėgainių vystymas padėtų vystytis ir vietinei energijos išteklių gamybos rinkai, kurtų paskatas investicijoms. Parkas taip pat prisidėtų prie priklausomybės nuo elektros energijos importo mažinimo.

Atlikus minėtas analizes ir vertinimus, nustatyta, kad tinkamiausia prijungimo infrastruktūros vystymo alternatyva yra kai prijungimo infrastruktūrą vysto PSO (Litgrid). Ši alternatyva siūloma dėl to, kad prijungimą vystant PSO prijungimo sąnaudos yra mažesnės, taip pat vertinama, kad vietinis PSO (Litgrid) turi panašių projektų valdymo patirties, turi ypatingą teisinį statusą leisiantį jam efektyviau veikti jūriniuose vandenyse ir juose tiesti antžemines linijas, o be to galėtų tiesiogiai pretenduoti į ES paramą.

Tinkamiausia paramos schema, tuo tarpu, yra sutarties dėl kainos skirtumo modelis. Šis modelis siūlomas kaip geroji praktika, kuri garantuoja gamintojui ilgalaikes pajamas, veikia nepriklausomai nuo rinkos kainos, o taip pat, rinkos kainai viršijus sutartą fiksuotą elektros energijos kainą, perviršis yra grąžinamas valstybei. Rekomenduojama paramos trukmė – 15 m. nuo vėjo elektrinių parko įrengimo ir prijungimo.

Literatūra

1. AB „Litgrid“ viešai skelbiama informacija
2. Aldieri, L. et al. Wind Power and Job Creation. Sustainability 2020, 12, 45. Prieiga per internetą: https://www.mdpi.com/2071–1050/12/1/45
3. Angel G. Gonzalez–Rodriguez, Review of offshore wind farm cost components, Energy for Sustainable Development, (2017). Prieiga per internetą: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082616303647
4. Danish Ministry of Energy, Utilities and Climate. Note on technology costs for offshore wind farms and the background for updating CAPEX and OPEX in the technology catalogue datasheets
5. De–Risking Offshore Wind Power in Denmark. Prieiga per internetą: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/de–risking_offshore_wind_nov2018.pdf?fbclid=IwAR0Q863YnlkvtdOQMBZri3xSCtz9mpNaxV36P5zAWzztxly6rXBlj1VNtoU
6. Elia Group, MOG–II. Prieiga per internetą: https://www.elia.be/en/infrastructure–and–projects/infrastructure–projects/mog–ii
7. Energinet, Thor Offshore Wind Farm. Prieiga per internetą: https://en.energinet.dk/Infrastructure–Projects/Projektliste/Thor–Offshore–Wind–Farm
8. Europe: Offshore Wind Outlook 2020. Prieiga per internetą: https://www.twobirds.com/~/media/pdfs/offshore–wind–outlook–2020.pdf?la=en&hash=6644A5B33B3876F2BADB0B1AC7D1D696350C57FC&fbclid=IwAR1qvy1svvA_cmyzZA3QsVQ8tVQxRuBns9fYOvKlZU50ONx_mvEnSkJm–QI
9. European Commission, European Structural and Investment Funds. Prieiga per internetą: https://ec.europa.eu/info/funding–tenders/funding–opportunities/funding–programmes/overview–funding–programmes/european–structural–and–investment–funds_en
10. FSR, UK vs. DE: two different songs for transporting energy to shore. Prieiga prie internetą: https://fsr.eui.eu/offshore–electricity–grid–development/
11. German Offshore Wind Energy Foundation, EU and Regional Policies for Offshore Wind: Creating Synergies, 2014 m. Prieiga per internetą: https://www.offshore–stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/2014_4POWER_SOW_EU%20and%20Regional%20Policies%20for%20Offshore%20Wind_Creating%20Syne....pdf
12. H. Jacobsen et al. (2019). Prieiga per internetą: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082618315047
13. Interviu su AB „Litgrid“ Strategijos ir tyrimų skyriaus vadovu Ramūnu Bikulčiumi medžiaga
14. Interviu su Lietuvos Energetikos Agentūros direktoriumi Dariumi Biekša medžiaga
15. Interviu su Lietuvos vėjo elektrinių asociacijos (LVEA) direktoriumi Aisčiu Radavičiumi medžiaga
16. Interviu su Valstybinės energetikos reguliavimo tarybos Dujų ir elektros departamento elektros skyriaus patarėja, l.e.p. vedėja Laima Kasparavičiūte medžiaga
17. Invest EU Programme. Prieiga per internetą: https://ec.europa.eu/commission/priorities/jobs–growth–and–investment/investment–plan–europe–juncker–plan/whats–next–investeu–programme–2021–2027_en

18. Lazard kaštų skaičiavimo analizė. Prieiga per internetą: https://www.lazard.com/media/450784/lazards–levelized–cost–of–energy–version–120–vfinal.pdf

19. Lietuvos statistikos departamento viešai skelbiama informacija

20. Lietuvos vėjo elektrinių asociacijos pateikiami statistiniai duomenys. Prieiga per internetą: https://lvea.lt/statistika/lietuvos–statistika/

21. Modernisation Fund. Prieiga per internetą: https://ec.europa.eu/clima/policies/budget/modernisation–fund_en#:~:text=The%20Modernisation%20Fund%20is%20a,systems%20and%20improve%20energy%20efficiency.&text=Generation%20and%20use%20of%20energy,Energy%20storage

22. Navigant, Connecting Offshore Wind Farms: Comparison of Offshore Electricity Grid Development Models in Northwest Europe, 2019 m.

