



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Atsinaujinančių energijos išteklių plėtros poveikio jūrinių vėjo elektrinių pelningumui tyrimas

Baigiamasis magistro projektas

Vilija Aliulytė

Projekto autorė

Prof. Inga Konstantinavičiūtė

Vadovė

Kaunas, 2025



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Atsinaujinančių energijos išteklių plėtros poveikio jūrinių vėjo elektrinių pelningumui tyrimas

Baigiamasis magistro projektas

Energijos technologijos ir ekonomika (6211EX073)

Vilija Aliulytė

Projekto autorė

Prof. Inga Konstantinavičiūtė

Vadovė

Doc. Mindaugas Ažubalis

Recenzentas

Kaunas, 2025



Kauno technologijos universitetas

Elektros ir elektronikos fakultetas

Vilija Aliulytė

Atsinaujinančių energijos išteklių plėtros poveikio jūrinių vėjo elektrinių pelningumui tyrimas

Akademinio sąžiningumo deklaracija

Patvirtinu, kad:

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

Vilija Aliulytė

Patvirtinta elektroniniu būdu

Aliulytė, Vilija. Atsinaujinančių energijos išteklių plėtros poveikio jūrinių vėjo elektrinių pelningumui tyrimas. Magistro baigiamasis projektas / vadovė prof. dr. Inga Konstantinavičiūtė; Kauno technologijos universitetas, Elektros ir elektronikos fakultetas.

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

Kaunas, 2025. 51 p.

Santrauka

Šio darbo tyrimo objektas yra 700 MW galios jūrinių vėjo elektrinių parkas Baltijos jūroje, kuris yra svarbus žingsnis siekiant pereiti prie tvarios ir mažai anglies dioksido išmetančios energetikos sistemos. Šis perėjimas yra būtinas sprendžiant klimato kaitos problemas, didinant energetinį saugumą ir tenkinant augantį švaresnės energijos šaltinių poreikį. Jūriniai vėjo parkai, pasižymintys aukštais vėjo greičiais ir galimybe gaminti energiją pastoviau, tampa vis svarbesnės šiame procese. Tačiau jų integracija į energetikos sistemą nėra be iššūkių, tokių kaip kainų kanibalizacijos efektas, kuris mažina elektros rinkos kainas didelės generacijos laikotarpiais ir gali pakenkti tokių investicijų ekonominiam gyvybingumui.

Darbo tikslas – įvertinti atsinaujinančių energijos išteklių plėtros įtaką jūrinių vėjo elektrinių pelningumui, atsižvelgiant į elektros energijos rinkos kainas ir vėjo elektrinių įrengimo kaštus. Literatūros analizė apima atsinaujinančių energijos išteklių plėtros tendencijas Lietuvoje ir pasaulyje, jūrinių vėjo parkų plėtros iššūkius, kainų kanibalizacijos efekto įtaką jūrinių vėjo parkų pelningumui. Metodologijoje naudojami skaičiuojami parko kaštai, sudaromi skirtingi scenarijai, siekiant įvertinti elektros kainos įtaką parko pelningumui. Vertinamas įvairių atsinaujinančios energetikos plėtros scenarijų poveikis jūrinių vėjo parkų pelningumui. Pesimistinis ir bazinis scenarijai parodo, kaip kainų kanibalizacija mažina vėjo parko pajamas, kai CPF rodikliai yra mažesni nei 1. Optimistiniuose scenarijuose CPF yra didesnis nei 1, rodydamas pelningumą be kanibalizacijos poveikio.

Ši tema yra aktuali, nes pastaraisiais metais stipriai besiplėtojant atsinaujinančiai energetikai, Lietuvoje kyla poreikis jūrinių vėjo parkų plėtrai. Tam, kad atsirastų investuotojai, turi būti užtikrintas pelningumas. Skirtingų scenarijų palyginamoji ir jautrumo analizė suteikia išsamų supratimą apie sąlygas, kuriomis jūrinis vėjo parkas gali pasiekti optimalius finansinius rezultatus, prisidedant prie strateginio planavimo ir investicinių sprendimų priėmimo.

Aliulytė, Vilija. Investigation of Impact of Renewable Energy Development on Profitability of Offshore Wind Farms. Master's Final Degree Project / supervisor prof. dr. Inga Konstantinavičiūtė; Faculty of Electrical and Electronics Engineering, Kaunas University of Technology.

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

Kaunas, 2025. 51 p.

Summary

The subject of this study is a 700 MW offshore wind farm in the Baltic Sea, which represents an important step towards transitioning to a sustainable and low-carbon energy system. This transition is essential for addressing climate change issues, enhancing energy security, and meeting the growing demand for cleaner energy sources. Offshore wind turbines, characterized by high wind speeds and the ability to produce energy on a large scale, are becoming increasingly important in this process. However, their integration into the energy system is not without challenges, such as the price cannibalization effect, which reduces electricity market prices during periods of high generation and may undermine the economic viability of such investments.

The aim of the study is to evaluate the impact of renewable energy resource development on the profitability of offshore wind farms, taking into account electricity market prices and the costs of wind farm installation. The literature review covers trends in renewable energy resource development in Lithuania and globally, challenges in offshore wind farm development, and the impact of the price cannibalization effect on the profitability of offshore wind farms. The methodology involves calculating park costs and creating different scenarios to assess the impact of electricity prices on park profitability. Various scenarios of renewable energy development are evaluated for their impact on the profitability of offshore wind turbines. Pessimistic and realistic scenarios show how price cannibalization reduces wind park revenue when CPF indicators are less than 1. In optimistic scenarios, CPF is greater than 1, indicating profitability without the impact of cannibalization.

This topic is relevant because, with the rapid development of renewable energy in recent years, there is a growing need for the expansion of offshore wind farms in Lithuania. To attract investors, profitability must be ensured. Comparative and sensitivity analyses of different scenarios provide a comprehensive understanding of the conditions under which an offshore wind park can achieve optimal financial results, contributing to strategic planning and investment decision-making.

Turinys

| | |
|--|-----------|
| Paveikslų sąrašas | 7 |
| Lentelių sąrašas | 8 |
| Trumpinių sąrašas..... | 9 |
| Įvadas..... | 10 |
| 1. Atsinaujinančių energijos išteklių plėtros tendencijų ir iššūkių analizė | 12 |
| 1.1. Atsinaujinančių energijos išteklių plėtros analizė | 12 |
| 1.1.1. Atsinaujinančių energijos išteklių plėtra Lietuvoje..... | 14 |
| 1.1.2. Jūrinių vėjo parkų plėtra pasaulyje..... | 15 |
| 1.1.3. Jūrinių vėjo parkų plėtra Lietuvoje..... | 18 |
| 1.2. Atsinaujinančios energetikos plėtros iššūkiai..... | 19 |
| 1.2.1. Kainų kanibalizacijos efektas | 20 |
| 1.2.2. Neigiamos elektros kainos atsiradimo priežastys..... | 22 |
| 1.2.3. Kainų kanibalizacijos efekto ir neigiamos kainos įtaka jūrinių vėjo parko pelningumui | 25 |
| 2. Jūrinio vėjo parko pelningumo vertinimo metodika | 28 |
| 2.1. Tyrimo objektas..... | 28 |
| 2.2. Metodologijos pagrindimas | 28 |
| 2.3. Elektros kainų analizė..... | 29 |
| 2.4. Jūrinio vėjo parko įrengimo kaštai | 30 |
| 2.5. Kainų kanibalizacijos efektas | 31 |
| 2.6. Vidutinės svertinės kapitalo kainos nustatymas | 31 |
| 2.7. Svertinių elektros gamybos kaštų palyginimas | 32 |
| 2.8. Grynoji dabartinė vertė..... | 33 |
| 2.9. Vidinės gražos norma | 34 |
| 3. Jūrinio vėjo parko pelningumo vertinimas..... | 35 |
| 3.1. Jūrinio vėjo elektrinių parko duomenys | 35 |
| 3.2. Modeliuojamo parko vidutinės svertinės kapitalo kainos nustatymas | 35 |
| 3.3. Įrengimo kaštų palyginimas 10MW ir15MW turbinoms | 36 |
| 3.4. Elektros kainų scenarijai..... | 37 |
| 3.5. Grynoji dabartinė vertė..... | 37 |
| 3.6. Vidinė gražos norma ir grąža investuotojams | 38 |
| 3.7. Svertiniai elektros energijos gamybos kaštai | 39 |
| 3.8. Kainų kanibalizacijos efekto analizė | 39 |
| Išvados | 43 |
| Literatūros sąrašas | 44 |

Paveikslų sąrašas

| | | |
|----------------|--|----|
| 1 pav. | AEI instaliuotos galios dalis pasaulyje, % Šaltinis: IEA.org | 12 |
| 2 pav. | naujai įdiegtų saulės elektorinių galia, GW. Šaltinis: BloombergNEF | 13 |
| 3 pav. | Hidroelektrinių ir hidroakumuliacinių elektrinių įrengtoji galia pasaulyje. Šaltinis IEA.org | 14 |
| 4 pav. | Instaliuota jūrinių vėjo parkų galia Europoje, GW. Šaltinis: WindEurope.org | 16 |
| 5 pav. | Jūrinių vėjo elektrinių instaliuota galia Europoje. Šaltinis: WindEurope.org..... | 17 |
| 6 pav | Jūrinių vėjo elektrinių instaliuota galia pasaulyje. Šaltinis JDR..... | 17 |
| 7 pav. | Elektros kainos. Šaltinis: IEA.org | 19 |
| 8 pav. | Elektros kainos kitimas dėl ribinių kainų formavimosi efekto. Šaltinis: CLEW | 21 |
| 9 pav. | Neigiamų elektros energijos kainų formavimosi ES valstybėse 2023 m. atvejai (įvykusių atvejų skaičius). Šaltinis: IEA.org..... | 23 |
| 10 pav. | Neigiamos elektros kainos atvejai Jungtinėje Karalystėje. Šaltinis ERC. | 24 |
| 11 pav. | Svertinių elektros energijos gamybos kaštų (LCOE) palyginimas. Šaltinis: Lazard | 26 |
| 12 pav. | Grafinis vidinės gražos normos lygties sprendimas [110] | 34 |
| 13 pav. | Elektros kainų scenarijai | 37 |
| 14 pav. | Parkų NPV..... | 38 |
| 15 pav. | CP projekto ekplotavimo laikotarpiui 10 MW | 40 |
| 16 pav. | CP projekto ekplotavimo laikotarpiui 15 MW | 41 |
| 17 pav. | CPF projekto ekplotavimo laikotarpiui 10 MW..... | 42 |
| 18 pav. | CPF projekto ekplotavimo laikotarpiui 15 MW..... | 42 |

Lentelių sąrašas

| | |
|---|----|
| 1 lentelė. Generuojančių pajėgumų turimoji galia adekvatumui užtikrinti 2024–2033 m., MW (Litgrid) | 30 |
| 2 lentelė. Vėjo parko duomenys..... | 35 |
| 3 lentelė. Finansavimo duomenys | 35 |
| 4 lentelė. Statybos kaštai 10MW ir15MW turbinoms..... | 36 |
| 5 lentelė. Bendras parkų NPV | 37 |
| 6 lentelė. Parkų vidinė grąžos norma | 39 |
| 7 lentelė. Vidutinė metinė grąža investuotojams | 39 |
| 8 lentelė. Parkų LCOE rodiklis | 39 |

Trumpinių sąrašas

| Trumpinys | Reikšmė |
|-----------|--|
| AEI | Atsinaujinančių energijos išteklių ištekliai |
| CAPEX | Kapitalo išlaidos |
| CF | Užfiksavimo faktorius (ang. Capture Factor) |
| FID | Galutinis investicinis sprendimas (ang. Final Investment Decision) |
| IEA | Tarptautinė energetikos agentūra |
| KŠEJ | Kombinuota šilumos ir elektros jėgainė |
| LCOE | Svertiniai elektros energijos gamybos kaštai |
| MCP | Rinkos užfiksuota kaina (ang. Market Capture Price) |
| NPV | Grynoji dabartinė vertė (ang. Net Present Value) |
| OPEX | Veiklos sąnaudos |
| PV | Saulės elektrinė |
| ROC | Kapitalo grąža (ang. Return on Capital) |
| ROI | Investicijų grąža (ang. Return of Investment) |
| VERT | Valstybinės energetikos reguliavimo taryba |
| WACC | Vidutinė svertinė kapitalo kaina (ang. Weighted Average Cost of Capital) |

Įvadas

Perėjimas prie tvarios ir mažai anglies dioksido išmetančios energetikos sistemos visame pasaulyje vyksta sparčiai, o jūriniai vėjo parkai vaidina vis didesnę vaidmenį sprendžiant klimato kaitos problemas. Šis dinamiškas poslinkis yra pagrįstas skubiu poreikiu spręsti klimato kaitos problemas, didinti energetinį saugumą ir tenkinti augantį švaresnės energijos šaltinių poreikį. Jūrinės vėjo elektrinės, pasižyminčios aukštais vėjo greičiais ir galimybe gaminti energiją dideliu mastu. Tačiau atsinaujinančių energijos išteklių, įskaitant vėjo energiją, integracija į energetikos sistemą nėra be iššūkių. Tarp jų išsiskiria atsinaujinančios energetikos plėtros poveikis jūrinių vėjo parkų pelningumui, reikalaujantis išsamios analizės. Darbe siekiant įvertinti, kaip atsinaujinančios energetikos plėtra veikia jūrinių vėjo parkų pelningumą, atsižvelgiant į svarbius veiksnius, tokius kaip elektros energijos rinkos kainos ir įrengimo bei eksploatavimo kaštai.

Lietuvoje atsinaujinančios energetikos plėtros aktualumą patvirtina jau laimėtas pirmasis jūrinio vėjo parko konkursas, kurį 2023 metais laimėjo „Ignitis renewables“ su partneriu „Ocean Winds“, bei planuojamas antrojo parko vystymas. Nors antrasis konkursas 2024 metų pradžioje buvo paskelbtas neįvykusių dėl nepakankamo dalyvių skaičiaus – jame dalyvavo tik vienas rinkos dalyvis, tai rodo iššūkius ir rinkos sąlygų jautrumą šioje srityje. Šis faktas pabrėžia darbo svarbą, nes būtina įvertinti, kaip atsinaujinančios energetikos plėtra veikia jūrinių vėjo parkų pelningumą ir investicijų patrauklumą.

Šiame darbe siekiama išsamiai įvertinti, kaip atsinaujinančios energetikos plėtra veikia jūrinių vėjo parkų pelningumą, atsižvelgiant į esminius veiksnius, tokius kaip elektros energijos rinkos kainos bei įrengimo ir eksploatavimo kaštai. Energetikos sektoriuje vis dažniau pasireiškiantis kainų kanibalizmo reiškinys kelia reikšmingus iššūkius atsinaujinančios energijos projektų, įskaitant jūrinę energetiką, pelningumui. Kadangi šis reiškinys gali neigiamai paveikti tokių investicijų ekonominį gyvybingumą, jo pasekmių analizė tapo esminiu šio tyrimo tikslu. Darbe atliekama literatūros analizė, siekiant nuodugniai išnagrinėti atsinaujinančios energetikos plėtros mastą ir sąsają su kainos rinkomis ir kainų kanibalizmo poveikį projekto pelningumui. Ši analizė suteiks įžvalgų apie kainų kanibalizmo poveikį elektros energijos rinkos kainoms ir jūrinių vėjo parkų pelningumui, padės identifikuoti svarbiausius veiksnius, darančius įtaką šių projektų ekonominiam rezultatui.

Svarbus šio tyrimo aspektas yra patikimos metodikos sukūrimas, skirtas ištirti atsinaujinančios energetikos plėtros poveikį jūrinių vėjo parkų pelningumui. Ši metodika apima kelis nuoseklius skaičiavimus, kurie padeda išsamiai įvertinti projekto ekonominį efektyvumą. Pirmiausia, atliekama įrengimo kaštų analizė dviem skirtingos galios turbinų variantams (10 MW ir 15 MW), siekiant nustatyti ekonomiškai naudingiausią. Toliau analizuojamas kainų kanibalizacijos efektas naudojant tris skirtingus scenarijus, vertinant, kaip elektros kainos veikia kainų kanibalizmą ir parko pelningumą. Ši metodika leidžia nuodugniai įvertinti jūrinių vėjo parkų projektų ekonominį efektyvumą ir jų poveikį elektros rinkos kainoms, užtikrinant, kad investicijos būtų pagrįstos ir pelningos.

Be to, tiriami įvairių atsinaujinančios energetikos plėtros scenarijų poveikį jūrinių vėjo parkų pelningumui. Sudarant skirtingus kainų scenarijus bus vertinamas elektros kainos pakycių įtaka jūrinių vėjo parkų pelningumui. Šis tyrimas aktualus atsižvelgiant į dabartines ir būsimas energetikos rinkos sąlygas, bei suteikia suinteresuotiesiems asmenims vertingų įžvalgų strateginiam planavimui ir investicinių sprendimų priėmimui.

Darbo tikslas – įvertinti Atsinaujinančių energijos išteklių plėtros įtaką jūrinių vėjo elektrinių pelningumui atsižvelgiant į elektros energijos rinkos kainas ir vėjo elektrinių įrengimo kaštus.

Darbo uždaviniai:

1. Atlikti atsinaujinančių energijos išteklių plėtros kainų kanibalizacijos efekto elektros energijos rinkos kainoms ir pelningumui literatūros analizę;
2. Sudaryti atsinaujinančių energijos išteklių plėtros poveikio vėjo elektrinių pelningumui tyrimo metodologiją;
3. Atlikti jūrinio vėjo elektrinio parko įrengimo kaštų analizę;
4. Išanalizuoti skirtingų atsinaujinančių energijos išteklių plėtros scenarijų įtaką vėjo parko pelningumui;
5. Atlikti skirtingų scenarijų palyginamąją analizę

Taikyti tyrimo metodai - ekonominių skaičiavimų, scenarijų analizės metodai, įskaitant vidutinės svertinės kapitalo kainos (WACC), elektros gamybos kaštų (LCOE) ir grynosios dabartinės vertės (NPV) skaičiavimus, siekiant įvertinti jūrinių vėjo parkų pelningumą ir kainų kanibalizacijos poveikį pagal skirtingus elektros kainų scenarijus.

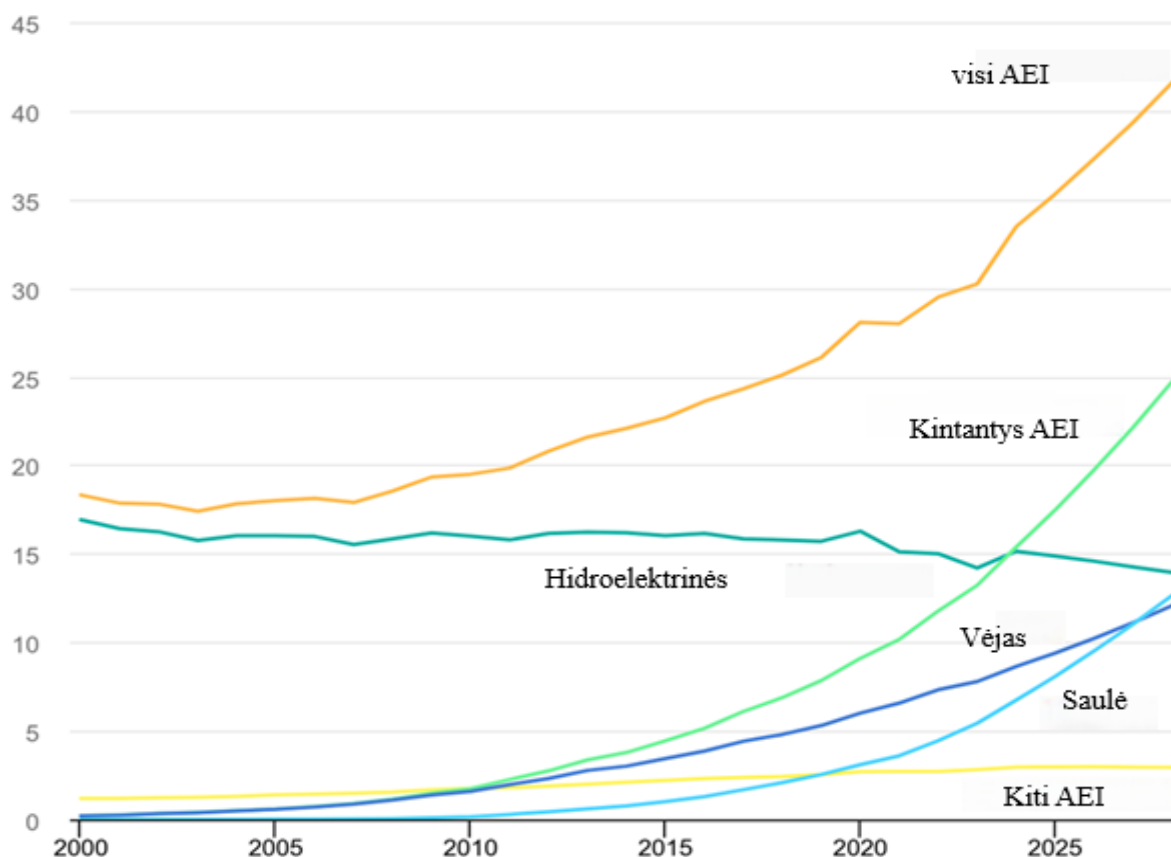
Baigiamasis magistro darbas susideda iš santraukos, turinio, lentelių, paveikslų ir santrumpų sąrašų, įvado, trijų dėstymo skyrių, išvadų bei literatūros sąrašo. Darbą sudaro 51 puslapis, 8 lentelės ir 18 paveikslų. Darbe iš viso panaudota 118 literatūros šaltinių.