23. Nordic Folkecenter for Renewable Energy. Danijos vėjo energijos atvejo studija. Prieiga per internetą: http://www.wwindea.org/wp–content/uploads/2018/06/Denmark_full.pdf

24. NREL, Comparing Off–Shore Wind Energy Procurement and Project Revenue Sources Across U.S. States, 2020 m. Prieiga per internetą: https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/76079.pdf

25. Nyderlandų verslo agentūra. Prieiga per internetą: https://english.rvo.nl/sites/default/files/2017/05/Factsheet%20Driving%20down%20offshore%20wind%20costs%20the%20Dutch%20way.pdf

26. Nyderlandų Vyriausybė, Renewable Energy. Prieiga per internetą: https://www.government.nl/topics/renewable–energy/offshore–wind–energy

27. Offshore Wind Energy Law and Regulation in Belgium. Prieiga per internetą: https://cms.law/en/int/expert–guides/cms–expert–guide–to–offshore–wind–in–northern–europe/belgium?fbclid=IwAR3fsJ7BULNL5umTA5riLuIJNfh74bwAwmM163–eR8ZOptX2EKYAO7tq4Zo

28. PWC. Lietuvos ūkio sektorių finansavimo po 2020 m. vertinimas: Energetika. Prieiga per internetą: http://lrv.lt/uploads/main/documents/files/Energetika(1).pdf

29. Renewable Energy Industry (Netherlands). Prieiga per internetą: https://www.renewable–energy–industry.com/countries/article–5351–worlds–first–offshore–wind–farm–without–subsidies–to–be–built–in–the–netherlands?fbclid=IwAR28_romGML4hRQn–xLe0JzPI2K5vKuofQud8YyMc0KYnAdyYQ0nY0jEoI4

30. Tarptautinė atsinaujinančios energijos agentūra. Prieiga per internetą: https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis–wind_power.pdf

31. Tarptautinė energijos agentūra. Prieiga per internetą: https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71558.pdf

32. Tennet, Connecting Wind Energy: The Offshore Grid in the Netherlands. Prieiga per internetą: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Netherlands/Brochure/Brochure_Connecting_wind_energy.pdf

33. TSCNET, TSO offshore connections are most effective. Prieiga per internetą: https://www.tscnet.eu/tso–offshore–connections–are–most–cost–effective/

34. Valstybinės energetikos reguliavimo tarybos viešai skelbiama informacija

35. Vėjo jėgainių pagaminamos elektros energijos kiekio apskaičiavimas. Prieiga per internetą: https://www.wind–watch.org/faq–output.php

36. Vokietijos ekonomikos reikalų ir energijos ministerija. Prieiga per internetą: https://www.bmwi.de//Redaktion/EN/Artikel/Energy/electircity–price–components–state–imposed.html

Priedai

1 priedas. Galutinė prognozuojama elektros energijos kaina optimistiniu scenarijumi

Metai	Prognozuojama elektros energijos kaina, Eur/kWh	Kainos padidėjimas dėl infrastruktūros, Eur/kWh	Kainos padidėjimas dėl reikalingos paramos, Eur/kWh	Galutinė prognozuojama elektros energijos kaina, Eur/kWh
2008	0,086			0,086
2009	0,0951			0,0951
2010	0,1156			0,1156
2011	0,1214			0,1214
2012	0,126			0,126
2013	0,137			0,137
2014	0,133			0,133
2015	0,1256			0,1256
2016	0,1231			0,1231
2017	0,1116			0,1116
2018	0,1097			0,1097
2019	0,1255			0,1255
2020	0,121980667			0,121980667
2021	0,120589871			0,120589871
2022	0,12236864			0,12236864
2023	0,124147409	0,00378989		0,127937299
2024	0,125926178	0,00378989		0,129716068
2025	0,124147409	0,00378989		0,127937299
2026	0,123314435	0,00378989		0,127104325
2027	0,123314435	0,00378989		0,127104325
2028	0,12236864	0,00378989		0,12615853
2029	0,123398335	0,00378989		0,127188225
2030	0,123990435			0,123990435
2031	0,128797152		0,001979035	0,130776188
2032	0,129660893		0,001992307	0,1316532
2033	0,130524633		0,002005579	0,132530213
2034	0,131388374		0,002018851	0,133407225
2035	0,132252115		0,002032123	0,134284237
2036	0,133115855		0,002045394	0,13516125
2037	0,133979596		0,002058666	0,136038262
2038	0,134843336		0,002071938	0,136915274
2039	0,135707077		0,00208521	0,137792287
2040	0,136570818		0,002098482	0,138669299
2041	0,137434558		0,002111754	0,139546312
2042	0,138298299		0,002125025	0,140423324
2043	0,139162039		0,002138297	0,141300336
2044	0,14002578		0,002151569	0,142177349
2045	0,14088952		0,002164841	0,143054361
2046	0,141753261			0,141753261
2047	0,142617002			0,142617002
2048	0,143480742			0,143480742
2049	0,144344483			0,144344483
2050	0,145208223			0,145208223