1. Atsinaujinančių energijos išteklių plėtros tendencijų ir iššūkių analizė

1.1. Atsinaujinančių energijos išteklių plėtros analizė

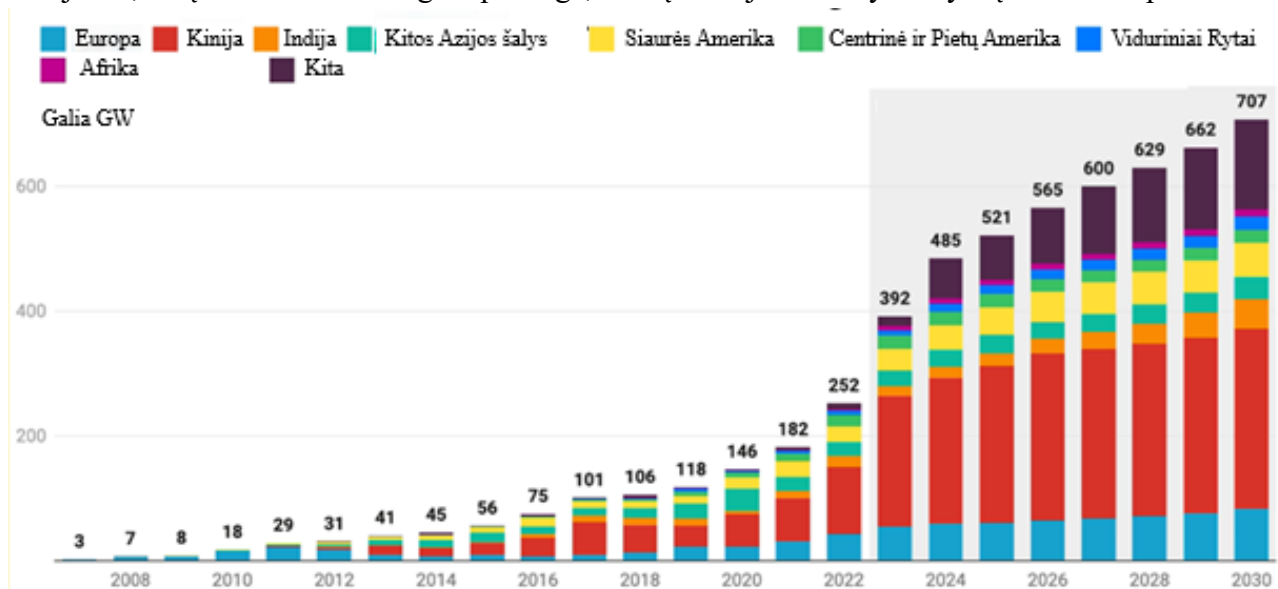
Per pastarąjį dešimtmetį atsinaujinančios energetikos sektorius pasaulyje demonstruoja stiprų augimą, žymint reikšmingą pasaulinį judėjimą link tvarių energijos šaltinių. Šis laikotarpis matė nepaprastą atsinaujinančių energijos išteklių (AEI) suvartojimo ir tiekimo didėjimą, sparčią jūrinių vėjo parkų plėtrą ir strateginių politikų bei tarptautinių susitarimų, palankių žaliosios energijos naudojimui, stiprinimą.

Nuo 2013 iki 2023 metų AEI patyrė dideles permainas. Tarptautinė energetikos agentūra (IEA) praneša, kad pasaulinė metinė atsinaujinančių energijos išteklių galios augimo apimtis išaugo beveik 50% ir pasiekė beveik 510 GW 2023 m., pabrėžiant sparčiai augantį atsinaujinančios energetikos įsisavinimą [1]. 2023 m. AEI pagaminimas siekė 30,2% pasaulio elektros, padidėjusios nuo maždaug 21,6% 2013 m. 2024 m., AEI dalis sudarė apie 46,4% visos pasaulio instaliuotos elektros energijos pajėgumo (žr.1 pav.). Tai žymi reikšmingą augimą nuo 43,1% 2023 metais, per vienerius metus padidėjęs daugiau nei trimis procentiniais punktais. Ypač instaliuotų saulės elektrinių (PV) augimas buvo apie 700%, tapdamas vienu iš svarbiausių šio šuolio veiksmu Vėjo energija neatsiliko, pagaminta energija trigubėjo dėka technologinių pažangų ir didesnių investicijų. Global Wind Energy Council (GWEC) ir Tarptautinė atsinaujinančių energijos išteklių agentūra (IRENA) pateikė duomenis, pabrėžiančius pasaulinį įsipareigojimą diversifikuoti energijos šaltinius ir mažinti priklausomybę nuo iškastinio kuro [2,3].



1 pav. AEI instaliuotos galios dalis pasaulyje, % Šaltinis: IEA.org

Saulės PV energetika buvo šios atsinaujinančios energetikos revoliucijos priešakyje. 2023 m. saulės PV instaliuota galia sudarė tris ketvirtadalius pasaulinės atsinaujinančių instaliuotos galios augimo, pabrėžiant jos dominuojantį vaidmenį sektoriaus augime [4]. Ypač Kinijos saulės PV rinka buvo itin įtakinga, to metai šalis įdiegė tiek saulės elektrinių, kiek visas pasaulis 2022 m. (žr.2 pav.) [5]. Šis stulbinantis saulės energijos augimo tempas buvo svarbus bendram atsinaujinančiųjų išteklių didėjimui, kurį skatino technologinė pažanga, kainų mažėjimas ir vyriausybių remiamos politikos.

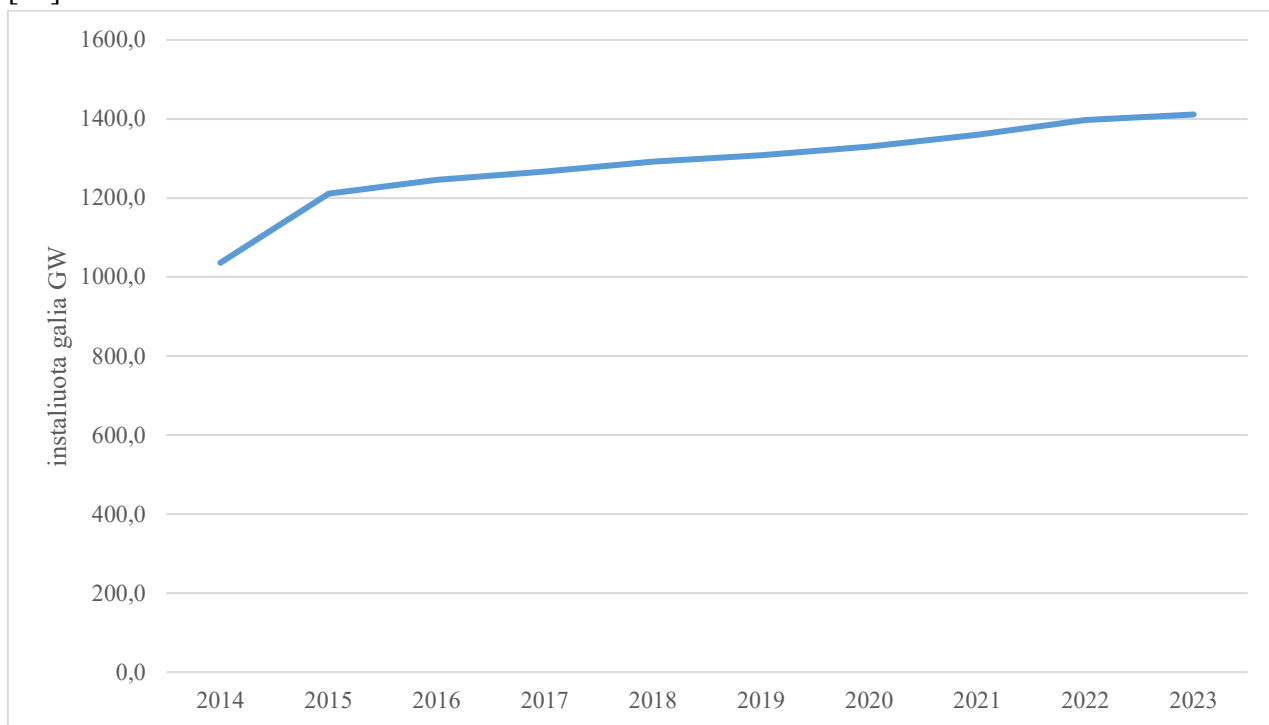


2 pav. naujai įdiegtų saulės elektrinių galia, GW. Šaltinis: BloombergNEF

Nors vėjo ir saulės energetikos dominavimas atsinaujinančiųjų išteklių sektoriuje neabejotinas, tokie AEI šaltiniai kaip bioenergija ir hidroenergija taip pat atliko svarbų vaidmenį [6]. Bioenergija, kuri gaunama iš organinių medžiagų, pavyzdžiui, biomasės, žemės ūkio atliekų ir šiukšlių, užfiksavo pastovų augimą per pastarąjį dešimtmetį [7]. Technologinė pažanga biokuro gamyboje, ženkliai padidino bioenergetikos dalį pasauliniame energetikos sektoriuje. 2013 m. pasaulinė bioenergetikos gamyba siekė maždaug 50 GWh. Iki 2023 metų šis skaičius išaugo iki maždaug 120 GWh, tai reiškia išspūdingą 140% padidėjimą per dešimtmetį [8]. Per pastarąjį dešimtmetį visame pasaulyje buvo pradėta eksploatuoti maždaug 500 naujų bioenergetikos elektrinių [9]. Šios naudoja įvairias žaliavas, įskaitant žemės ūkio atliekas, miško biomasę ir organines atliekas [10]. Šalys, tokios kaip Švedija, Suomija ir Brazilija, sėkmingai integruoja bioenergiją į savo energetikos sistemas, tapdamos pavyzdžiais. Švedijos padidėjęs sunaudojimas biomasės rajoniniam šildymui ir elektros gamybai ženkliai sumažino jos priklausomybę nuo iškastinio kuro.

Hidroenergija, būdama viena seniausių AEI formų, ilgą laiką buvo laikoma energetikos sektoriaus stuburu [11]. Pastarasis dešimtmetis matė pastangas ne tik didinti esamų hidroelektrinių efektyvumą, bet ir pradėti naujus projektus, šioje srityje pirmaujant Kinijai, Brazilijai ir Kanadai [12]. Hidroakumuliacinės elektrinės, kaip viena iš hidroenergijos formų, sulaukė dėmesio kaip priemonė tinklo balansavimui ir energijos kaupimui [13]. 2023 m. pasaulinis hidroelektrinių pajėgumas siekė 1411,3 GW, nuo 2014 iki 2023 metų, matomas nuoseklus augimas. 2014 m. instaliuota galia siekė 1036,0 GW, o per devynerius metus šis skaičius išaugo iki 1411,3 GW 2023 m. (žr.3 pav.) [14]. Tai atspindi bendrą tendenciją hidroenergetikos sektoriuje, kuris, nepaisant tam tikrų iššūkių, toliau plečiasi. Tačiau, nepaisant šių investicijų ir pajėgumo plėtros, hidroenergetikos dalis pagamintoje atsinaujinančioje energijoje per pastaruosius metus iš tiesų šiek tiek sumažėjo - nuo 16% 2013 m. iki 14,2% 2023 m. [15] Šis mažėjimas gali būti aiškinamas keliomis priežastimis. Pirma, greitas kitų AEI

formų, pavyzdžiui, saulės ir vėjo, augimas reiškia, kad hidroenergetikos dalis bendrame mišinyje mažėja. Antra, vis didesnę vaidmenį vaidina aplinkosauginiai aspektai, susiję su didelėmis hidroelektrinėmis ir jų poveikiu vietiniams vandens ekosistemoms [16]. Mažos hidroenergetikos projektai, kurie paprastai turi mažesnę neigiamą poveikį aplinkai ir gali būti greičiau įgyvendinti, sulaukė didesnio dėmesio. 2019 m. mažos hidroenergetikos projektai visame pasaulyje gavo apie 2,5 mlrd. JAV dolerių finansavimą ir tikimasi, kad ši suma išaugs iki 2,6 mlrd. JAV dolerių iki 2030 metų [17].



3 pav. Hidroelektrinių ir hidroakumuliacinių elektrinių įrengtoji galia pasaulyje. Šaltinis IEA.org

1.1.1. Atsinaujinančių energijos išteklių plėtra Lietuvoje

Per pastarąjį dešimtmetį Lietuva padarė reikšmingą pažangą plėtodama atsinaujinančios energetikos sektorių, sutelkdama dėmesį į saulės, vėjo ir biomasės energiją, taip pat pastebimai pasistūmėjo hidroenergetikos srityje. AEI dalis Lietuvoje šiuo metu sudaro apie 30 procentus viso šalies elektros energijos suvartojimo, rodydama pastebimą augimą pastaraisiais metais. Iki 2023 metų pabaigos bendra AEI įdiegta galia pasiekė daugiau nei 2,3 GW, kas yra beveik tris kartus daugiau nei 2020 metų pabaigoje užfiksuotas rodiklis [19].

Šalyje stebimas reikšmingas saulės elektrinių įrengimo padidėjimas, iki 2023 m. pasiekęs maždaug 1,2 GW. [20] Šis augimas buvo paskatintas sąskaitos nustatymo ir užmokesčio už elektros energiją tarifų priėmimu, skatinant tiek gyventojų, tiek komercinių PV diegimą.

Vėjo elektrinės taip pat žymiai prisidėjo prie Lietuvos atsinaujinančių energijos, bendra įdiegta galia 2023 m. pasiekė apie 1,22 GW režimu [21]. Tai atspindi šalies įsipareigojimą AEI. Nepaisant to, kad 2023 m. naujų įrenginių įdiegimo tempas šiek tiek sulėtėjo - įdiegta apie 280 MW, palyginti su 370 MW 2022 m., Lietuvos vėjo energetikos sektorius demonstruoja teigiamą judėjimą [22]. Anksčiau pradėti veikti vėjo parkai sėkmingai gamino ir tiekė elektros energiją į šalies tinklą, o pagamintos elektros energijos kiekiai augo ne po truputį, o kartais.

Be to, Valstybinės energetikos reguliavimo tarybos (VERT) duomenimis, 2023m pabaigos jau buvo išduota 35 leidimai hibridinėms elektrinėms vystyti, kuriose planuojama vėjo elektrinių galia viršija 470 MW [23]. Tai atspindi didėjančią susidomėjimą hibridinėmis sistemomis, kurios derina vėjo energiją su kitomis AEI formomis, siūlydamos perspektyvią galimybę toliau įvairinti ir stiprinti Lietuvos energetikos portfelį [24].

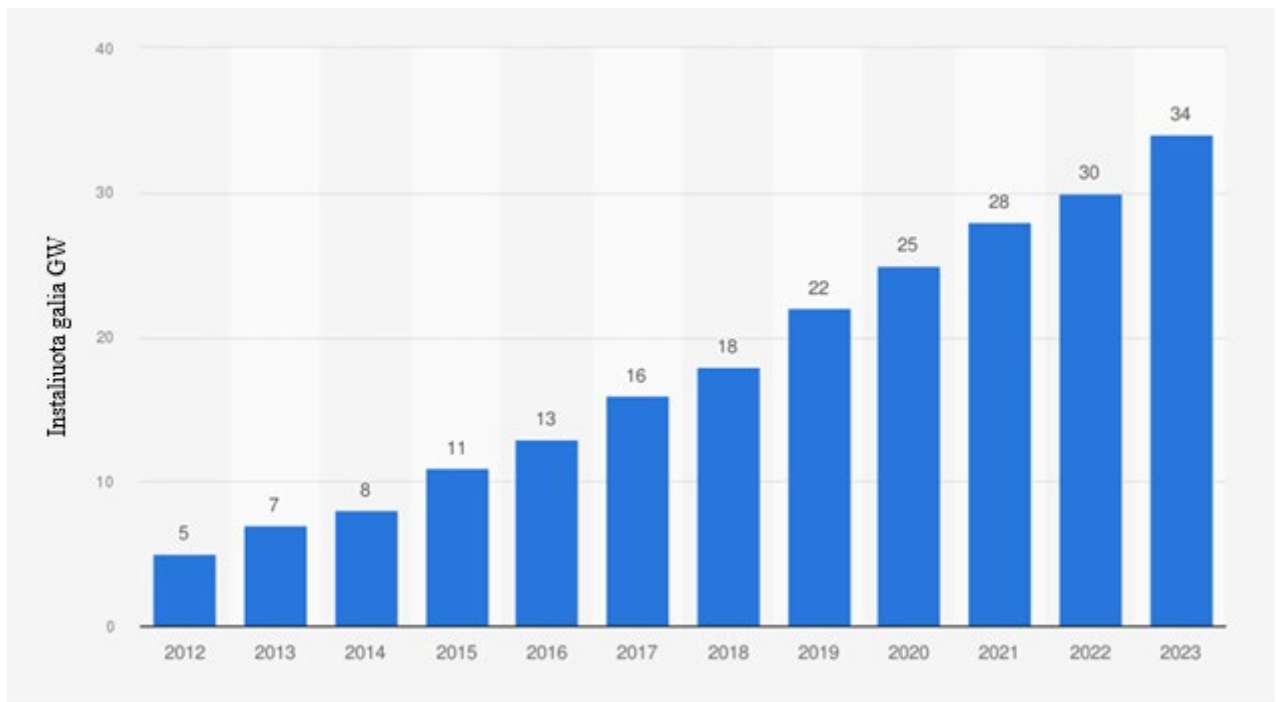
Biomasė vaidina svarbų vaidmenį Lietuvos energetikos sektoriuje, ypač rajoninių šildymo sistemų ir kombinuotų šilumos ir elektros jėgainių (KŠEJ) srityje. Biomasės suvartojimas energetikos tikslais nuolat didėjo, pasiekdamas maždaug 2,5 TWh per metus [25]. Be to, Lietuva gamina hidroenergiją iš dviejų hidroelektrinių visoje šalyje, bendra galia siekiant 1000,8 MW [26]. Tai pabrėžia hidroenergijos svarbą didinant energetinį saugumą ir prisidedant prie Lietuvos švarios energetikos tikslų.

1.1.2. Jūrinių vėjo parkų plėtra pasaulyje

Perėjimas prie AEI visame pasaulyje atskleidžia žymią pažangą ir inovacijų diegimą, ypač jūrinių vėjo parkų sektoriuje, kuris pastarąjį dešimtmetį patyrė reikšmingą augimą. Šis sektorius, kaip svarbi atsinaujinančios energetikos dalis, rodo, kaip naujos technologijos gali transformuoti energetikos sektorių, suteikdamos naujų galimybių tiek energetiniam saugumui, tiek klimato kaitos švelninimui [27].

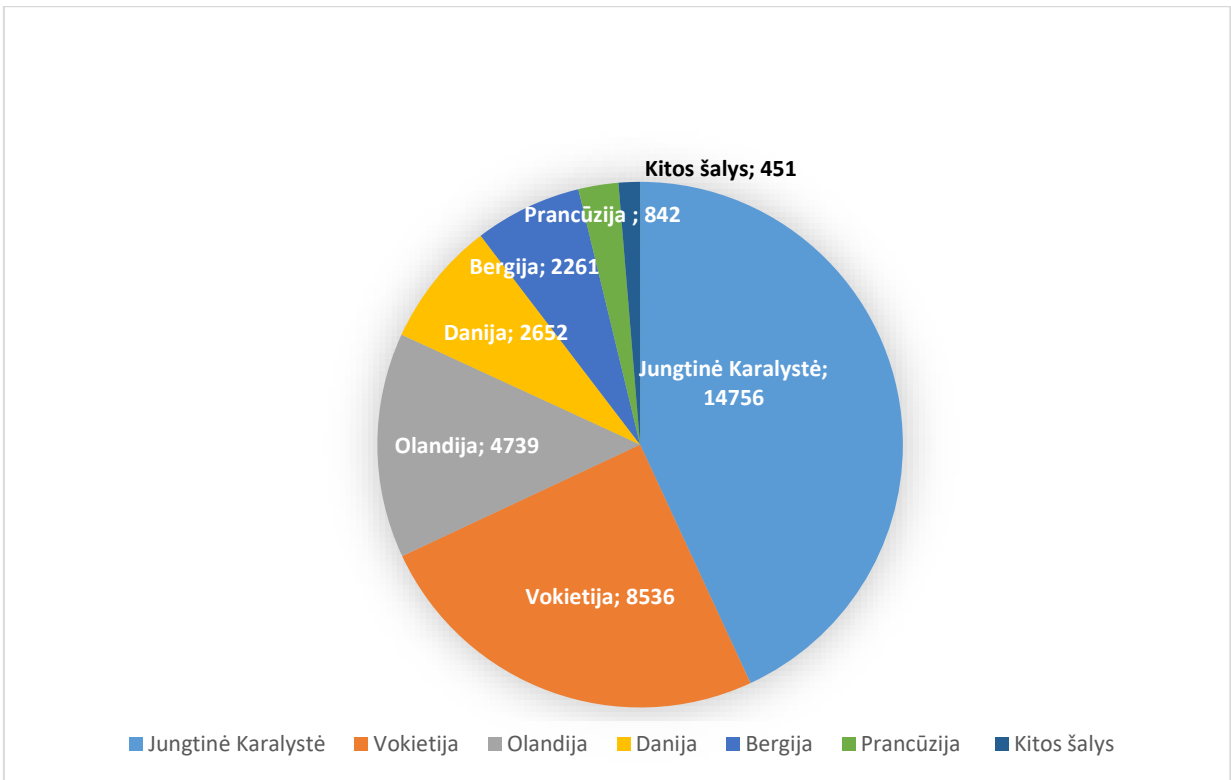
Europa ir toliau vadovauja jūrinės vėjo energetikos srityje. Šalys kaip Danija, Nyderlandai ir Jungtinė Karalystė išsiskyrė kaip pionieriai, nustatydamos ambicingus tikslus jūrinių vėjo elektrinių plėtrai. Bendradarbiavimas Europos Sąjungoje atliko svarbų vaidmenį palengvinant tarpvalstybinį perdavimą ir projektų plėtojimą [28]. Azijoje, Kinija sparčiai didino savo jūrinės vėjo sektorių, išnaudodama savo didžiulę pakrantę. Taivanas, Japonija ir Pietų Korėja taip pat padarė reikšmingus žingsnius plėtodami jūrines vėjo elektrines, siekdamos patenkinti augančius energetikos poreikius mažinant šiltnamio efekto dujų emisijas [29]. Jungtinėse Valstijose, ypač Atlanto vandenyno pakrantėje, matėsi jūrinių vėjo projektų antplūdis, kurį skatino valstybių politika, federalinė parama ir partnerystė su pramonės suinteresuotaisiais asmenimis [30].

Iki 2023 metų pasaulio jūrinių vėjo elektrinių instaliuota galia išaugo iki 75,2 GW, rodydama 24% padidėjimą, palyginti su 2022 m., ir tapdama antru didžiausiu metiniu plėtros tempu [31]. 2013 m. Europos bendra jūrinių vėjo elektrinių instaliuota galia buvo nedidelė – 5 GW. Iki 2023 metų pabaigos šis skaičius išaugo iki įspūdingų 34 GW (žr. 4 pav.), žymint svarbų žingsnį vėjo energijos panaudojimo elektros gamybai srityje [32]. Šis Europinis ir pasaulinis augimas yra akivaizdus ženklas, rodantis, kad jūrinės vėjo elektrinių tampa vis svarbesnės siekiant diversifikuoti pasaulio energijos išteklius ir mažinti priklausomybę nuo iškastinio kuro.

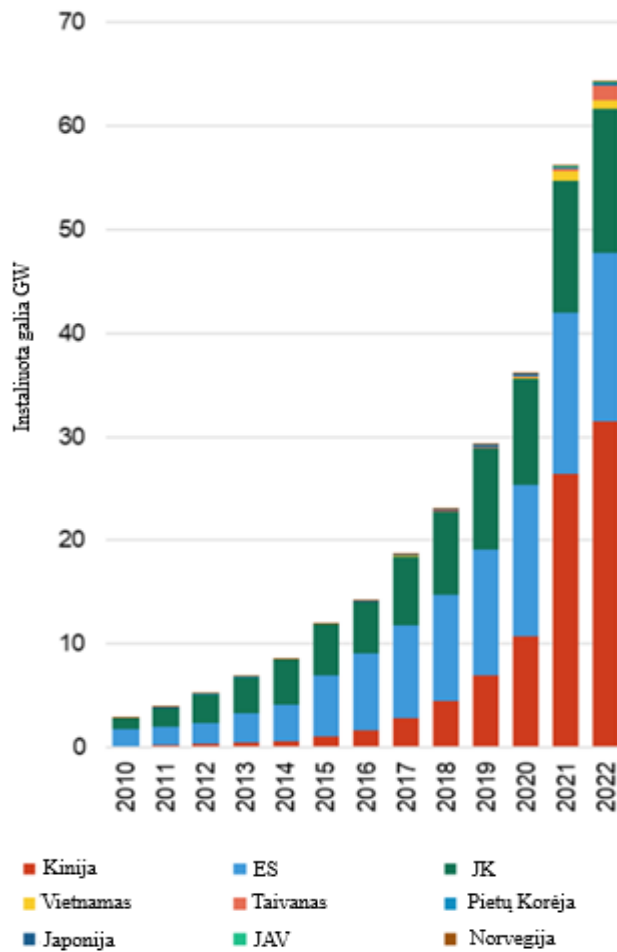


4 pav. Instaliuota jūrinių vėjo parkų galia Europoje, GW. Šaltinis: WindEurope.org

2023 m. Jungtinė Karalystė išsiskyrė kaip viena iš lyderiaujančių šalių jūrinės vėjo energetikos srityje, turėdama įdiegtą 14756 MW galią (žr. 5 pav.) [33]. Tai sudarė apie 43% visos Europos jūrinės vėjo energetikos rinkos, parodant JK svarbą ir indėlį į šio sektoriaus plėtrą. Vokietija taip pat užėmė svarbią poziciją Europoje su 8536 MW įdiegta galia [34]. Kinija, kaip lyderiaujanti šalis pasaulyje jūrinių vėjo energetikos sektoriuje, 2023 m. pasižymėjo išpūdingu pasiekimu – pradėjo operuoti 25 naujus jūrinius vėjo elektrinių parkus [35]. Šių naujų parkų bendra suinstaliuota galia siekė 9,8 GW, leidžiant Kinijai pasiekti bendrą 31,4 GW jūrinės vėjo energetikos pajėgumą (žr. 6 pav.) [35]. Iki 2023 metų pabaigos Kinija turi 105 veikiančius jūrinius vėjo elektrinių parkus ir lenkia antroje vietoje esančią Jungtinę Karalystę su 39 parkais. Tokiu būdu Kinija sudaro daugiau nei 41% visos pasaulio jūrinių vėjo parkų rinkos, tvirtai įsitvirtindama kaip globalus šios srities lyderis [36].



5 pav. Jūrinių vėjo elektrinių instalēta gālia Europoje. Šaltinis: WindEurope.org



6 pav. Jūrinių vėjo elektrinių instalēta gālia pasaulyje. Šaltinis JDR

Tokios šalys su plačiomis pakrantėmis kaip Jungtinė Karalystė, Vokietija ir Kinija aktyviai investavo į jūrines vėjo projektus [37]. Šios pastangos padėjo diversifikuoti jų energetikos portfelius ir sumažinti priklausomybę nuo iškastinio kuro. Tuo tarpu žemyninė vėjo energija ir toliau vaidina svarbų vaidmenį nacionalinėse energetikos strategijose, šalys kaip Jungtinės Valstijos, Indija ir Brazilija ženkliai didino savo krantinės vėjo elektrinės ir integruodamos ją į savo tinklus[38].

Atsižvelgiant į tai, kad pasaulinė jūrinių vėjo parkų plėtra pastaraisiais metais išgyveno reikšmingą augimą ir prognozuojama, kad šis augimas nesustos. Naujausi tyrimai ir prognozės atskleidžia sparčią jūrinių vėjo parkų plėtrą ir jų neatsiejamą vaidmenį siekiant nulinės išmetamo anglies dioksido kiekio tikslų [39]. Pasaulinė jūrinės vėjo energetikos instaliuota galia, kaip pabrėžiama BloombergNEF 2023 m. ataskaitoje, turėtų išaugti šešis kartus ir pasiekti 114,9 GW iki 2030 m [40]. Remiantis 2022 m. Adrijana Buljan straipsniu, prognozuojama, kad iki 2050 m. jūrinių vėjo elektrinių pajėgumai išaugs 56 kartus, pabrėžiant šio sektoriaus galimybę ženkliai prisidėti prie žaliosios vandenilio gamybos [41]. Jūrinių vėjo parkų plėtra ne tik apie elektros energijos gamybą; tai apie energetikos sektoriaus pertvarą per tvarias praktikas, kurios taip pat leidžia gaminti žaliajį vandenilį, žyminčią pasislinkimą link vandenilio ekonomikos ir energijos panaudojimo įvairinimo.

Po COVID-19 pandemijos ir karo Ukrainoje sukeltos nestabilumo laikotarpio, žaliavų kainos jau pradeda kristi, o rinka stabilizuojasi, kartu su palūkanų normomis rodydamos ženklus mažėjimo požymius. Tai sudaro palankesnes sąlygas jūrinių vėjo parkų plėtrai, ypač atsižvelgiant į 2024 metus, kai planuojama įgyvendinti naujus aukcionus, siekiant pridėti beveik 50 GW naujų jūrinių vėjo parkų visame pasaulyje [42]. Tačiau dauguma šių parkų pradės veikti tik 2032–2034 m. , pabrėžiant ilgalaikius projektų įgyvendinimo laikotarpius. Vyriausybės ir reguliavimo institucijos aktyviai ieško būdų palengvinti šią plėtrą, įgyvendindamos subsidijų schemas, pavyzdžiui, JK vyriausybės sprendimą 66% padidinti subsidijų dydį jūriniams vėjo parkams. Šie veiksmai rodo išipareigojimą skatinti atsinaujinančios energetikos sektoriaus augimą ir prisidėti prie tvarios energetikos ateities bei klimato kaitos mažinimo tikslų.

1.1.3. Jūrinių vėjo parkų plėtra Lietuvoje

Lietuvos planai plėtoti jūrinius vėjo parkus yra neatskiriama šalies energetinės nepriklausomybės strategijos dalis. Siekiant radikaliai didinti elektros gamybą iš AEI, šie projektai yra gyvybiškai svarbūs mažinant Lietuvos priklausomybę nuo importuojamos elektros ir siekiant užtikrinti žemesnes elektros kainas Lietuvos gyventojams.

Planuojama, kad bus įgyvendinti du vėjo parkai su bendra 1,4 GW galia, kurie kasmet pagamins iki 6 TWh žaliosios elektros. Tai turėtų patenkinti iki pusės šiuo metu Lietuvoje suvartojamos elektros. Be to, šie projektai tikėtina pritrauks apie 3 milijardus eurų investicijų ir sukurs daugiau nei 1 300 naujų darbo vietų [43].

2023 metų pirmasis aukcionas, kuriame nugalėjo "Ignitis Group" ir "OceanWinds" konsorciumas, pasiūlęs 20 milijonų eurų už projekto vystymą, parodė tvirtą pramonės pasirengimą šios srities plėtrai. Planuojamas antrasis aukcionas 2024 m. pavasarį leis toliau stiprinti šį sektorių [44].

Pirmojo aukciono laimėtojai įgijo teisę eksploatuoti teritoriją 41 metus, su planais pradėti veiklą 2030 m. ir generuoti iki 3 TWh elektros per metus, kas sudarytų apie 25 proc. šiuo metu Lietuvoje suvartojamos elektros [45].

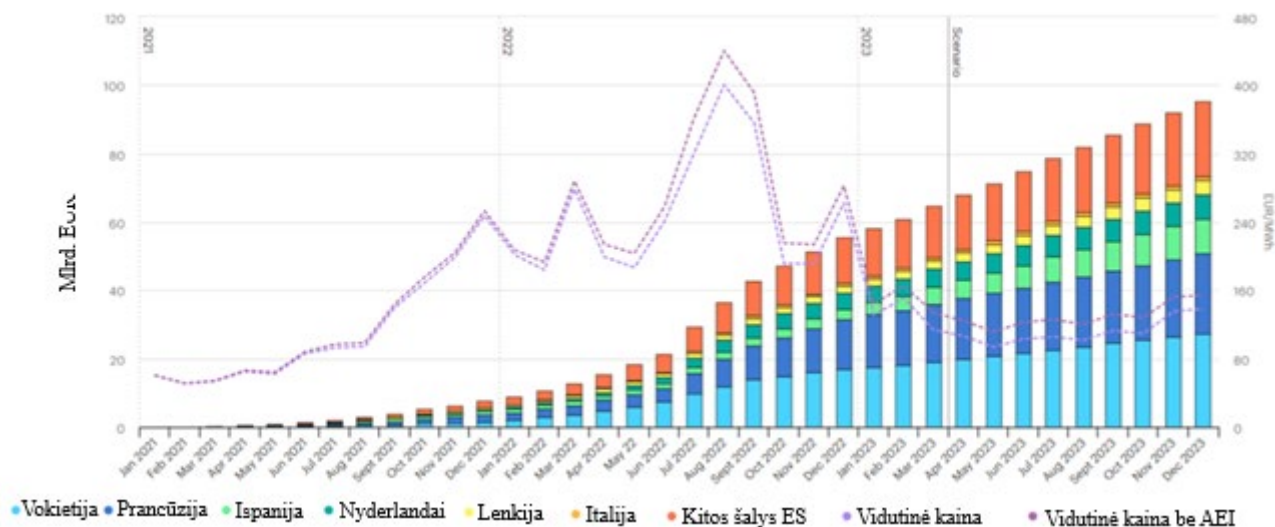
Antrasis aukcionas bus organizuojamas remiantis "CfD" (Contract for Difference - Skirtumų sutartis) modeliu, kuris leis siūlyti kainą intervale nuo 64,31 eurų už MWh iki 107,18 eurų už MWh. Šis modelis yra vertinamas kaip stabiliau veikianti sistema, skatinanti jūrų vėjo energetikos plėtrą, palyginti su pirmajame aukcione taikytu modeliu [46].

Šios iniciatyvos yra svarbi Lietuvos strategijos, kuria siekiama iki 2030 metų pagaminti daugiau nei 90 procentų elektros iš AEI [47]. Šie planai atspindi šalies pastangas mažinti priklausomybę nuo iškastinio kuro ir prisidėti prie tvarios energetikos bei klimato kaitos švelninimo globaliose pastangose.

1.2. Atsinaujinančios energetikos plėtros iššūkiai

Atsižvelgiant į tai, kad AEI, tokių kaip jūrinių vėjo parkų, sparčiai vystosi, kyla unikalūs iššūkiai. Vienas pagrindinių klausimų yra AEI gamybos neprognozuotumas [48]. Skirtingai nei tradiciniai energijos ištekliai, AEI gamyba labai priklauso nuo oro sąlygų, kurias gali būti sunku tiksliai prognozuoti. Tai gali sukelti per didelės gamybos laikotarpius, kai paklausa yra maža, ir per mažos gamybos laikotarpius, kai paklausa yra didelė. Pavyzdžiui, vėjuota diena gali sukelti energijos gamybos iš vėjo parkų šuolį, tačiau jei tai sutampa su mažos paklausos laikotarpiu, perteklinė energija gali nueiti veltui. Atvirkščiai, per didelės paklausos laikotarpius, jei nėra vėjo arba nespinduliuoja saulė, AEI gali nepakakti, kad patenkintų paklausą.

Kitas iššūkis yra galimas poveikis elektros kainoms. Didėjant atsinaujinančių energijos išteklių pasiūlai, gali sumažėti elektros kainos (žr. 7 pav.) [49]. Nors tai yra gera naujiena vartotojams, tai gali paveikti AEI projektų pelningumą. Mažesnės elektros kainos reiškia mažesnes pajamas energijos gamintojams, dėl ko jiems gali būti sunkiau atgauti investicijų išlaidas ir tai galėtų sulėtinti ateities AEI plėtrą [50]. Šis poveikis pelningumui yra ypač svarbus jūriniams vėjo parkams dėl jų didelių pradinių investicijų ir eksploataavimo išlaidų. Elektros energijos kainų sumažėjimas gali paveikti esamų ir būsimų jūrinių vėjo projektų ekonominį gyvybingumą, apsunkindamas būtinų finansavimo šaltinių pritraukimą ir norimų investicijų gražos pasiekimą.



7 pav. Elektros kainos. Šaltinis: IEA.org

Atsinaujinančių energijos išteklių integracija Europoje tarp 2021 ir 2023 metų atliko lemiamą vaidmenį regiono energetikos ekonomikoje. Šiuo laikotarpiu buvo įdiegta reikšminga saulės ir vėjo

energijos pajėgumų dalis, kuri, Tarptautinės energetikos agentūros (IEA) duomenimis, lėmė maždaug 100 milijardų eurų energijos sąnaudų sutaupymą regionui [51]. Šie sutaupymai iš esmės buvo priskirti šių AEI įrenginių sušvelninimo poveikiui kainų šuoliams, kurie buvo sukelti Rusijos invazijos į Ukrainą ir tuo pačiu metu branduolinės bei hidroenergijos gamybos sumažėjimu. Dėl to vidutinė didmeninė elektros energijos kaina buvo pastebimai sumažinta; be naujų AEI projektų įnašo, 2022 metų kaina būtų buvusi 8% aukštesnė. IEA toliau skaičiuoja, kad nesant šių AEI įrenginių, vidutinės didmeninės elektros energijos kainos būtų padidėjusios maždaug 3% 2021 m. , 8% 2022 m. ir 15% 2023 m. , taip padidinant elektros tiekimo išlaidas visai Europos Sąjungai apie 100 milijardų eurų.

AEI diegimas Europoje nuo 2021 iki 2023 metų ženkliai paveikė elektros energijos kainodaros dinamiką, suteikdamas milijardus eurų sutaupymų europiečiams ir pabrėždamas atsinaujinančių energijos išteklių kritinę svarbą ne tik siekiant klimato tikslų, bet ir stiprinant energetinį saugumą.

Energijos pertekliaus generavimo reiškinys mažo paklausos laikotarpiu kelia didelį iššūkį energetikos tinklui [52]. Šis reiškinys, ypač jūrinių vėjo parkų kontekste, atspindi svarbų iššūkį ir galimybę AEI sektoriuje. Jūriniai vėjo parkai, žinomi dėl savo didelio energijos kiekius dėl stipresnių ir nuoseklesnių vėjų lyginant su sausumos parkais, dažnai gamina reikšmingus elektros kiekius. Ši galimybė, nors iš esmės teigiama, gali sukelti laikotarpius, kai pagaminta elektra viršija paklausą, ypač ne piko valandomis ar kai vėjo sąlygos yra ypač palankios [53]. Kalbant apie Lietuvoje planuojama jūrinį vėjo parką, iššūkis čia nėra tik perteklius, bet ir ribotas sujungimas su platesniais Europos tinklais, kuris gali apriboti perteklinės energijos eksportą. Tai reikalauja reikšmingų investicijų į infrastruktūrą, technologijų plėtrą ir tarptautinį bendradarbiavimą. Be to, didesnės išlaidos infrastruktūrai ne tik padidina paties parko įrengimo kainą, bet ir perteklinė energijos gamyba gali sumažinti elektros kainą rinkoje. Šie du aspektai – didesnės pradinės investicijos ir mažesnės elektros kainos dėl perteklinės gamybos – labai prisideda prie parko pelningumo mažėjimo, sudarant iššūkius jūrinių vėjo parkų ekonominiam gyvybingumui ilgalaikiu požiūriu.

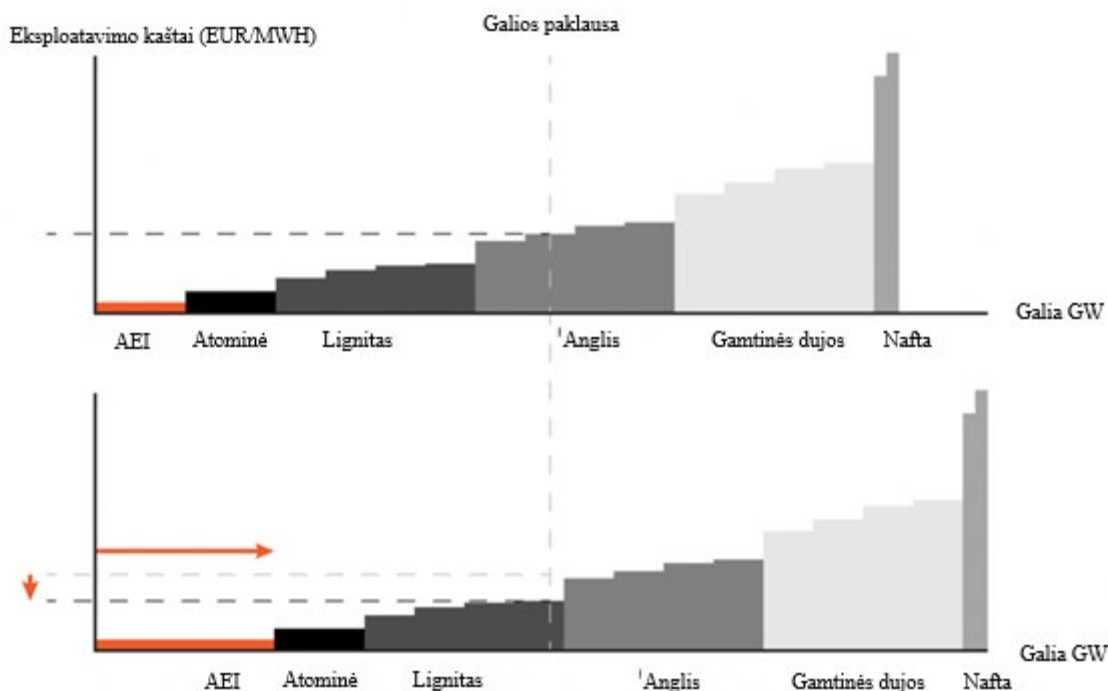
1.2.1. Kainų kanibalizacijos efektas

Tęsiant mintį apie atsinaujinančios energetikos plėtos iššūkius, susijusius su mažėjančiomis kainomis ir perkrova, svarbu pabrėžti, kad ši plėtra taip pat skatina kainų kanibalizaciją. Kainų kanibalizacija energetikos sektoriuje reiškia reiškinį, kai į elektros tinklą patenka didelis atsinaujinančių energijos, pavyzdžiui, vėjo ir saulės, elektros energijos kiekis, dėl ko sumažėja elektros energijos kainos [54]. Tai vyksta todėl, kad atsinaujinančių išteklių ribiniai kaštai yra žemi; įrengus šaltinius, papildomos elektros energijos gamybos kaštai yra santykinai maži, leidžiant jiems pasiūlyti elektros energiją už mažesnes kainas. Kai AEI gamina didelę elektros energijos dalį, ypač per pikines gamybos valandas ar palankiomis oro sąlygomis, jie gali persotinti rinką, mažindami bendrą elektros energijos kainą. Nors tai naudinga vartotojams dėl mažesnių energetikos išlaidų, šis poveikis gali kelti iššūkius tiek atsinaujinančiųjų, tiek įprastų energijos projektų pelningumui. Ypač atsinaujinančiųjų projektams, kuriems reikalingos didelės pradinės investicijos, kaip jūriniams vėjo parkams, kainų kanibalizacija gali apsunkinti investicijų išlaidų atgavimą ir paveikti ilgalaikį finansinį tvarumą [55]. Ši dinamika pabrėžia energetikos rinkos reformų ir inovacijų energijos kaupimo bei tinklo valdymo srityse poreikį, siekiant pritaikyti augantį AEI dalį, tuo pačiu išlaikant stabilų ir pelningą energetikos sektorių.

Tradicinėse energetikos rinkose kainos paprastai nustatomos pagal pasiūlos ir paklausos pusiausvyrą. Tačiau AEI, kurių ribiniai kaštai yra labai žemi (papildomos elektros energijos vieneto gamybos

kaštai yra artimi nuliui), įvedimas trikdo šią pusiausvyrą [56]. Kai vėjas pučia arba šviečia saulė, AEI gali užtvindyti rinką mažos kainos elektros energija, mažindami kainas. Kainų kanibalizacijos efektas gali turėti platesnes ekonomines pasekmes energetikos sektoriui. Tai gali atgrasyti nuo naujų AEI projektų, taip pat būtinų elektros tinklo atnaujinimų ir energijos saugojimo sprendimų investicijų, nes nepastovios pajamų srautai apsunkina finansavimo pritraukimą. Problemos sprendimas reikalauja politikos ir rinkos mechanizmų, kurie galėtų prisitaikyti prie AEI unikalių ypatybių. Sprendimai gali apimti lankstesnių energetikos rinkų įgyvendinimą, investicijas į energijos saugojimą, elektros tinklo infrastruktūros gerinimą ir finansinių priemonių ar rinkos taisyklių kūrimą, kurie galėtų suteikti stabilias pajamų srautus AEI projektams.