2 priedas. Galutinė prognozuojama elektros energijos kaina realistiniu scenarijumi

Metai	Prognozuojama elektros energijos kaina, Eur/kWh	Kainos padidėjimas dėl infrastruktūros, Eur/kWh	Kainos padidėjimas dėl reikalingos paramos, Eur/kWh	Galutinė prognozuojama elektros energijos kaina, Eur/kWh
2008	0,086			0,086
2009	0,0951			0,0951
2010	0,1156			0,1156
2011	0,1214			0,1214
2012	0,126			0,126
2013	0,137			0,137
2014	0,133			0,133
2015	0,1256			0,1256
2016	0,1231			0,1231
2017	0,1116			0,1116
2018	0,1097			0,1097
2019	0,1255			0,1255
2020	0,121980667			0,121980667
2021	0,120589871			0,120589871
2022	0,12236864			0,12236864
2023	0,124147409	0,00378989		0,127937299
2024	0,125926178	0,00378989		0,129716068
2025	0,124147409	0,00378989		0,127937299
2026	0,123314435	0,00378989		0,127104325
2027	0,123314435	0,00378989		0,127104325
2028	0,12236864	0,00378989		0,12615853
2029	0,123398335	0,00378989		0,127188225
2030	0,123990435			0,123990435
2031	0,128797152		0,00277065	0,131567802
2032	0,129660893		0,00278923	0,132450123
2033	0,130524633		0,002807811	0,133332444
2034	0,131388374		0,002826391	0,134214765
2035	0,132252115		0,002844972	0,135097086
2036	0,133115855		0,002863552	0,135979407
2037	0,133979596		0,002882133	0,136861729
2038	0,134843336		0,002900713	0,13774405
2039	0,135707077		0,002919294	0,138626371
2040	0,136570818		0,002937875	0,139508692
2041	0,137434558		0,002956455	0,140391013
2042	0,138298299		0,002975036	0,141273334
2043	0,139162039		0,002993616	0,142155655
2044	0,14002578		0,003012197	0,143037977
2045	0,14088952		0,003030777	0,143920298
2046	0,141753261			0,141753261
2047	0,142617002			0,142617002
2048	0,143480742			0,143480742
2049	0,144344483			0,144344483
2050	0,145208223			0,145208223

3 priedas. Galutinė prognozuojama elektros energijos kaina pesimistiniu scenarijumi

Metai	Prognozuojama elektros energijos kaina, Eur/kWh	Kainos padidėjimas dėl infrastruktūros, Eur/kWh	Kainos padidėjimas dėl reikalingos paramos, Eur/kWh	Galutinė prognozuojama elektros energijos kaina, Eur/kWh
2008	0,086			0,086
2009	0,0951			0,0951
2010	0,1156			0,1156
2011	0,1214			0,1214
2012	0,126			0,126
2013	0,137			0,137
2014	0,133			0,133
2015	0,1256			0,1256
2016	0,1231			0,1231
2017	0,1116			0,1116
2018	0,1097			0,1097
2019	0,1255			0,1255
2020	0,121980667			0,121980667
2021	0,120589871			0,120589871
2022	0,12236864			0,12236864
2023	0,124147409	0,00378989		0,127937299
2024	0,125926178	0,00378989		0,129716068
2025	0,124147409	0,00378989		0,127937299
2026	0,123314435	0,00378989		0,127104325
2027	0,123314435	0,00378989		0,127104325
2028	0,12236864	0,00378989		0,12615853
2029	0,123398335	0,00378989		0,127188225
2030	0,123990435			0,123990435
2031	0,128797152		0,003958071	0,132755223
2032	0,129660893		0,003984614	0,133645507
2033	0,130524633		0,004011158	0,134535792
2034	0,131388374		0,004037702	0,135426076
2035	0,132252115		0,004064245	0,13631636
2036	0,133115855		0,004090789	0,137206644
2037	0,133979596		0,004117333	0,138096928
2038	0,134843336		0,004143876	0,138987213
2039	0,135707077		0,00417042	0,139877497
2040	0,136570818		0,004196964	0,140767781
2041	0,137434558		0,004223507	0,141658065
2042	0,138298299		0,004250051	0,14254835
2043	0,139162039		0,004276595	0,143438634
2044	0,14002578		0,004303138	0,144328918
2045	0,14088952		0,004329682	0,145219202
2046	0,141753261			0,141753261
2047	0,142617002			0,142617002
2048	0,143480742			0,143480742
2049	0,144344483			0,144344483
2050	0,145208223			0,145208223