Kainų kanibalizacijos efektas glaudžiai susijęs su ribinių kainų formavimosi (Merit Order Effect) elektros energijos rinkose. Tai reiškiny, pastebimas energetikos rinkoje, kai energijos išteklių yra rūšiuojami ir paskirstomi pagal jų ribines išlaidas (žr. 8 pav.) [57]. Elektrinės su mažiausiomis ribinėmis išlaidomis yra pirmosios, kurios pradeda gaminti energiją, o elektrinės su didžiausiomis ribinėmis išlaidomis yra paskutinės. Atsinaujinantys energijos išteklių, tokie kaip vėjo ir saulės energija, turi labai mažas ribines išlaidas, nes jiems nereikia mokėti už kuras. Todėl jie dažnai yra pirmieji, kurie pradeda gaminti energiją, dėl ko sumažėja bendros elektros energijos kainos



8 pav. Elektros kainos kitimas dėl ribinių kainų formavimosi efekto. Šaltinis: CLEW

Pagrindinis skirtumas tarp šių dviejų reiškinių yra jų poveikis energetikos rinkai. Nors abu reiškiniai gali sumažinti elektros energijos kainas, Merit Order Effect yra platesnis sąvokas, taikomas visų rūšių energijos gamybai ir grindžiamas ekonominiu paskirstymo principu [58]. Kainų kanibalizacija, tačiau, konkrečiai nurodo AEI poveikį elektros energijos kainoms. Tai pabrėžia iššūkius, su kuriais susiduria AEI, didėjant jų rinkos daliai.

Vis dėlto svarbu pažymėti, kad kainų kanibalizacija galima sušvelninti. Pavyzdžiui, augantis baterijų saugojimo, vandenilio elektrolizės ir paklausos lankstumo vaidmuo gali atsvirti kanibalizacijos efektą [59]. Politikai taip pat turi galimybių išvengti kainų kanibalizacijos, pavyzdžiui, protingai

projektuojant AEI palaikymą, siekiant užtikrinti, kad realaus laiko kainos nebūtų iškraipytos, ir investuojant į jungtis bei rinkos integraciją.

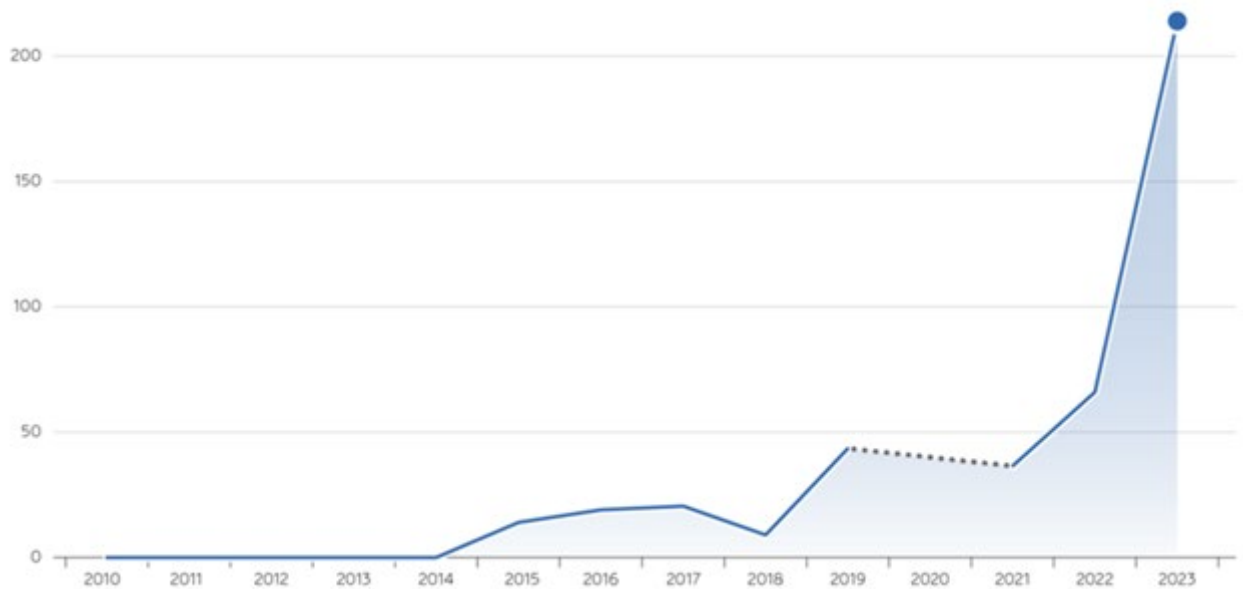
1.2.2. Neigiamos elektros kainos atsiradimo priežastys

Kainų kanibalizacija buvo nustatytas kaip pagrindinis veiksnys, prisidedantis prie neigiamų elektros energijos kainų atsiradimo tam tikrose rinkose. Neigiamos elektros energijos kainos atsiranda, kai yra per didelė energijos gamyba ir per mažas paklausa [60]. Tai gali atsitikti, kai atsinaujinantys energijos ištekliai, tokie kaip vėjo ir saulės energija, gamina daugiau elektros energijos nei tinklas gali suvartoti. Kai tai atsitinka, energijos gamintojai gali mokėti vartotojams už tai, kad jie pašalintų perteklinę elektros energiją iš tinklo, siekdami suderinti pasiūlą ir paklausą. Kainų kanibalizacijos efektas ir jo indėlis į neigiamas elektros energijos kainas gali būti suprantamas per AEI operacines ir ekonomines charakteristikas. Pavyzdžiui, jūrinių vėjo parkų aukštos išankstinės kapitalo sąnaudos, bet santykinai žemos veikimo sąnaudos, kai jie jau veikia, skatina juos dirbti, kai tik vėjo sąlygos leidžia, nepaisant esamų elektros energijos rinkos kainų. Kai įdiegiama daugiau atsinaujinančių energijos, ypač vietovėse su stipriais ir nuosekliais vėjo ištekliais, šių išteklių bendra elektros energijos gamyba gali viršyti paklausą per laikotarpius, kai vėjo pasiūla didelė, bet vartotojų paklausa maža.

Neigiamos elektros energijos kainos taip pat gali būti sukeltos nelanksčios energijos gamybos. Tradicinės elektrinės, pavyzdžiui, branduolinės ar anglimi kūrenamos, yra sukurtos nuolatiniam veikimui ir negali lengvai koreguoti savo gamybos atsižvelgdamos į svyravimus paklausoje ar AEI pasiūloje [61]. Dėl to, kad jų išjungimas ir vėl įjungimas yra brangesnis nei veikimas, jos gali tęsti elektros gamybą net esant mažai paklausai, taip prisidedant prie pertekliaus. Maža paklausa, kuri yra būdinga tam tikriems dienos laikams ar metų periodams, pavyzdžiui, nakties metu ar per šventes, dar labiau didina nesutapimus tarp pasiūlos ir paklauskos, ypač kai tai derinama su didele AEI gamyba. Dar vienas veiksnys yra perdavimo apribojimai. Kartais elektros energija negali būti efektyviai pervežta iš gamybos vietos į vartojimo vietą dėl perdavimo tinklo apribojimų. Tai ypač aktualu regionams su dideliu AEI gamybos pajėgumu, kurie negali eksportuoti savo perteklinės elektros į didelės paklauskos sritis ir dėl to gali susidurti su neigiamomis kainomis.

Vis dėlto, kertinis veiksnys, lemiantis neigiamas elektros energijos kainas, vis tiek yra atsinaujinanti energetika. Pavyzdžiui, Vokietijoje, kurioje yra vienas didžiausių AEI skaičius pasaulyje, neigiamos kainos pasitaiko ypač saulėtomis ir vėjuotomis dienomis, kai didžioji dalis šalies energijos gaunama iš atsinaujinančių išteklių. Vokietijoje 2023 m. buvo daugiau nei 301 (žr. 9 pav.) [62] valanda su neigiama elektros kaina, palyginti su tik 126 valandomis 2015 m. . Tai rodo, kad AEI naudojimas auga, o kartu auga ir neigiamų elektros kainų atvejų skaičius. Panašiai, Teksase, JAV, neigiamos kainos stebimos šalies vakaruose, kur vėjo energijos gamybos pajėgumai yra dideli.

Pagal pateiktą žemėlapi, 2023 metai buvo rekordiniai dėl neigiamų elektros kainų Europos Sąjungoje. Diagramoje matyti, kad nuo 2017 metų kasmet neigiamų kainų atvejų skaičius nuosekliai didėjo, o 2022 ir 2023 m. šis skaičius smarkiai išaugo. Tai siejama su dideliu AEI plėtimu, kuris 2023 m. pasiekė rekordinius rodiklius - AEI dalis Europos Sąjungos rinkoje išaugo iki rekordinių 44% procentų. 2023 m. Švedija turėjo daugiausiai neigiamų kainų atvejų - net 1231. Šis didelis skaičius siejamas su didele atsinaujinančio energetikos plėtra, nes Švedijoje 2023 metai pradėjo veikti daugiau nei 16,4GW naujų vėjo parkų ir 1,6 GW saulės parkų.



10 pav. Neigiamos elektros kainos atvejai Jungtinėje Karalystėje. Šaltinis ERC.

Ši situacija nėra unikali Jungtinėje Karalystėje. Neigiamos elektros kainos visoje Europoje auga, ir jos tapo įprastu reiškiniu tokiuose šalyse kaip Nyderlandai ir Šiaurės šalys. Šiose regionuose vidutiniškai kas 24 valandas kaina yra nulinė arba žemiau. Neigiamų kainų atsiradimas sutampa su didžiausiais kada nors mokėjimais vėjo parkams už tai, kad negamina elektros, vadinamaisiais apribojimo mokėjimais, kurie 2023 m. viršijo 300 milijonų svarų [64]. Tai rodo, kad kartais tinklas turi mokėti vėjo parkams už tai, kad jos sumažintų gamybą, siekiant apsaugoti save nuo nestabilumo, kurį sukelia perteklinis pasiūlymas. Sprendžiant neigiamų kainų problemą, Jungtinė Karalystė ir kitos šalys svarsto galimybę padidinti savo ryšius su kitomis rinkomis ir sukurti daugiau saugojimo pajėgumų. Tai leistų panaudoti perteklinę energiją, kai vėjo lygis sumažėja, mažinant priklausomybę nuo dujų. Tačiau šie sprendimai reikalauja didelių investicijų ir reguliavimo institucijų paramos. Kaip ir toliau integruojama atsinaujinanti energija į tinklą, tikimasi, kad neigiamų kainų atvejai taps dažnesni ir galimai turės įtakos energetikos politikos ir rinkos struktūrų kūrimui.

Neigiamos elektros energijos kainos, nors ir gali atrodyti kaip nauda vartotojams, iš tiesų rodo didesnius energetikos sektoriaus iššūkius, susijusius su pasiūlos ir paklausos nesutapimu. Tokios kainos kelia grėsmę ne tik AEI ekonominiam gyvybingumui, dėl galimų prarastų pajamų ar būtinybės mokėti už gamybą, bet ir tradicinių gamyklų finansiniam stabilumui, verčiant jas veikti nuostolingai [65]. Be to, dažnai pasitaikantys neigiami tarifai gali skatinti didesnę įrangos nusidėvėjimą dėl būtinybės dažniau ją įjunginėti ir išjunginėti, o tai ypač aktualu gamykloms, kurios nėra pritaikytos lanksčiam veikimui. Investicijų prasme, neigiamos kainos gali atgrasyti nuo naujų pajėgumų kūrimo tiek atsinaujinančių, tiek tradicinių energijos išteklių srityse dėl neapibrėžtos grąžos.

Neigiamos elektros energijos kainos Europoje ir kitose pasaulio dalyse tapo reiškiniu, kuris tiesiogiai susijęs su AEI, ypač vėjo ir saulės, plėtra. 2023 metai buvo rekordiniai ne tik dėl neigiamų kainų atvejų skaičiaus, bet ir dėl to, kad AEI dalis rinkoje pasiekė istorines aukštumas. Neigiamos kainos rodo, kad būtina tobulinti rinkos dizainą ir energijos politiką, siekiant skatinti lankstesnę ir efektyvesnę energijos sistemą, galinčią tvarkyti didėjančią AEI gamybą. Tai apima investicijas į technologines inovacijas, pavyzdžiui, energijos saugojimą ir išmaniają energetiką, taip pat

reguliuojamo ir rinkos mechanizmų pritaikymą, kad būtų galima naudoti AEI teikiamas galimybes ir mažinti su ja susijusias rizikas [66]

1.2.3. Kainų kanibalizacijos efekto ir neigiamos kainos įtaka jūrinių vėjo parko pelningumui

Jūrinių vėjo parkų pelningumas, kuris yra būtinas atsinaujinančios energetikos projektų finansiniam tvarumui, susiduria su reikšmingais iššūkiais dėl kainų kanibalizacijos ir neigiamų kainų reiškinio energetikos rinkoje. Jūriniam vėjo parkams, kuriems reikia didelės pradinės kapitalo išlaidos (CAPEX) statyboms ir nuolatinių eksploatacinių išlaidų (OPEX), būtinos nuspėjamos ir stabilios pajamų srautai, siekiant užtikrinti investicijų grąžą (ROI) ir finansinį gyvybingumą. Sumažėjusios ar kartais net neigiamos elektros energijos kainos tiesiogiai veikia šių projektų pelningumą, mažindamos už kiekvieną parduotą elektros energijos vienetą gautas pajamas, kas kelia iššūkius ekonominiam modeliui, kuris remia jūrinių vėjo energijos investicijas. Pavyzdžiui, neseniai ataskaitoje buvo parodyta, kad atstovaujant 10 MW vėjo elektrinės projektui, mažesnių didmeninių kainų ir didesnės gamybos derinys iki 2033 m. palyginti su 2018 m. gali sumažinti pajamas iš didmeninės rinkos net 34% [67].

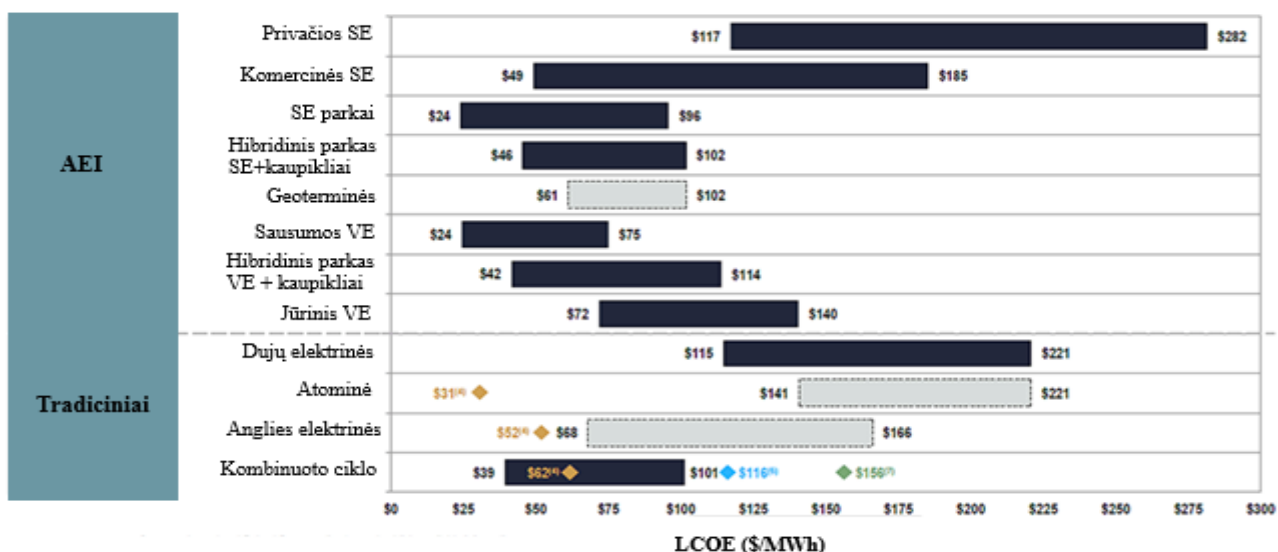
Kalbant apie jūrų vėjo parkų, pajamų perspektyva nėra tokia aiški. Daugiau nei dešimtmetį vėjo įrenginių kūrėjai ir savininkai mėgavosi stabiliais Europos vyriausybių subsidijomis, siekdami atitikti AEI tikslus. Tačiau, kaip technologija tobulėja ir kaina mažėja, vyriausybės priima pažangesnius būdus, kaip remti jūrų vėjo plėtrą, tokius kaip atvirkštiniai aukcionai. Šis pokytis lemia mažėjančias subsidijas, todėl jūrų vėjo įmonėms sunkiau gauti pelno. Be to, tam tikrų nesubsidijuotų projektų Vokietijoje ir Nyderlanduose pelningumas priklausys nuo vidutinės didmeninės elektros kainos per šių projektų gyvavimo laikotarpį. Jei didmeninės elektros kainos pakils iki maždaug 50 eurų už MWh, jie galėtų gauti sveiką grąžą. Bet jei didmeninės kainos vidutiniškai bus apie 30 eurų už MWh, tie projektai gali patirti nuostolius [68].

Kapitalo grąža (The Return on Capital ROC) yra ypač svarbi metrika, vertinant jūrinių vėjo parkų ekonominius veikimo aspektus ir investicijų pritraukimą. Ši metrika padeda investuotojams ir projektų valdytojams suprasti, kiek efektyviai yra panaudojamas į jūrinius vėjo parkus investuotas kapitalas. Pavyzdžiui, pramonėje įprasta, kad sėkmingų jūrinių vėjo projektų ROC siekia apie 8-12% diapazone, priklausomai nuo įvairių veiksnių, tokių kaip vietovė, finansavimo sąlygos ir technologinė pažanga [69]. Tačiau kainų kanibalizacijos reiškinys, kuris pasireiškia didėjant atsinaujinančių energijos išteklių gamybos apimtims ir mažėjant energijos kainoms pikiniu gamybos laiku, gali reikšmingai sumažinti projekto pajamų potencialą ir kartu – kapitalo grąžą. Kai energijos kainos yra žemos ar net neigiamos, tai mažina už kiekvieną parduotą MWh gautas pajamas, o tai tiesiogiai veikia investicijų grąžą. Pavyzdžiui JK ankstyvosios stadijos jūrinių vėjo parkų ROC viršijo 15%, tai rodo aukštą pelningumo lygį [70]. Tačiau pastebėta, kad šis ROC mažėja, tai galėtų reikšti, kad tokių investicijų pelningumas mažėja laikui bėgant.

Svertiniai elektros energijos gamybos kaštai (LCOE) yra svarbus rodiklis, vertinant energetikos projektų, įskaitant jūrinius vėjo parkus, pelningumą ir ekonominį pelningumą. LCOE atspindi vieneto (paprastai MWh) kainą, susijusią su generuojančios įrenginio statyba ir eksploatacija per finansinį gyvavimo ciklą ir naudojimo trukmę [71]. Tai apima visus projekto gyvavimo laikotarpio kaštus, įskaitant pradinę kapitalo išlaidą (CAPEX), eksploatacines išlaidas (OPEX), priežiūros ir, jei taikoma, kuro išlaidas, ir padalija jas iš įrenginio pagamintos elektros energijos kiekio, suteikiant išsamų skirtingų elektros energijos gamybos išteklių konkurencingumo matą.

Jūriniais vėjo parkams, kuriems reikia didelių išankstinių investicijų ir kurie susiduria su specifiniais iššūkiais, tokiais kaip sunkesnės eksploataavimo aplinkos, sudėtingesni įrengimo procesai ir didesni priežiūros reikalavimai, LCOE yra ypač svarbus [72]. Jūrinio vėjo parko projekto pelningumas tiesiogiai priklauso nuo jo LCOE; kuo mažesnė LCOE, tuo projektas konkurencingesnis ir potencialiai pelningesnis. LCOE mažėjimas jūrinėje vėjo energetikoje buvo pasiektas dėl technologinių pažangų, masto ekonomijos ir didesnės projekto vystytojų patirties, lemiančios efektyvesnius turbinų veikimą, gerėjančius tiekimo grandines ir mažesnes įrengimo bei priežiūros išlaidas. Tačiau tokie veiksniai kaip kainų kanibalizacija gali turėti įtakos LCOE, veikdami pajamų prielaidas, naudojamas jos skaičiavime. Didėjant jūrinių vėjo parkų instaliuotai galiai, ypač rinkose su reikšmingu vėjo energijos išsiskverbimu, kainų kanibalizacijos atvejai gali mažinti vidutines rinkos elektros energijos kainas, taip veikdami šių projektų galimas generuoti pajamas. Todėl, net ir technologinės pažangos ir operacinio efektyvumo didėjant ir mažinant LCOE jūriniais vėjo parkams, rinkos dinamika, susijusi su didelių AEI kiekių integravimu į tinklą, gali turėti įtakos šių projektų bendram pelningumui.

Palyginus su kitais AEI, jūrinių vėjo parkų LCOE 2023 m. , pasak Energetikos informacijos administracijos (EIA) neseniai pateiktų LCOE vertinimų, viršijo 120 JAV dolerių už MWh (MWh) ir buvo tarp brangiausių energijos gamybos išteklių. Konsultacinė firma "Lazard" taip pat paskelbė LCOE vertinimus, kurie tapo bendrai naudojamais orientyrais. Paskutiniame "Lazard" tyrimų raporte jūrinių vėjo parkų LCOE svyravo nuo 72 JAV dolerių už MWh iki 140 JAV dolerių už MWh (žr. 13 pav.) [73]. Tai, lyginant su krantinės vėjo energija, kurios LCOE svyruoja nuo 24 iki 75 JAV dolerių už MWh, ir pramoninio masto saulės fotovoltinėmis elektrinėmis (PV), kurių LCOE yra nuo 24 iki 96 JAV dolerių už MWh, išlieka aukšta. Nepaisant to, pastebimas LCOE mažėjimas rodo technologinį efektyvumą ir sąnaudų optimizaciją atsinaujinančios energetikos sektoriuje. Tačiau 2023 m. buvo užfiksuotas LCOE augimas, kuris gali būti susijęs su neigiamų kainų fenomenu, kadangi 2023 metai buvo rekordiniai dėl neigiamų kainų atvejų. Šis neigiamų kainų reiškinys gali turėti įtakos jūrinių vėjo parkų pajamoms ir pelningumui, nes didelė elektros gamyba esant mažai paklausai gali sumažinti vidutines rinkoje gaunamas kainas. Toks LCOE augimas ir susijusios rinkos dinamikos iššūkiai atskleidžia, kaip svarbu integruoti lankstesnius rinkos mechanizmus ir investuoti į energijos kaupimo bei tinklo valdymo technologijas, siekiant užtikrinti AEI projektų tvarumą ir ekonominį gyvybingumą.



11 pav. Svertinių elektros energijos gamybos kaštų (LCOE) palyginimas. Šaltinis: Lazard

Streso testas (ang. Stress test), skirtas jūrinių vėjo parkų pelningumui įvertinti, yra svarbi priemonė, leidžianti įvertinti kainų kanibalizacijos ir neigiamų kainų poveikį šiems AEI projektams finansiškai [74]. Teoriniu požiūriu, šiame kontekste streso testas sistemingai nagrinėja, kaip ekstremalus rinkos kainų kritimas, dažnai sukeltas elektros energijos iš AEI pertekliaus, vadinamas kainų kanibalizacija, ir neigiamų kainų periodai, kai pasiūla tokiu mastu viršija paklausą, kad kainos nukrenta žemiau nulio, gali paveikti jūrinių vėjo parkų pajamas ir pelningumą. Pavyzdžiui, scenarijai, kai padidėjusi vėjo energijos gamyba sutampa su mažos paklausos periodais, gali drastiškai mažinti elektros energijos kainas, taip suspaudžiant vėjo parkų pelno maržas. Remiantis kai kuriais tyrimų rezultatais, streso testas atskleidė, kad kai kurių jūrinių vėjo parkų veikla gali tapti nepelninga jų planuojamos eksploataavimo trukmės pabaigoje, daugiausia dėl šių rinkos dinamikos. Tai pabrėžia būtinybę jūriniams vėjo projektams įtraukti tvirtus finansinius modelius, atsižvelgiant į galimą rinkos kintamumą ir kainų kanibalizacijos bei neigiamų kainų įvykių tikimybę, užtikrinant ilgalaikį gyvybingumą ir atsparumą tokiam ekonominiam spaudimui.

Didėjant jūrinių vėjo parkų pajėgumams ir energijos gamybai, kainų kanibalizacijos efektas tampa dar labiau išreikštas, darant spaudimą projektų ROC. Tai reiškia, kad ne tik pradinės investicijos dydis ir operacinės išlaidos, bet ir gebėjimas prognozuoti bei valdyti energijos kainų svyravimus yra lemiami veiksniai užtikrinant jūrinių vėjo parkų finansinį tvarumą ir pritraukiant būtiną kapitalą. Tokioje aplinkoje, strategijos, leidžiančios diversifikuoti pajamų srautus, pavyzdžiui, per ilgalaikes pirkimo-pardavimo sutartis arba naudojant finansinius instrumentus kainų rizikos valdymui, gali padėti sumažinti kainų kanibalizacijos poveikį ir stabilizuoti kapitalo grąžą. Taigi, atsižvelgiant į šiuos iššūkius, kapitalo grąžos optimizavimas ir rizikos valdymas tampa itin svarbūs siekiant išlaikyti ir pritraukti investicijas į jūrinius vėjo parkus, kurie yra svarbus atsinaujinančios energetikos sektoriaus segmentas.

2. Jūrinio vėjo parko pelningumo vertinimo metodika

2.1. Tyrimo objektas

Tyrimo objektas yra naujai planuojamas 700 MW galios jūrinių VE parkas. Šis parkas yra Baltijos jūroje, nutolęs nuo kranto apie 29,5 km, o jūros gylis šiame regione svyruoja nuo 29 iki 44 metrų. Vidutinis metinis vėjo greitis yra apie 10 m/s Plėtos plotas yra apie 137 km² [75]. Įrengus šį 700 MW VE parką per numatytą laikotarpį ir prijungus prie Lietuvos perdavimo tinklų, šis VE parkas 25 metus generuotų švarią ir saugią energiją, o po šių eksploataavimo metų sektų jos demontavimas. Palyginus su vėjo elektrinių parkais, įrengtais ant žemės, jūrinių vėjo elektrinių parko įrengimo kaštai yra didesni nuo 2 iki 3 kartų, tačiau VE vidutinis greitis yra taip pat didesnis nei VE parko įrengiamo žemyninėje Lietuvos dalyje, o tai reiškia didesnes pajamas už parduotą elektros energiją [76].

2.2. Metodologijos pagrindimas

Šio tyrimo tikslas yra įvertinti naujai planuojamo 700 MW galios jūrinio vėjo parko pelningumą. Siekiant pasiekti šį tikslą, bus atliekami keli nuoseklūs skaičiavimai, kurie padės išsamiai įvertinti projekto ekonominį efektyvumą. Pirmiausia, bus apskaičiuoti įrengimo kaštai dviem skirtingos galios turbinoms (10 MW ir 15 MW), siekiant nustatyti, kuris variantas yra ekonomiškai naudingesnis. Šis žingsnis yra būtinas, nes įrengimo kaštai sudaro didelę dalį pradinės investicijos ir turi tiesioginę įtaką projekto pelningumui [77].

Toliau bus analizuojamas kainų kanibalizacijos efektas, kuris gali turėti reikšmingą poveikį jūrinio vėjo parko pajamoms. Naudojant tris skirtingus scenarijus (optimistini, pagrindinį ir pesimistini), bus vertinama, kaip skirtingos elektros kainos ir vėjo energijos generacijos lygiai veikia kainų kanibalizmą ir, atitinkamai, parko pelningumą [78]. Šis žingsnis yra svarbus, nes kainų kanibalizacija gali sumažinti elektros kainas didelės generacijos laikotarpiams, taip mažindamas projekto pajamas.

Po to bus apskaičiuota vidutinė svertinė kapitalo kaina (WACC), darant prielaidą, kad 30% projekto bus finansuojama nuosavu kapitalu ir 70% paskola iš banko. Ši prielaida daroma siekiant subalansuoti riziką ir grąžą. WACC bus naudojama kaip diskonto norma, vertinant projekto pelningumą [79].

Naudojant WACC kaip diskonto normą, bus apskaičiuotas LCOE. LCOE atspindi bendrą elektros energijos gamybos kaštą per visą projekto eksploataavimo laikotarpį ir leidžia palyginti skirtingus energijos gamybos projektus. Šis žingsnis yra būtinas, siekiant nustatyti, kuris projekto variantas yra pelningiausias [72].

Galiausiai, bus apskaičiuota grynoji dabartinė vertė (NPV), kuri parodys, ar projektas yra ekonomiškai naudingas. NPV bus apskaičiuojama kaip dabartinė visų pinigų srautų vertė, įskaitant pradines investicijas, eksploataavimo ir priežiūros kaštus bei demontavimo kaštus. Šis žingsnis yra svarbus, nes NPV leidžia įvertinti, ar projektas generuos teigiamą grąžą ir padidins įmonės vertę [80].

Šie skaičiavimai yra pasirinkti dėl jų gebėjimo išsamiai ir tiksliai įvertinti jūrinio vėjo parko pelningumą. Tokio skaičiavimo aktualumas yra didelis, nes jis leidžia priimti informuotus sprendimus dėl investicijų į jūrinio vėjo parkus. Atsižvelgiant į didėjančią AEI svarbą ir siekį mažinti CO₂ emisijas, jūrinio vėjo parkai tampa vis svarbesni. Šie skaičiavimai padeda įvertinti projekto ekonominį efektyvumą, rizikas ir galimybes, taip užtikrinant, kad investicijos būtų pagrįstos ir pelningos. Be to, tokia analizė padeda planuoti ilgalaikes strategijas ir prisidėti prie tvarios energetikos plėtos.

2.3. Elektros kainų analizė

Elektros kainų analizei bus naudojami Lietuvos elektros kainų istoriniai duomenys ir Litgrid išduotų sąlygų prisijungimui duomenys apie atsinaujinančios energetikos projektus. Istoriniai elektros kainų duomenys bus surinkti iš „NordPool Elspot“ rinkos, kur pateikiamos valandinės elektros kainos [81]. Šie duomenys leis analizuoti kainų svyravimus ir tendencijas per pastaruosius kelerius metus. Litgrid išduotų sąlygų prisijungimui duomenys suteiks informaciją apie planuojamus ir jau įgyvendintus atsinaujinančios energetikos projektus, kurie turės įtakos elektros kainoms ateityje. Remiantis šiais duomenimis yra sudaromi 3 scenarijai.

Optimistinis scenarijus bus grindžiamas 2024 metų „NordPool Elspot“ valandinės elektros kainos darant prielaidą, kad elektros kainos nuosekliai kils, 1.8% kasmet [81]. Šis augimo tempas parinktas atsižvelgiant į Lietuvos BVP prognozuojamą metinį augimą, kuris tradiciškai koreliuoja su elektros paklausos didėjimu [82,83]. Remiantis tarptautinėse studijose patvirtinta priklausomybe tarp ekonomikos augimo ir energijos kainų, šiame scenarijuje numatoma stabilaus rinkos augimo tendencija [84]. Taip bus sudarytas scenarijus, kuriam kainų kanibalizmo įtaka bus labai minimali ir lyginant su kitais scenarijais kokią įtaką turi kainų kanibalizacijos efektas jūrinių vėjo parkų pelningumui.

Bazinis scenarijus sudaromas, atsižvelgiant į 2024 metų „NordPool Elspot“ valandines elektros kainas ir Litgrid planuojamos atsinaujinančios energetikos plėtrą. Prognozėse bus daroma prielaida, kad elektros kainos ir atsinaujinančios energetikos projektų įgyvendinimas atitiks dabartines prognozes [81]. Statistiškai 1% padidėjusių atsinaujinančios energetikos šaltinių instaliuotos galios, gali sumažinti elektros kainas apie 0,6% [85;86]. Remiantis šia statistika elektros kainos buvo prognozuojamos iki 2033 metų, nes vėliau Litgrid duomenų nėra (žr. lentelė 1). Kitiems 17 metų prognozuojama, kad atsinaujinančios energetikos plėtra lėtės dėl to buvo pasirinktas 1.5% kainos didėjimas pagal prognozuojamą ekonomikos augimą. Remiantis IRENA ir IEA duomenimis, kad po 2033 metų atsinaujinanti energetikos plėtra turėtų susidurti su iššūkiais ir augimas lėtės. [87,88, 89].

1 lentelė. Generuojančių pajėgumų turimoji galia adekvatumui užtikrinti 2024–2033 m., MW (Litgrid)

| Elektrinės ir generuojantys šaltiniai | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 |
|---|-------------|-------------|----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Šiluminės elektrinės: | 1227 | 1227 | 1227 | 1227 | 1130 | 1130 | 1130 | 1130 | 1130 | 1130 |
| Lietuvos* | 881 | 881 | 881 | 881 | 881 | 881 | 881 | 881 | 881 | 881 |
| Kauno** | 95 | 95 | 95 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Panevėžio | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 |
| kitos ŠE | 219 | 219 | 219 | 217 | 217 | 217 | 217 | 217 | 217 | 217 |
| Kruonio HAE*** | 900 | 900 | 900**** | 1010 | 1010 | 1010 | 1010 | 1010 | 1010 | 1010 |
| Elektrinės, naudojančios atsinaujinančius energijos išteklius: | 2665 | 6308 | 7418 | 8368 | 9738 | 10358 | 11568 | 11818 | 12078 | 13038 |
| Kauno HE: | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 |
| mažos hidroelektrinės: | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 | 27 |
| vėjo E (sausumoje) | 1462 | 2613 | 3500 | 3700 | 4150 | 4890 | 5000 | 5100 | 5210 | 5320 |
| vėjo E (jūroje) | 0 | 0 | 0 | 0 | 700 | 700 | 1400 | 1400 | 1400 | 2100***** |
| saulės E | 1035 | 3527 | 3750 | 3900 | 4050 | | | | | |
| biomasės/biodujų E: | 141 | 141 | 141 | 141 | 141 | 141 | 141 | 141 | 141 | 141 |
| Atliekų deginimo | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 |
| BESS | 250 | 300 | 370 | 660 | 1210 | 1390 | 1480 | 1620 | 1760 | 2000 |
| Iš viso: | 5148 | 8841 | 10051 | 11264 | 13084 | 13954 | 15364 | 15714 | 16074 | 17134 |

Pesimistinis scenarijus pirmus 9 metus, prognozė bus identiška baziniam scenarijui, tik po 9 metų bus prognozuojama, kad atsinaujinančios energetikos plėtra kils nuosekliai po 2,2% ir elektros kainos mažės visą jūrinio parko gyvavimo laikotarpiu [90, 91].

Elektros kainų analizės bus atliekamos naudojant „Excel“ skaičiuoklę. Pirmiausia, bus sukurta duomenų bazė su istoriniais elektros kainų duomenimis ir Litgrid išduotų sąlygų prisijungimui duomenimis. Tada, naudojant statistinius metodus, tokius kaip regresijos analizė ir laiko eilučių analizė, bus nustatytos kainų tendencijos ir prognozuojami būsimų kainų svyravimai [92].

Pagal šias prognozes bus skaičiuojamas kainų kanibalizacijos efekto įtaka projekto pelningumui. Ši analizė padės suprasti, kaip skirtingi elektros kainų scenarijai veikia jūrinio vėjo parko pajamas ir pelningumą, leidžiant priimti informuotus sprendimus dėl investicijų ir strategijų.

2.4. Jūrinio vėjo parko įrengimo kaštai

Įrengimo kaštai bus skaičiuojami dviem skirtingos galios turbinoms: 10 MW ir 15 MW. Norint įvertinti šių turbinų įrengimo kaštus, bus atlikta išsami analizė, lyginant šių dviejų turbinų tipų įrengimo išlaidas. Skaičiavimuose bus daroma prielaida, kad kiti parametrai nesiskiria: bus naudojama viena jūrinė transformatorinė stotis, prijungimo taškas bus Darbėnuose, o statybos laikotarpis truks 2 metus [93, 94].

Pirmiausia, bus skaičiuojama bendra VE parko įrengimo kaina, įskaitant turbinų kainas, montavimo darbų kainas, elektros infrastruktūros ir prijungimo kaštus. Turbinų kaina ir montavimo darbų kaina bus vertinama remiantis rinkos duomenimis ir ankstesnių projektų patirtimi. Elektros infrastruktūros kaštai apims jūrinės transformatorinės stoties ir sausumos transformatorinės stoties įrengimo kaštus, kurie bus apskaičiuoti remiantis techninėmis specifikacijomis ir standartinėmis kainomis [95].

2.5. Kainų kanibalizacijos efektas

Šio tyrimo metu buvo siekiama įvertinti jūrinio vėjo parko, kurio instaliuota galia yra 700 MW, kainų kanibalizacijos efektą, remiantis Prol et al. (2020) metodika. Skaičiavimai buvo atlikti naudojant Excel, kur pagrindinis dėmesys buvo skiriamas Capture Price (CP) ir Capture Price Factor (CPF) nustatymui [96]. CP buvo apibrėžtas kaip elektros kainos, svertinės pagal vėjo generaciją, ir parodė, kiek pajamų gamintojai gauna už kiekvieną elektros vienetą. CP buvo apskaičiuotas pagal formulę:

$$CP = \frac{\sum_{h=1}^{8760} (P_h \times Q_h)}{\sum_{h=1}^{8760} Q_h}; \quad (1)$$

- (P_h) – elektros rinkos kaina valandos metu, EUR/MWh;
- (Q_h) – vėjo energijos generacija valandos metu, MWh.

Skaičiavimai buvo atlikti kiekvieniems metams, naudojant duomenis apie valandines elektros kainas 3senarijams ir pagamintą valandinę galią MW, kad būtų gautas metinis CP skirtingiems turbinų tipams (10 MW ir 15 MW).

Vidutinė metinė elektros rinkos kaina (P_t) buvo naudojama 2024 metų vidutinė elektros kaina - 87,00528461 EUR/MWh, .Tai leido palyginti CP su 2024 metų vidutine rinkos kaina ir nustatyti absoliutų kainų kanibalizacijos efektą, kai CP buvo mažesnis už P_t .

Capture Price Factor (CPF) buvo apskaičiuotas:

$$CPF = \frac{CP}{P_t}; \quad (2)$$

- CP – Capture Price, apskaičiuotas vėjo technologijoms, EUR/MWh;
- P_t – vidutinė metinė elektros rinkos kaina, EUR/MWh.

Jei CPF mažesnis nei 1, tai rodo santykinį kainų kanibalizacijos efektą. Skaičiavimai buvo atlikti naudojant Excel, užtikrinant, kad kiekvieno metų laikotarpio CP ir CPF būtų apskaičiuoti remiantis tiksliais valandinėmis kainomis ir generacijos duomenimis. Ši metodika leido nuodugniai įvertinti jūrinio vėjo parko ekonominį efektyvumą ir jų poveikį elektros rinkos kainoms trijuose skirtinguose scenarijuose.

2.6. Vidutinės svertinės kapitalo kainos nustatymas

Norint tiksliai įvertinti jūrinio vėjo parko pelningumą, būtina apskaičiuoti vidutinę svertinę kapitalo kainą (WACC). WACC atspindi vidutinę grąžą, kurios tikisi investuotojai, ir yra naudojama kaip diskonto norma, vertinant projekto pelningumą. Apskaičiuojant WACC, vertinami visi finansavimo šaltiniai: nuosavas kapitalas ir skolintas kapitalas. Norint, kad projektas pritrauktų investicijų, vidutinis laukiamas pelningumas turi būti didesnis už apskaičiuotą WACC, kuri nusako investuotojų lūkesčius dėl grąžos kiekvienam investuotam eurui [79]. WACC bus apskaičiuojama pagal šią formulę:

$$WACC = \frac{E}{V} \cdot R_E + \frac{D}{V} \cdot R_D \cdot (1 - \text{tax}); \quad (3)$$

čia: E/V – projekto dalis, finansuojama nuosavu kapitalu;

D/V – projekto dalis, finansuojama paskola;
 R_E – investuotojų tikimasi minimali vidutinė metinė grąža;
 R_D – paskolos palūkanų norma;
 tax – pelno mokestis.

Apskaičiuota WACC bus naudojama kaip diskonto norma, vertinant projekto pelningumą ir apskaičiuojant LCOE (atskirų technologijų elektros gamybos kaštų palyginimą). Tai leis tiksliai įvertinti, ar projektas yra pelningas, ir padės priimti informuotus sprendimus dėl investicijų [89].

Darant prielaidą, kad jūrinio vėjo parkas bus finansuojamas 30% nuosavu kapitalu ir 70% paskola iš banko, būtina apskaičiuoti vidutinę svertinę kapitalo kainą (WACC). Ši prielaida daroma dėl kelių priežasčių. Pirma, finansavimas nuosavu kapitalu leidžia išlaikyti didesnę kontrolę ir sumažinti priklausomybę nuo išorinių kreditorių. Antra, paskolos iš banko suteikia galimybę pasinaudoti palankesnėmis palūkanų normomis ir mokesčių lengvatomis, nes palūkanų išlaidos yra atskaitomos iš apmokestinamojo pelno [90]. Šis derinys leidžia subalansuoti riziką ir grąžą, užtikrinant optimalų finansavimo struktūrą projektui [91]. Darant prielaidą, kad 30% jūrinio vėjo parko bus finansuojama nuosavu kapitalu ir 70% paskola, formulė tampa:

$$WACC = 0.3 \cdot R_E + 0.5 \cdot R_D \cdot (1 - tax); \quad (4)$$

2.7. Svertinių elektros gamybos kaštų palyginimas

Svertinių elektros gamybos kaštų palyginimas (LCOE – angl. Levelised Cost Of Electricity) yra svarbus rodiklis, naudojamas vertinant vėjo elektrinių projektų ekonominį efektyvumą. LCOE atspindi bendrą elektros energijos gamybos kaštą per visą projekto eksploatavimo laikotarpį, padalytą iš bendro pagamintos energijos kiekio. Šis rodiklis leidžia palyginti skirtingus energijos gamybos projektus ir nustatyti, kuris iš jų yra pelningiausias [102]. LCOE bus skaičiuojamas pagal šią formulę:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}}; \quad (5)$$

čia: I_t – investicijos m. t, Eur;

M_t – eksploatavimo kaštai m. t, Eur;

F_t – kuro kaštai m. t, Eur;

E_t – pagamintos elektros energijos kiek laikui momentu, MWh.

r yra diskonto norma.

T yra projekto eksploatavimo laikotarpis (m.).

Naudojant pateiktą formulę, bus apskaičiuotas LCOE kiekvienam projekto variantui (10 MW ir 15 MW turbinoms). Gautus LCOE rodiklius bus galima palyginti su prognozuojamu MCP (Market Capture Price), kad būtų nustatyta, kuris variantas yra pelningiausias.

Lyginamieji elektros gamybos kaštai (angl. Levelized Cost of Electricity – LCOE) yra esminis rodiklis, leidžiantis objektyviai palyginti įvairių elektros gamybos technologijų efektyvumą ir sąnaudų struktūrą [103]. LCOE padeda nustatyti vidutinę energijos kainą, kuri reikalinga norint padengti visus projekto kaštus per jo gyvavimo laikotarpį, įskaitant kapitalo investicijas, eksploatacijos ir priežiūros išlaidas. Šis rodiklis yra svarbus vertinant jūrinių vėjo elektrinių parkų

pelningumą, nes jis leidžia nustatyti, kokia minimali kaina turėtų būti už pagamintą elektrą, kad būtų pasiektas finansinis atsiperkamumas ir patenkinti investuotojų lūkesčiai [104].

Vertinant jūrinių vėjo elektrinių parkų pelningumą, LCOE apskaičiavimas leidžia palyginti skirtingo galingumo turbinų efektyvumą. Mažesnės LCOE reikšmės rodo didesnę projekto efektyvumą ir pelningumą, kai elektros kaina rinkoje viršija apskaičiuotą LCOE. Jei elektros kaina yra mažesnė už LCOE, projektas gali tapti nuostolingas. LCOE taip pat yra susijęs su kainų kanibalizacijos efektu, kuris atsiranda, kai didelė atsinaujinančios energijos gamyba sumažina rinkos kainą, potencialiai mažinant pelningumą, jei rinkos kaina artėja prie LCOE. Todėl tikslus LCOE įvertinimas yra būtinas norint prognozuoti projekto pelningumą ir įvertinti rizikas, susijusias su rinkos kainų pokyčiais ir kainų kanibalizacija.

Apskaičiuojant jūrinių vėjo elektrinių LCOE, atsižvelgiama į visus projekto kaštus per jo gyvavimo laikotarpį, leidžiant tiksliai įvertinti skirtingų turbinų ekonominį efektyvumą ir jų atsparumą rinkos kainų svyravimams.

2.8. Grynoji dabartinė vertė

Grynosios dabartinės vertės (NPV) metodas yra esminis įrankis, skirtas investicinių projektų vertinimui. Jis leidžia nustatyti būsimo pinigų srauto dabartinę vertę, įvertinant tiek įplaukas, tiek išlaidas per projekto gyvavimo laikotarpį. NPV metodas remiasi diskonto normos taikymu, kad būtų galima apskaičiuoti būsimo pinigų srauto vertę dabartyje. Jei projekto NPV yra teigiamas, tai rodo, kad projektas generuoja daugiau pinigų srautų nei investicijos vertė, taigi, prisideda prie įmonės vertės augimo. Priešingai, jei NPV yra neigiamas, projektas gali sukelti nuostolių [105].

NPV skaičiavimas apima kelis svarbius aspektus. Pirma, būtina nustatyti tikslų pinigų srautų laikotarpį ir diskonto normą. Diskonto norma dažnai siejama su vidutine svertine kapitalo kaina (WACC), kuri atspindi finansavimo struktūrą, palūkanų normą ir investuotojų lūkesčius dėl grąžos. Svarbu pažymėti, kad kuo aukštesnė diskonto norma, tuo mažesnė dabartinė būsimo pinigų srauto vertė, todėl diskonto normos nustatymas yra kritinis žingsnis.

Vertinant jūrinio vėjo elektrinių parką, NPV apskaičiuojama kaip visų pinigų srautų dabartinė vertė. Parko pradinės investicijos apima įrengimo kaštus, paskirstomus per dvejus metus. Po to pinigų srautai generuojami per 25 metų eksploatacijos laikotarpį, o galutiniai demontavimo kaštai įvertinami projekto pabaigoje. Šie pinigų srautai apskaičiuojami pagal formulę:

$$NPV = -I + \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t}; \quad (6)$$

čia: CF_t – pinigų srautas m. t ;

T – trukmė m. ;

r – diskonto norma.

Pinigų srautas, apibrėžtas kaip skirtumas tarp gautų pajamų ir išlaidų, yra apskaičiuojamas taip [105]:

$$CF_t = \sum_{h=0}^h (P_h \cdot E_h) - ((OC \cdot P_{\text{parko}}) + DC) \quad (7)$$

čia: P_h – valandinė elektros kaina rinkoje, Eur/MWh;

E_h – valandinis pagamintos elektros kiekis, MWh;

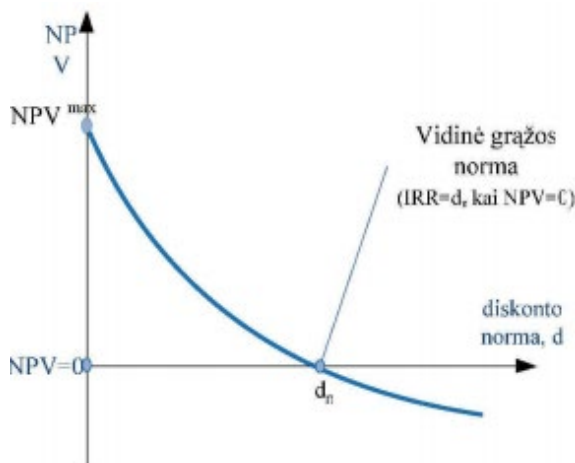
OC – eksploataavimo kaštai, Eur/MW;

DC – demontavimo kaštai, Eur;

h – valandų skaičius per metus.

2.9. Vidinės gražos norma

Vidinė gražos norma (angl. internal rate of return – IRR) yra vienas iš metodų, naudojamų vertinant investicijų efektyvumą ir palyginant įvairius finansavimo modelius [110].



12 pav. Grafinis vidinės gražos normos lygties sprendimas [110]

IRR rodiklis apibūdina investicijų pelningumą, nurodydamas didžiausią leistiną santykinę investicijų kaštų lygį, kurio viršijimas lemtų projekto nerentabilumą. Kai IRR skaičiavimai rodo, kad grynoji dabartinė vertė (NPV) yra lygi nuliui, tai reiškia, jog projektas atsipirks, tačiau negaus pelno, esant tam tikrai diskonto normai (žr. 12 pav.). Investicijos į projektus, kurių IRR yra mažesnė už diskonto normą, paprastai yra nepatrauklios, nes nors projektas gali atsipirkti, jis nesuteiks investuotojams norimos gražos [111]. IRR apskaičiuojama naudojant formulę:

$$0 = NPV = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+IRR)^t}; \quad (8)$$

3. Jūrinio vėjo parko pelningumo vertinimas

3.1. Jūrinio vėjo elektrinių parko duomenys

Priimti bendri jūrinio parko duomenys visiems scenarijams pateikiami lentelėje. Priede Nr. 1 pateikiami visi atlikti skaičiavimai su Excel skaičiuokle.

2 lentelė. Vėjo parko duomenys

| Vėjo parko duomenys | | |
|--|------------------------|--------------|
| Parko galia | 700 | MW |
| Statybos kaštai 10MW | 1 770 380 000,00 € | Eur |
| Statybos kaštai 15MW | 1 800 250 000,00 € | Eur |
| Statybų trukmė | 2 | metai |
| Statybos kaštų pasiskirstymas: | | |
| 1 metai | 35% | |
| 2 metai | 65% | |
| Parko eksploatacijos laikotarpis | 25 | metai |
| Eksploatavimo kaštai | 70000 | Eur/MW/metus |
| Elektrinės demontavimo kaštai | 15% nuo statybos kaštų | |
| Elektrinės demontavimo trukmė | 1 | metai |
| Vidutinė elektros energijos kaina rinkoje (2024) | 87,01 | Eur |

Naudojant „Renewables.ninja“ pateiktomis generacijomis apskaičiuota, kad Lietuvoje metinė elektros energijos gamyba 700 MW jūriniame vėjo parke, naudojant dviejų skirtingų dydžių turbinas: 10 MW ir 15 MW. Rezultatai rodo, kad vėjo parkas su 15 MW turbinomis generuoja 3,740,843.66 MWh per metus, tuo tarpu tokios pačios galios vėjo parkas, naudojantis 10 MW turbinas, gamina 3,173,159.61 MWh per metus. Tai reiškia, kad, esant tokiai pačiai bendrai įrengtai galiai, naudojant didesnes ir modernesnes 15 MW turbinas, žymiai padidėja bendra vėjo parko elektros energijos gamyba. Šis rezultatas pabrėžia didesnių turbinų efektyvumo pranašumą, nes jos gali generuoti daugiau vėjo energijos dėl didesnio rotorius skersmens ir pažangesnės technologijos, dėl ko padidėja pajėgumų koeficientai ir pagerėja bendras projekto efektyvumas.

3.2. Modeliuojamo parko vidutinės svartinės kapitalo kainos nustatymas

Naudojantis 3-4 formulėmis ir darant prielaidą, kad parkas bus finansuojamas 30% nuosavo kapitalo ir 70% paskolomis buvo apskaičiuotas WACC:

3 lentelė. Finansavimo duomenys

| Finansavimo duomenys | |
|--|-------|
| Nuosavo kapitalo dalis | 0,3 |
| Investuotojų tikimasi minimali vidutinė metinė grąža | 7,00% |
| Skolinto kapitalo dalis | 0,7 |
| Paskolos palūkanų norma | 5% |
| Pelno mokestis | 15% |
| WACC | 5,08% |

WACC 5,08% projekto pelningumui reiškia, kad šis rodiklis yra minimalus vidutinis kapitalo kaštų lygis, kurį projektas turi viršyti, kad būtų finansiškai pelningas ir patrauklus investuotojams. Kitaip

tariant, IRR turi būti bent 5,08% arba didesnė, kad investicija atsipirktų ir generuotų papildomą pelną. Jei projekto grąža būtų mažesnė už WACC, tai reikštų, kad investicija nepadengia jos finansavimo kaštų ir nėra pelninga. Taip pat WACC atspindi projekto rizikos lygį – 5,08% yra vidutinės rizikos rodiklis, kuris rinkoje laikomas normaliu, ypač energetikos sektoriuje, kur projektai dažnai finansuojami mišriai iš nuosavo ir skolinto kapitalo. Be to, šis WACC rodiklis tolesniuose finansiniuose skaičiavimuose bus naudojamas kaip diskonto norma, kuria bus diskontuojami būsimi pinigų srautai, siekiant įvertinti projekto dabartinę vertę ir pelningumą.

3.3. Įrengimo kaštų palyginimas 10MW ir 15MW turbinoms

Buvo apskaičiuota viso 700 MW įrengimo kaštai. Buvo skaičiuojami tik komponentai kurių kaina ženkliai turėtų skirtis nuo pasirinktos elektrinės galios. 700 MW vėjo elektrinių parko įrengimo kaštų apskaičiavimas grindžiamas individualių komponentų vienetinėmis kainomis [112,118]. Vienos 15 MW turbinų kaina siekia apie 19,5 mln. eurų, o 10 MW turbinų – apie 11 mln. eurų (EUR/vnt.). Monopilinio pamato kaina yra apie 6,3 mln. eurų už vieneta. Įrengimo kaštai skiriasi priklausomai nuo turbinų galios: 10 MW turbinai įrengti kainuoja apie 0,5 mln. eurų, o 15 MW – apie 1,8 mln. Eurų [113;114]. Pamatų įrengimo kaina sudaro apie 320 tūkst. eurų vienam pamato vienetai. Transportavimo kaštai taip pat skiriasi: 10 MW turbinos transportavimas kainuoja apie 30 tūkst. eurų, o 15 MW turbinos – apie 40 tūkst. eurų; pamato transportavimas atitinkamai kainuoja apie 700 tūkst. ir 750 tūkst. Eurų [115,116,117]. Gauti duomenys pateikti lentelėje:

4 lentelė. Statybos kaštai 10MW ir 15MW turbinoms

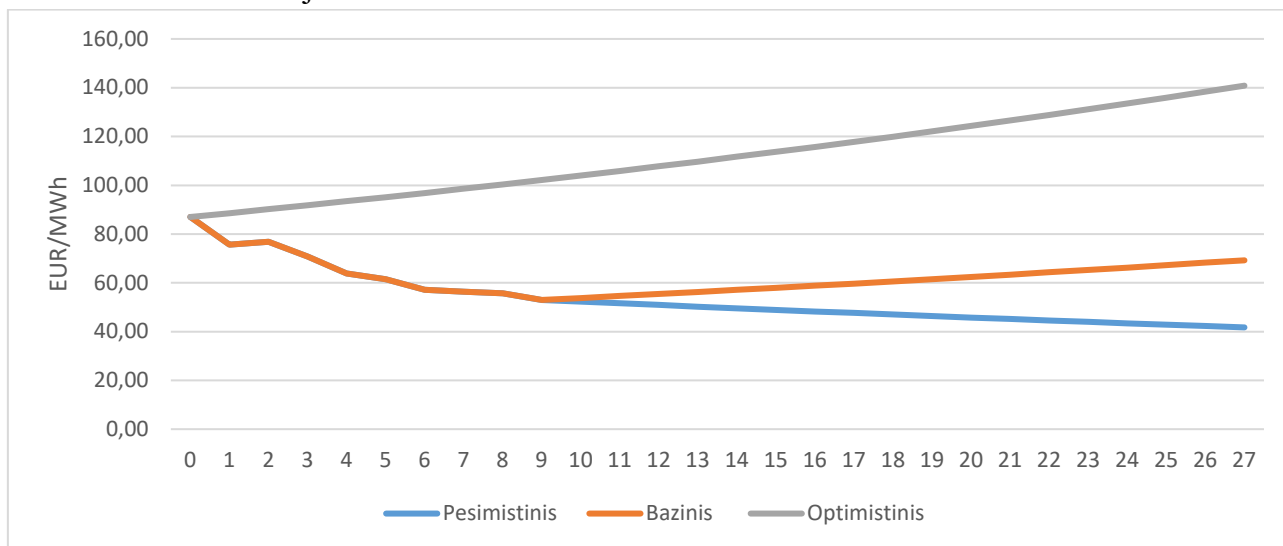
| | Parko kaina su 10MW | Parko kaina su 15MW |
|--|---------------------|---------------------|
| Turbinų kiekis parkui | 70 | 47 |
| Turbinos | 770 mln. EUR | 917 mln. EUR |
| Monopoliniai pamatai | 441 mln. EUR | 296 mln. EUR |
| Turbinų įrengimo kaina | 35 mln. EUR | 85 mln. EUR |
| Pamatų įrengimo kaina | 22 mln. EUR | 15 mln. EUR |
| Turbinos transportavimo kaina | 2 mln. EUR | 1,9 mln. EUR |
| Pamatų transportavimas | 49 mln. EUR | 35 mln. EUR |
| Kitos išlaidos (tyrimai, kabeliai, projektavimas, pastotės, uostų išlaidos...) | 451 mln. EUR | 451 mln. EUR |
| Viso | 1,77 mlrd. EUR | 1,80 mlrd. EUR |

Išanalizuotos abiejų vėjo parko scenarijų statybos išlaidos. Bendros išlaidos vėjo parkui su 10 MW turbinomis statyti turėtų kainuoti 1,77 mlrd. EUR, o 15 MW turbinų 1,80 mlrd. EUR. Tai sudaro maždaug 29.87 milijonų skirtumą – sąlyginai nedidelį padidėjimą 15 MW turbinų parkui.

Pagrindinis kainų skirtumo veiksnys yra pačių turbinų kaina. 15 MW turbinos yra apie 19% brangesnės nei 10 MW turbinos. Didesnių turbinų įrengimo kaštai taip pat yra didesni dėl darbų sudėtingumo ir specializuotų laivų poreikio. Tačiau pamatų išlaidos neauga proporcingai turbinų dydžiui. Dėl didesnio pamatų skaičiaus, reikalingo 10 MW turbinų parkui, bendros pamatų išlaidos žymiai padidėja. Todėl, nors individualios turbinų kainos yra aukštesnės, galutinis projekto kainų skirtumas tarp dviejų variantų yra palyginti nedidelis.

3.4. Elektros kainų scenarijai

Elektros kainų grafikas parodo didelės apimties atsinaujinančios energetikos plėtros ir kainų kanibalizacijos reikšmingą poveikį būsimoms kainų tendencijoms. Optimistinis scenarijus prognozuoja nuoseklų kainų kilimą dėl ekonomikos augimo, o tai lemia pastebimai aukštesnę prognozę, palyginti su kitais scenarijais. Priešingai, bazinis ir pesimistinis scenarijai atspindi padidėjusios AEI galios poveikį, vedantį prie kainų kanibalizacijos, kai perteklinė gamyba mažina kainas. Ši dinamika ypač akivaizdi po 10 metų, kai optimistinio scenarijaus ir pesimistinio scenarijų skirtumas ženkliai didėja.



13 pav. Elektros kainų scenarijai

3.5. Grynoji dabartinė vertė

Naudojant 5 formulę buvo apskaičiuoti NPV tiek visiems scenarijams. Bendras NPV skirtingiems elektros kainų scenarijus pateiktas 5 lentelėje

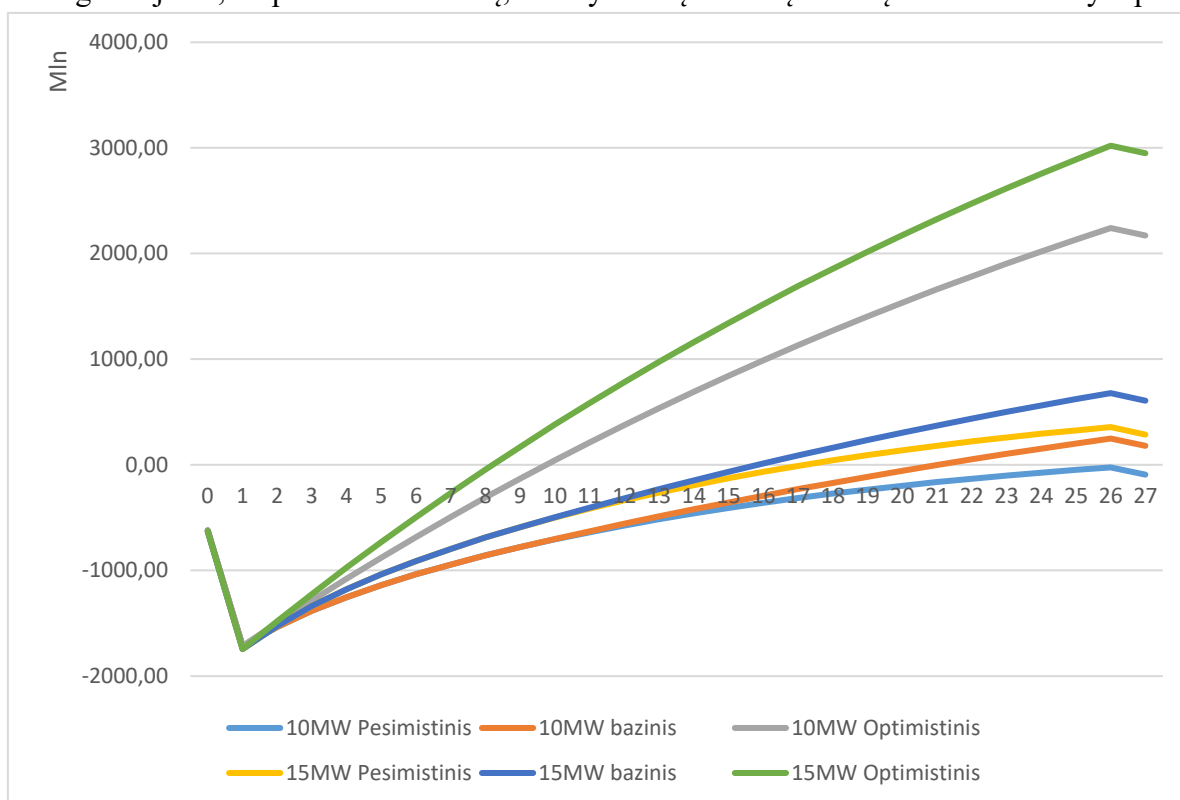
5 lentelė. Bendras parkų NPV

| | Pesimistinis | Bazinis | Optimistinis |
|----------|----------------|--------------|----------------|
| NPV 10MW | -94 mln. EUR | 179 mln. EUR | 2,2 mlrd. EUR |
| NPV 15MW | 286,5 mln. EUR | 607 mln. EUR | 2,95 mlrd. EUR |

Pesimistiniame scenarijuje 10 MW turbinos lemia neigiamą NPV, siekiantį -94,3 mln. EUR, kas rodo finansinį nuostolį jei elektros kainos mažės, dėl atsinaujinančios energetikos plėtros ir atsirandančios kainų kanibalizacijos efekto. Tačiau 15 MW turbinos demonstruoja ekonominį atsparumą su tomis pačiomis pesimistinėmis kainų prognozėmis, pasiekdamos teigiamą NPV, siekiančią 286,5 mln. EUR, kas leidžia manyti, kad didesnių turbinų generuojamas didesnis elektros kiekis leidžia pasiekti teigiamą NPV. Baziniame scenarijuje abi turbinų galios duoda teigiamus NPV, su 15 MW variantu, pasiekiančiu 607,8 mln. EUR, kas žymiai pranokstant 10 MW variantą, kurio NPV yra 179,1 mln. EUR. Tai pabrėžia masto ir efektyvumo pranašumus naudojant didesnes turbinas. Optimistinis scenarijus rodo stiprą finansinį pasirodymą, kai NPV viršija 2,2 mlrd. EUR 10 MW turbinoms ir 2,95 mlrd. EUR 15 MW turbinoms, pabrėžiant didelį galimą pelną, jei elektros kainos nuosekliai augtų pagal ekonomiką ir atsinaujinančios energetikos plėtra neturės įtakos.

Apskritai analizė parodo, kad didesnės turbinos nuosekliai pagerina projekto ekonomiką visose scenarijuose. Projekto finansiniai rodikliai yra labai jautrus elektros kainų prielaidoms: mažesnės turbinos gali negeneruoti pajamų pesimistinėse prognozėse, tuo tarpu didesnės turbinos išlaiko teigiamą grąžą. Projektų vystytojai turėtų pirmenybę teikti didesnėms, efektyvesnėms turbinoms, siekiant sumažinti riziką ir maksimaliai padidinti grąžą įvairiomis būsimomis rinkos sąlygomis, užtikrinant didesnę ekonominę atsparumą ir pelningumą.

NPV pateiktas grafikas (žr. 14 pav.) aiškiai parodo kainų kanibalizacijos poveikį jūrinio vėjo parko pelningumui. Optimistiniame scenarijuje, kur kainų kanibalizacija nedaro įtakos, abu turbinų dydžiai rodo pelningumą ir aukštą teigiamą NPV reikšmę. Tačiau baziniame ir pesimistiniame scenarijuose, kur elektros kainas pradeda veikti kainų kanibalizacija dėl AEI plėtros, matyti, kaip grafike linijos stipriai sumažėja. Šie scenarijai atspindi riziką, kurią kainų kanibalizacija kelia mažesnėms turbinų konfigūracijoms, ir pabrėžia didesnių, efektyvesnių turbinų svarbą siekiant išlaikyti pelningumą.



14 pav. Parkų NPV

3.6. Vidinė grąžos norma ir grąža investuotojams

Vidinės grąžos normos ir vidutinės metinės grąžos analizė suteikia papildomų įžvalgų apie jūrinio vėjo parko projekto ekonominę veikimą skirtingomis rinkos sąlygomis. Pesimistiniame scenarijuje 10 MW turbinų IRR yra 4.40%, o 15 MW turbinų – 6.96%. Tai rodo, kad didesnės turbinos siūlo geresnius finansinius rezultatus net ir sudėtingomis rinkos sąlygomis, sutampant su NPV analize, kuri pabrėžė didesnių turbinų atsparumą kainų kanibalizacijos poveikiui. Baziniame scenarijuje IRR padidėja iki 6.13% 10 MW turbinoms ir 8.42% 15 MW turbinoms, atspindint vidutinio lygio rinkos sąlygas ir didesnio efektyvumo bei masto pranašumus naudojant didesnes turbinas. Optimistinis scenarijus rodo žymų IRR padidėjimą, pasiekiant 14.25% 10 MW turbinoms ir 16.82% 15 MW turbinoms, kas rodo didelį pelningumo potencialą, jei elektros kainos nuosekliai auga.

6 lentelė. Parkų vidinė gražos norma

| | Pesimistinis | Bazinis | Optimistinis |
|--------------|--------------|---------|--------------|
| IRR 10 MW, % | 4,40% | 6,13% | 14,25% |
| IRR 15MW, % | 6,96% | 8,42% | 16,82% |

Vidutinė metinė graža investuotojams dar labiau pabrėžia šias tendencijas: graža sudaro 4.29% 10 MW turbinoms ir 5.06% 15 MW turbinoms pesimistiniame scenarijuje. Baziniame scenarijuje vidutinės metinės gražos padidėja iki 4.81% 10 MW ir 5.50% 15 MW variantui. Optimistinėmis sąlygomis vidutinės metinės gražos yra žymiai didesnės: 7.25% 10 MW turbinoms ir 8.02% 15 MW turbinoms. Šie skaičiai pabrėžia turbinų dydžio svarbą, siekiant padidinti investuotojų gražą ir sumažinti rizikas, susijusias su svyruojančiomis elektros kainomis dėl AEI plėtros ir kainų kanibalizacijos. Apskritai analizė rodo, kad strateginės investicijos į didesnes turbinas gali žymiai pagerinti finansinius rezultatus įvairiomis rinkos sąlygomis.

7 lentelė. Vidutinė metinė graža investuotojams

| | Pesimistinis | Bazinis | Optimistinis |
|---|--------------|---------|--------------|
| Vidutinė metinė graža investuotojams 10 MW, % | 4,29% | 4,81% | 7,25% |
| Vidutinė metinė graža investuotojams 15MW, % | 5,06% | 5,50% | 8,02% |

3.7. Svertiniai elektros energijos gamybos kaštai

Skaičiuojant LCOE 10 MW ir 15 MW turbinų jūrinio vėjo parkuose, paaiškėja svarbios išvalgos apie projekto sąnaudų efektyvumą. 10 MW turbinoms LCOE sudaro 57,69 €/MWh, o 15 MW turbinoms – 49,54 €/MWh. Tai rodo, kad didesnės 15 MW turbinos leidžia sumažinti energijos gamybos vieneto kainą, todėl yra ekonomiškai efektyvesnės. Nors abiejų turbinų dydžių energijos sąnaudos yra konkurencingos, didesnės galios turbinos pasižymi ne tik mažesnėmis sąnaudomis, bet ir didesniu energijos generavimo pajėgumu. Šį pranašumą dar labiau sustiprina IRR ir NPV analizės rezultatai, kurie rodo didesnę ekonominę atsparumą bei potencialią gražą. LCOE rezultatai leidžia daryti išvadą, kad didesnės galios turbinos gali užtikrinti geresnę bendrą finansinį veikimą, ypač esant palankioms rinkos sąlygoms.

8 lentelė. Parkų LCOE rodiklis

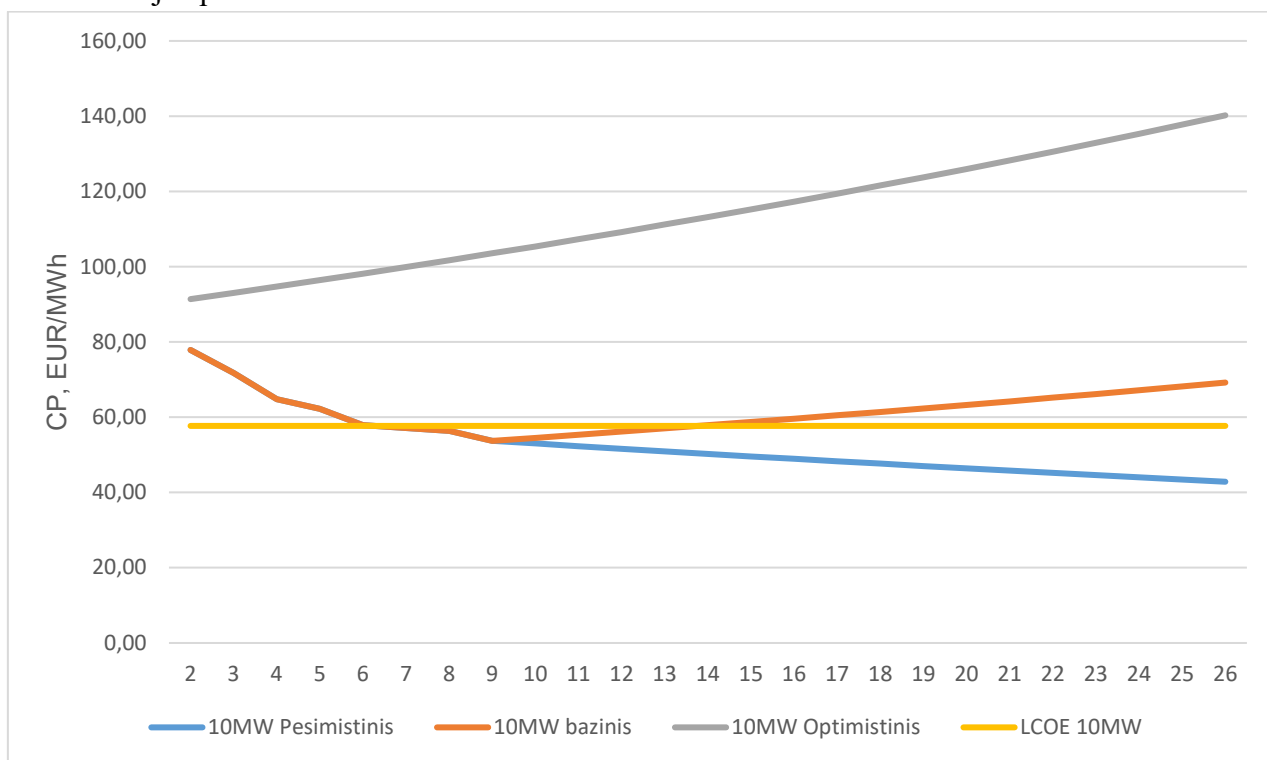
| | 10MW | 15MW |
|------|---------------|---------------|
| LCOE | 57,69 EUR/MWh | 49,54 EUR/MWh |

3.8. Kainų kanibalizacijos efekto analizė

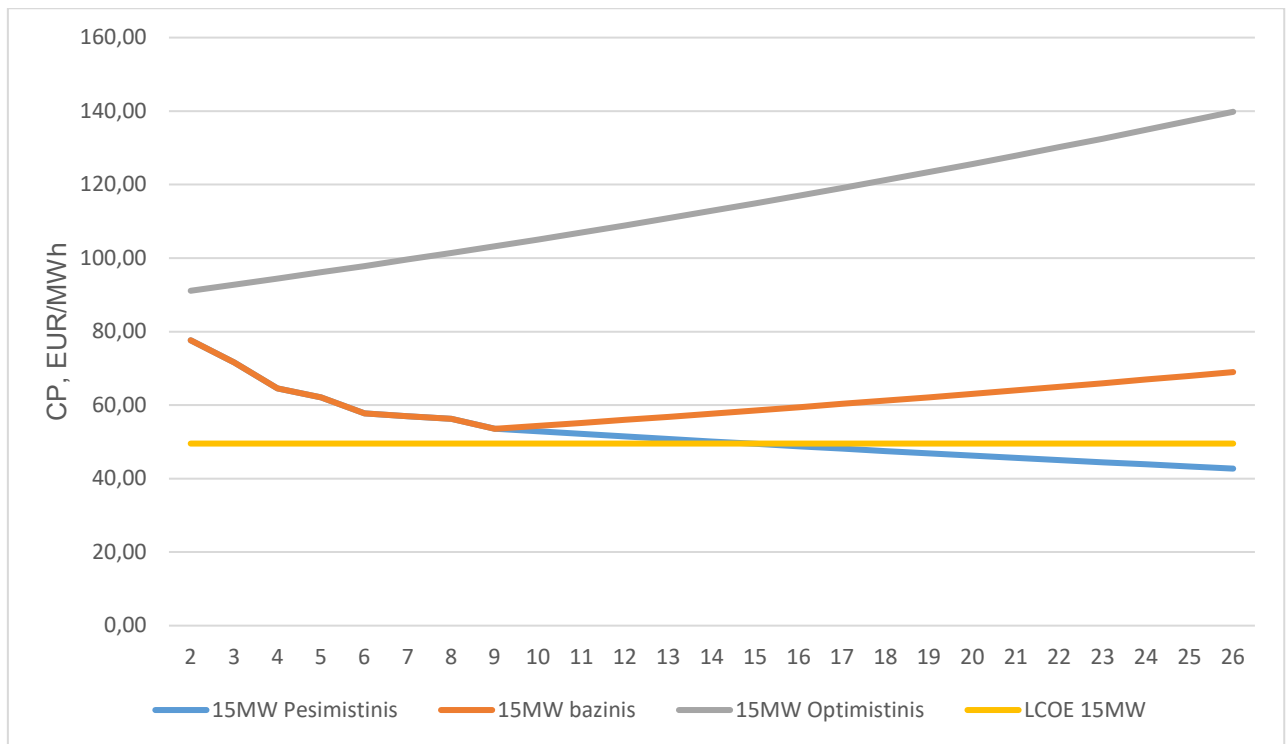
Analizuojant jūrinio vėjo parko pelningumą pagal skirtingus scenarijus, matyti, kad 10 MW ir 15 MW turbinų Capture Price (CP) reikšmės pesimistiniame scenarijuje pradeda nuo maždaug 77 EUR/MWh 2-ais metais ir palaipsniui mažėja iki maždaug 42 EUR/MWh 26-ais metais (žr. 15 pav. ir 16 pav.). Bazinis scenarijus rodo mažesnę mažėjimo tempą, pasiekiant apie 69 EUR/MWh, o tai

atskleidžia kainų kanibalizacijos efektą, kai didelės generacijos laikotarpiais rinkos kainos mažėja, sumažindamos generatorių pajamas. Optimistinis scenarijus, sudarytas darant prielaidą, kad kainų kanibalizacijos nebus, rodo CP didėjimą nuo maždaug 91 EUR/MWh iki 140 EUR/MWh, rodydamas teigiamą pelningumą be kanibalizacijos poveikio. Rezultatai tarp 10 MW ir 15 MW turbinų beveik nesiskiria, nes taikomi vienodi kainų scenarijai. Šie rezultatai atskleidžia, kad elektros rinkos dinamika ir kainų kanibalizacijos efektas turi didelę įtaką jūrinio vėjo parko pelningumui, o vienodi scenarijai lemia panašius rezultatus abiem turbinų tipams.

Lyginant CP su LCOE, matyti, kad 10 MW turbinų LCOE yra 57,69 EUR/MWh, o 15 MW turbinų LCOE yra 49,54 EUR/MWh. 15 paveiksle palygintas CP jei yra mažesnis nei LCOE – tai rodo kanibalizacijos efektą, dėl kurio vėjo parkų projektas tampa nepelningas. Pesimistiniuose scenarijuose CP mažėjimas žemiau LCOE reikšmių rodo, kad vėjo parkai patiria nuostolius, nes generavimo kaštai viršija pajamas. Tuo tarpu optimistiniuose scenarijuose, kur CP yra gerokai viršijantis LCOE, projektai demonstruoja pelningumą, parodant teigiamą ekonominį rezultatą be kanibalizacijos poveikio.

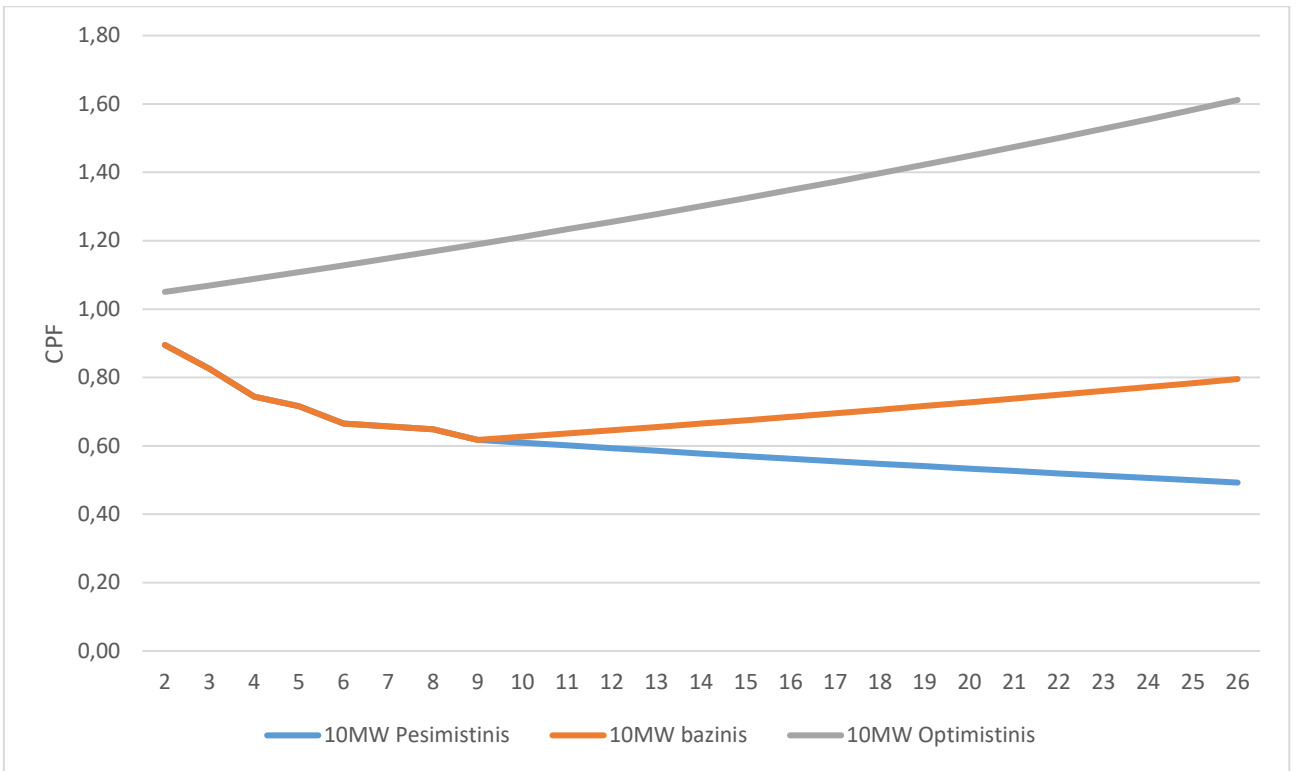


15 pav. CP projekto ekplotavimo laikotarpiui 10 MW

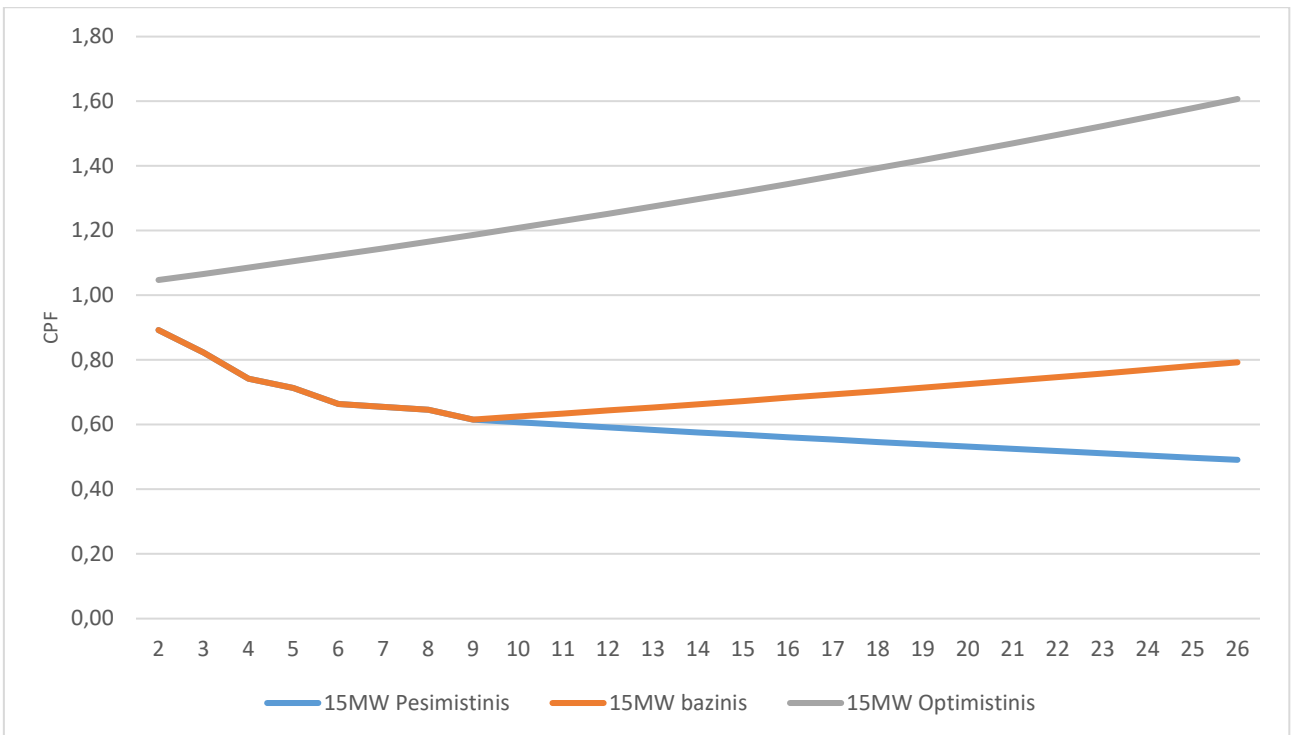


16 pav. CP projekto ekplotavimo laikotarpiui 15 MW

Remiantis pateiktais duomenimis 17 ir 18 paveiksluose apie jūrinio vėjo parko Capture Price Factor (CPF), galima daryti aiškias išvadas dėl kainų kanibalizacijos efekto ir parko pelningumo. Pesimistiniuose ir baziniuose scenarijuose CPF rodikliai nuosekliai yra mažesni nei 1, kas aiškiai rodo, kad jūrinio vėjo parko pajamos yra mažesnės nei vidutinė rinkos kaina. Tai patvirtina kainų kanibalizacijos efektą, kuris atsiranda dėl didelės generacijos laikotarpių, kai rinkos kaina mažėja, lemiančio pajamų nuostolius ir mažesnę pelningumą. Tuo tarpu optimistiniame scenarijuje CPF rodikliai yra didesni nei 1, rodo, kad vėjo parkas gauna daugiau pajamų nei vidutinė rinkos kaina. Tai rodo teigiamą pelningumą ir minimalų arba neegzistuojantį kainų kanibalizacijos poveikį, suteikiant išvadą apie potencialų pelningumą, jei rinkos dinamika leidžia išvengti kanibalizacijos efekto. Bendros išvados rodo, kad elektros rinkos dinamika ir kainų kanibalizacijos efektas turi didelę įtaką jūrinio vėjo parko pelningumui. Pesimistiniai ir baziniai scenarijai atskleidžia kanibalizacijos poveikį, mažinantį pajamas, o optimistiniai scenarijai rodo galimybę gauti didesnę pelną. Vienodi kainų scenarijai lemia panašius CPF rezultatus tiek 10 MW, tiek 15 MW turbinoms, parodant, kad pasirinktas scenarijus turi didelę įtaką galutiniams pelningumo rodikliams.



17 pav. CPF projekto ekplotavimo laikotarpiui 10 MW



18 pav. CPF projekto ekplotavimo laikotarpiui 15 MW

Išvados

1. Literatūros analizė rodo, kad atsinaujinančios energetikos plėtra pasaulyje ir Lietuvoje sparčiai auga, o tai lemia elektros kainų mažėjimą ir dažnėjantį kainų kanibalizacijos efektą. Susidarantis kainų kanibalizacijos efektas gali turėti reikšmingos neigiamos įtakos jūrinių vėjo parkų ekonominiam efektyvumui.
2. Sudaryta AEI plėtros poveikio jūrinių vėjo elektrinių pelningumui vertinti metodika atsižvelgiant į skirtingus elektros energijos kainų scenarijus. Vertinimo metodika apima ne tik pagrindinius ekonominius rodiklius (WACC, LCOE, NPV ir IRR), bet ir svarbius kainų kanibalizacijos efekto vertinimo rodiklius CP, t.y. vidutinę kainą, kurią gauna AEI energijos gamintojas už parduotą elektros energiją per tam tikrą laikotarpį bei CPF rodiklį, kuris lygina AEI gamintojo gautą vidutinę elektros kainą su bendru rinkos vidurkiu.
3. Jūrinių vėjų elektrinių įrengimo kaštų analizė atskleidė, kad 15 MW turbinų pradinės investicijos yra didesnės (1,8 mlrd. EUR palyginti su 1,77 mlrd. EUR), jų efektyvumas ir galimybė gaminti daugiau elektros energijos kompensuoja papildomus kaštus. Didesnės galios turbinos gali užtikrinti geresnius finansinius rezultatus.
4. Išanalizavus skirtingų AEI plėtros scenarijų įtaką jūrinio vėjo parko pelningumui, nustatyta, kad elektros kainų dinamika, susijusi su skirtingais plėtros lygmenimis, tiesiogiai veikia parko pelningumą. Optimistinio scenarijaus atveju, kuomet AEI integracija yra sklandi ir elektros kainos išlieka aukštos, jūrinio vėjo parko pelningumas yra itin didelis, su 15 MW turbinų NPV siekiančiu 2,95 mlrd. EUR ir IRR – 16,82%, o 10 MW turbinų NPV – 2,2 mlrd. EUR ir IRR – 14,25%. Pesimistinio scenarijaus atveju, kuomet kainų kanibalizacijos efektas yra ryškus, pelningumas ženkliai mažėja; 10 MW turbinų NPV tampa neigiamas, siekiant -94,3 mln. EUR, rodančiu finansinį nuostolį, o 15 MW turbinų NPV nors ir išlieka teigiama, siekiant 286,5 mln. EUR, tačiau pelningumas yra ženkliai sumažėjęs. Šie rezultatai pabrėžia didesnių turbinų ekonominę atsparumą, net esant nepalankioms rinkos sąlygoms.
5. Atlikus skirtingų scenarijų palyginamąją analizę, nustatyta, kad 15 MW turbinų pasirinkimas yra ekonomiškai naudingesnis visomis rinkos sąlygomis, lyginant su 10 MW turbinomis. 10 MW turbinos, esant kainų kanibalizacijos efektui pesimistinio scenarijaus atveju, rodo ženkliai mažesnius rodiklius, įskaitant neigiamą NPV siekiantį -94,3 mln. EUR. Be to, pesimistinio scenarijaus atveju CP neviršija LCOE – 57,69 EUR/MWh ir rodo, kad generavimo kaštai viršija pajamas. Priešingai, 15 MW turbinų finansiniai rodikliai išlieka teigiami net ir esant kainų kanibalizacijos poveikiui. Palyginamoji scenarijų analizė parodo, kad kainų kanibalizacijos efektas gali paveikti jūrinių vėjo parkų pelningumą, pabrėžiant strateginių investicijų į didesnes turbinas svarbą siekiant maksimaliai sumažinti riziką ir padidinti grąžą.

Literatūros sąrašas

- [1] IEA (2023) World Energy Outlook 2023 – Analysis, IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023> (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [2] GWEC (2023) Global Wind Report 2023, Global Wind Energy Council. <https://gwec.net/globalwindreport2023/> (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [3] IRENA (2023) World Energy Transitions Outlook 2023, www.irena.org. <https://www.irena.org/Digital-Report/World-Energy-Transitions-Outlook-2023> (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [4] IEA (2023) Executive summary – Renewables 2023 – Analysis, IEA. <https://www.iea.org/reports/renewables-2023/executive-summary> (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [5] Global PV Market Outlook, 4Q 2023 (2023) BloombergNEF. <https://about.bnef.com/blog/global-pv-market-outlook-4q-2023/#:~:text=As%202023%20draws%20to%20a.> (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [6] Zheng, J. et al. (2023) ‘A hybrid framework for forecasting power generation of multiple renewable energy sources’, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 172, p. 113046. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.113046>.
- [7] Guchhait, R. and Sarkar, B. (2023) ‘Increasing Growth of Renewable Energy: A State of Art’, Energies, 16(6), p. 2665. <https://doi.org/10.3390/en16062665>.
- [8] How bioenergy contributes to a sustainable future IEA Bioenergy IEABIOENERGYREPORT 2023 (2023). https://www.ieabioenergyreview.org/wp-content/uploads/2022/12/IEA_BIOENERGY_REPORT.pdf. (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [9] WBA - Worldbioenergy (2024) www.worldbioenergy.org. <https://www.worldbioenergy.org/uploads/231219%20GBS%20Report.pdf>. (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [10] Capareda, S. (2023) Introduction to Biomass Energy Conversions, Google Books. CRC Press. https://books.google.lt/books?hl=en&lr=&id=5ZXXEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=biomass+energy&ots=qTZsTg6uy4&sig=mtjvM0KPyglimBNIQKZWz0jQbKk&redir_esc=y#v=onepage&q=biomass%20energy&f=false
- [11] Ramião, J.P. et al. (2022) ‘Hydropower Contribution to the Renewable Energy Transition Under Climate Change’, Water Resources Management, 37(1), pp. 175–191. <https://doi.org/10.1007/s11269-022-03361-4>.
- [12] 2023 World Hydropower Outlook (2023) www.hydropower.org. <https://www.hydropower.org/publications/2023-world-hydropower-outlook>. (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [13] Zisos, A., Sakki, G.-K. and Efstratiadis, A. (2023) ‘Mixing Renewable Energy with Pumped Hydropower Storage: Design Optimization under Uncertainty and Other Challenges’, Sustainability, 15(18), p. 13313. <https://doi.org/10.3390/su151813313>
- [14] Bojek, P. (2023) Hydropower, IEA. <https://www.iea.org/energy-system/renewables/hydroelectricity>.
- [15] Ramião, J.P. et al. (2022) ‘Hydropower Contribution to the Renewable Energy Transition Under Climate Change’, Water Resources Management, 37(1), pp. 175–191. <https://doi.org/10.1007/s11269-022-03361-4>.

- [16] Xu, R. et al. (2023) ‘A global-scale framework for hydropower development incorporating strict environmental constraints’, *Nature Water*, 1(1), pp. 113–122. <https://doi.org/10.1038/s44221-022-00004-1>.
- [17] World Small Hydropower Development Report | UNIDO (2021) www.unido.org. <https://www.unido.org/our-focus-safeguarding-environment-clean-energy-access-productive-use-renewable-energy-focus-areas-small-hydro-power/world-small-hydropower-development-report>. (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [18] Lithuania 2021 – Analysis (2021) IEA. <https://www.iea.org/reports/lithuania-2021#> (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [19] The Lithuania 100% Renewable Energy Study (2024) www.nrel.gov. <https://www.nrel.gov/international/lithuania-100-renewable-energy-study.html> (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [20] Lietuvos Respublikos Energetikos Ministerija(2023). Saulės elektrinių galia Lietuvoje jau viršija 1 GW <https://enmin.lrv.lt/lt/naujienos/saules-elektriniu-galia-lietuvoje-jau-virsija-1-gw/> (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [21] GE Renewable Energy adds wind power to Lithuania (2023) Energy Global. <https://www.energyglobal.com/wind/03032023/ge-renewable-energy-adds-wind-power-to-lithuania/> (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [22] Wind energy sector statistics | Lithuanian Wind Power Association (2023) Lvea.lt. <https://lvea.lt/en/statistics/> (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [23] Valstybinė energetikos reguliavimo taryba (2024) <https://www.regula.lt/Puslapiai/default.aspx> (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [24] Wind, B. (2023) Litgrid Completed the Isolated Operation Test of the Lithuanian Electricity System, Baltic Wind. <https://balticwind.eu/litgrid-completed-the-isolated-operation-test-of-the-lithuanian-electricity-system/>
- [25] Renewable Energy In Lithuania: What You Should Know (2024) www.hivepower.tech. <https://www.hivepower.tech/blog/renewable-energy-in-lithuania-what-you-should-know> . (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [26] About | Lietuvos Hidroenergetikų Asociacija (2024) www.hidro.lt. <https://www.hidro.lt/about/> (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [27] Why renewables are the cornerstone of the energy transition (2021) World Economic Forum. <https://www.weforum.org/agenda/2021/04/why-renewables-are-the-cornerstone-of-the-energy-transition/>. (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [28] Offshore wind energy (2024) WindEurope. <https://windeurope.org/policy/topics/offshore-wind-energy/> (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [29] Taiwan – A role model for Asian offshore wind development? (2024) www.dnv.com. <https://www.dnv.com/article/taiwan-a-role-model-for-asian-offshore-wind-development--179607>
- [30] Beiter, P. et al. (2023) ‘Expanded modelling scenarios to understand the role of offshore wind in decarbonizing the United States’, *Nature Energy*, 8(11), pp. 1240–1249. <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01364-y>.
- [31] Alex (2023) Global Offshore Wind Report 2023, Global Wind Energy Council. <https://gwec.net/gwecs-global-offshore-wind-report-2023/>.
- [32] Global Offshore Wind Report (2023). <https://wfo-global.org/wp-content/uploads/2024/04/WFO-Report-2024Q1.pdf> . (žiūrėta kovo 22, 2024)

- [33] Offshore Wind Market Report: 2023 Edition (2023) Energy.gov. <https://www.energy.gov/eere/wind/articles/offshore-wind-market-report-2023-edition> (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [34] Canan, A. (2023) 'Offshore wind energy policy paths: A comparative analysis of Denmark and Germany', Economics And Policy Of Energy And The Environment [Preprint], (2023/1). <https://doi.org/10.3280/EFE2023-001003>.
- [35] Data (2024) [www.irena.org. https://www.irena.org/Data](https://www.irena.org/Data). (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [36] Li, R. et al. (2024) 'Large-scale offshore wind energy integration by wind-thermal bundled power system: A case study of Yangxi, China', Journal of cleaner production, 435, pp. 140601–140601. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.140601>.
- [37] Guo, X. et al. (2023) 'Grid integration feasibility and investment planning of offshore wind power under carbon-neutral transition in China', Nature Communications, 14(1), p. 2447. <https://doi.org/10.1038/s41467-023-37536-3>.
- [38] Gallaher, A. et al. (2023) 'Breaking wind: A comparison between U.S. and European approaches in offshore wind energy leadership in the North Atlantic region', Renewable and Sustainable Energy Reviews, 187, p. 113766. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113766>.
- [39] Putuhena, H. et al. (2023) 'Finding space for offshore wind to support net zero: A methodology to assess spatial constraints and future scenarios, illustrated by a UK case study', Renewable and Sustainable Energy Reviews, 182, p. 113358. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113358>.
- [40] Global Offshore Wind Market Set to Grow Sixfold by 2030 | BloombergNEF (2018) BloombergNEF. <https://about.bnef.com/blog/global-offshore-wind-market-set-to-grow-sixfold-by-2030/> (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [41] Buljan, A. (2022) Offshore Wind Could Grow 56-Fold by 2050 and Significantly Contribute to Green Hydrogen Production, DNV's New Report Says, Offshore Wind. <https://www.offshorewind.biz/2022/10/13/offshore-wind-could-grow-56-fold-by-2050-contribute-to-green-hydrogen-production/>.
- [42] 2024 Wind predictions: The outlook for offshore wind in 2024 (2024) [www.dnv.com. https://www.dnv.com/article/2024-wind-predictions-the-outlook-for-offshore-wind-in-2024/#:~:text=2024%20promises%20to%20be%20exceptionally](https://www.dnv.com/article/2024-wind-predictions-the-outlook-for-offshore-wind-in-2024/#:~:text=2024%20promises%20to%20be%20exceptionally) (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [43] Vėjo parko Baltijos jūroje projektai (2024) Lietuvos Respublikos Energetikos Ministerija <https://enmin.lrv.lt/lt/veiklos-sritys-3/elektra/vejo-parko-baltijos-juroje-projektas/> (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [44] Ignitis Group to develop offshore wind farms with global energy leader Ocean Winds | Ignitis grupė (2024) [ignitisgrupe.lt. https://ignitisgrupe.lt/en/news/ignitis-group-develop-offshore-wind-farms-global-energy-leader-ocean-winds](https://ignitisgrupe.lt/en/news/ignitis-group-develop-offshore-wind-farms-global-energy-leader-ocean-winds) (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [45] Jūrinio vėjo parkai Lietuvoje | EPSO-G (2024) [www.epsog.lt. https://www.epsog.lt/lt/projects/jurinio-vejo-parkai-lietuvoje](https://www.epsog.lt/lt/projects/jurinio-vejo-parkai-lietuvoje) (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [46] Sumner, J., Watters, C.S. and Masson, C. (2010) 'CFD in Wind Energy: The Virtual, Multiscale Wind Tunnel', Energies, 3(5), pp. 989–1013. <https://doi.org/10.3390/en3050989>.
- [47] Jūrinio vėjo parkai: pristatyta infrastruktūros vystymo plano koncepcija ir strateginio pasekmių aplinkai vertinimo ataskaita | 2021-2027 ES investicijų interneto svetainė (2021) 2021-2027 ES investicijų interneto svetainė. <https://2021.esinvesticijos.lt/naujienos/jurinio->

- vejo-parkai-pristatyta-infrastrukturos-vystymo-plano-koncepcija-ir-strateginio-pasekmiu-aplinkai-vertinimo-ataskaita (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [48] Ahmed, B., Muneer Al Mubarak and Khouj, M. (2023) ‘Renewable Technologies: Solar Power and Wind Power Energy Utilization – Advantages and Disadvantages’, Internet of things, pp. 507–519. https://doi.org/10.1007/978-3-031-35525-7_30.
- [49] Though the price shocks hurt, Renewables installed between 2021-23 saved Europe €100bn (2023) Energy Post. <https://energypost.eu/though-the-price-shocks-hurt-renewables-installed-between-2021-23-saved-europe-e100bn/>
- [50] Li, S. et al. (2023) ‘Dynamic correlated effects of electricity prices, biomass energy, and technological innovation in Tunisia’s energy transition’, Utilities policy, 82, pp. 101521–101521. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2023.101521>.
- [51] IEA (2024) Renewables 2023 – Analysis, IEA. <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>. (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [52] Amin, M. et al. (2023) ‘Excess electricity problem in off-grid hybrid renewable energy systems: A comprehensive review from challenges to prevalent solutions’, 212, pp. 538–560. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.05.073>.
- [53] Falling Offshore Wind Costs (2024) 2035 and Beyond. <https://2035report.com/offshorewind/falling-offshore-wind-costs/>.
- [54] Atabak Mehrdar and Li, T. (2023) ‘Should price cannibalization be avoided or embraced? A multimethod investigation’, Production and operations management, 32(12), pp. 3816–3836. <https://doi.org/10.1111/poms.14063>.
- [55] Higher Stakes, Lower Gains: Analyzing the Revenue Cannibalization Effect of Renewable Energies in the Electricity Market with PyPSA-Japan2050 Model (2024). https://www.econ.kyoto-u.ac.jp/renewable_energy/stage2/pbfile/m000621/REEKU_DP0067.pdf.
- [56] <http://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A1768389> (2024) DIVA. <https://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A1768389&dswid=-6606>. (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [57] Setting the power price: the merit order effect (2018) Clean Energy Wire. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/setting-power-price-merit-order-effect>.
- [58] Shimomura, M. et al. (2024) ‘Beyond the merit order effect: Impact of the rapid expansion of renewable energy on electricity market price’, Renewable & Sustainable Energy Reviews, 189, pp. 114037–114037. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114037>.
- [59] Krishna Swamy, S., Gonzalez-Aparicio, I. and Chrysochoidis-Antsos, N. (2022) ‘Developing a long-lasting offshore wind business case towards a Dutch decarbonised energy system by 2050’, Journal of Physics: Conference Series, 2151(1), p. 012010. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2151/1/012010>.
- [60] Maciejowska, K. (2020) ‘Assessing the impact of renewable energy sources on the electricity price level and variability – A quantile regression approach’, Energy Economics, 85, p. 104532. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.104532>.
- [61] German electricity prices on EPEX Spot 2023 (2024) FfE. <https://www.ffe.de/en/publications/german-electricity-prices-on-epex-spot-2023/>
- [62] Spasić, V. (2024) ACER: Explosion of negative electricity prices in EU in 2023, Balkan Green Energy News. <https://balkangreenenergynews.com/acer-explosion-of-negative-electricity-prices-in-eu-in-2023/>.

- [63] The rise of negative power prices | Q4 2023 Quarterly Report | Electric Insights (2024). <https://reports.electricinsights.co.uk/q4-2023/the-rise-of-negative-power-prices/>. (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [64] The causes and effects of negative power prices (2018) Clean Energy Wire. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/why-power-prices-turn-negative> (žiūrėta kovo 22, 2024)
- [65] Yang, W. et al. (2020) ‘A novel system for multi-step electricity price forecasting for electricity market management’, *Applied Soft Computing*, 88, p. 106029. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2019.106029>.
- [66] Kolb, S. et al. (2020) ‘The impact of renewables on electricity prices in Germany - An update for the years 2014–2018’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 134, p. 110307. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110307>.
- [67] McKinsey (2024) The revenue outlook for offshore-wind projects [www.mckinsey.com. https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/the-offshore-wind-industrys-moment-of-reckoning](https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/the-offshore-wind-industrys-moment-of-reckoning).
- [68] Virtanen, E.A. et al. (2022) ‘Balancing profitability of energy production, societal impacts and biodiversity in offshore wind farm design’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 158, p. 112087. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112087>.
- [69] Sun, Y. et al. (2024) ‘Data-driven large-scale spatial planning framework for determining size and location of offshore wind energy development: A case study of China’, *Applied energy*, 367, pp. 123388–123388. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123388>.
- [70] Evans, L.J. (2020) Adaptation, governance and industrial diversification : North Sea ports and the growth of offshore wind, [theses.ncl.ac.uk. http://theses.ncl.ac.uk/jspui/handle/10443/4865](http://theses.ncl.ac.uk/jspui/handle/10443/4865).
- [71] Malleret, S. et al. (2024) ‘Profitability dynamics of offshore wind from auction to investment decision’, *Renewable & sustainable energy reviews*, 199, pp. 114450–114450. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114450>.
- [72] Jorge Yuri Ozato et al. (2023) ‘Offshore wind power generation: An economic analysis on the Brazilian coast from the stochastic LCOE’, *Ocean & Coastal Management*, 244, pp. 106835–106835. <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2023.106835>.
- [73] Menton, F. (2023) Extraordinary Costs Of Green Energy Creeping Slowly Into Public Awareness, *Manhattan Contrarian*. <https://www.manhattancontrarian.com/blog/2023-10-9-extraordinary-costs-of-green-energy-creeping-into-public-awareness>.
- [74] Osmundsen, P., Emhjellen-Stendal, M. and Lorentzen, S. (2023) ‘Oil Company Investment in Offshore Windfarms: A Business Case’, *The Energy Journal*, 45(2), pp. 111–136. <https://doi.org/10.5547/01956574.44.6.posm>.
- [75] Jūrinės vėjo energetikos vystymas - Lietuvos energetikos agentūra (2025) [Www.ena.lt. https://www.ena.lt/jve-vystymas/](https://www.ena.lt/jve-vystymas/) (žiūrėta kovo 22, 2025).
- [76] Guo, Y., Wang, H. and Lian, J. (2022) ‘Review of integrated installation technologies for offshore wind turbines: Current progress and future development trends’, *Energy Conversion and Management*, 255, p. 115319. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115319>.
- [77] Bilgili, M. and Alphan, H. (2022) ‘Global growth in offshore wind turbine technology’, *Clean Technologies and Environmental Policy*, 24. <https://doi.org/10.1007/s10098-022-02314-0>.

- [78] Reichenberg, L., Ekholm, T. and Boomsma, T. (2023) 'Revenue and risk of variable renewable electricity investment: The cannibalization effect under high market penetration', *Energy*, 284, pp. 128419–128419. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128419>.
- [79] Steffen, B. and Waidelich, P. (2022) 'Determinants of cost of capital in the electricity sector', *Progress in Energy*, 4(3), p. 033001. <https://doi.org/10.1088/2516-1083/ac7936>.
- [80] Delapedra-Silva, V., Ferreira, P., Cunha, J. and Kimura, H. (2022). Methods for Financial Assessment of Renewable Energy Projects: A Review. *Processes*, 10(2), p.184. doi:<https://doi.org/10.3390/pr10020184>.
- [81] Nordpoolgroup.com. (2024). Nord Pool | Data Portal. <https://data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/prices?deliveryDate=latest¤cy=EUR&aggregation=DeliveryPeriod&deliveryAreas=AT> (žiūrėta kovo 22, 2025)
- [82] Lietuvos Bankas (2024). Lietuvos banko prognozė: gerėsianti tarptautinė ekonominė aplinka, vidaus vartojimas ir atsigaunančios investicijos spartins ekonomikos augimą <https://www.lb.lt/lt/naujienos/lietuvos-banko-prognoze-geresianti-tarptautine-ekonomine-aplinka-vidaus-vartojimas-ir-atsigaunancios-investicijos-spartins-ekonomikos-augima> (žiūrėta kovo 22, 2025)
- [83] Li, R., & Leung, G. C. K. (2021). The relationship between energy prices, economic growth and renewable energy consumption: Evidence from Europe. *Energy Reports*, 7, 1712–1719. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.03.030>
- [84] International Energy Agency (2023) *World Energy Outlook 2023 – Analysis*, IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023> (žiūrėta kovo 22, 2025)
- [85] Cevik, S. and Ninomiya, K. (2022) 'Chasing the Sun and Catching the Wind: Energy Transition and Electricity Prices in Europe' p. 1. <https://doi.org/10.5089/9798400224362.001>.
- [86] Kumar, N. *et al.* (2023) 'Study of Potential Impact of Wind Energy on Electricity Price Using Regression Techniques', *Sustainability*, 15(19), p. 14448. <https://doi.org/10.3390/su151914448>.
- [87] Shelby Cefaratti-Bertin (2024) Renewable Energy Goals Are Unattainable by 2050. Baylor University. <https://news.web.baylor.edu/news/story/2024/renewable-energy-goals-are-unattainable-2050>
- [88] IRENA (2023) 'Renewable Power Generation Costs in 2023', International Renewable Energy Agency, p. 5. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf (žiūrėta kovo 22, 2025)
- [89] IEA (2021) 'Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector', International Energy Agency, p. 85. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050> (žiūrėta kovo 22, 2025)
- [90] Litgrid (2024) *Lietuvos elektros perdavimo tinklų 10 metų plėtros planas 2024–2033 m.*. <https://www.litgrid.eu/index.php/tinklo-pletra/11> (žiūrėta kovo 22, 2025)
- [91] Lietuvos energetikos ministerija (2024) *Lietuvos energetikos vizija 2050 m. – savarankiškas apsirūpinimas energija ir klimatui neutrali aukštos pridėtinės vertės energetikos pramonė.* <https://enmin.lrv.lt/lt/naujienos/lietuvos-energetikos-vizija-2050-m-savarankiskas-apsirupinimas-energija-ir-klimatui-neutrali-aukstos-pridetines-vertes-energetikos-pramone/> (žiūrėta kovo 22, 2025)
- [92] Gonzales, S.M., Iftikhar, H. and López-Gonzales, J.L. (2024). Analysis and forecasting of electricity prices using an improved time series ensemble approach: an application to the

- Peruvian electricity market. *AIMS Mathematics*, 9(8), pp.21952–21971. doi:<https://doi.org/10.3934/math.20241067>.
- [93] BNS (2024). VERT uždegė žalią šviesą vėjo parko Baltijos jūroje statyboms. vz.lt. <https://www.vz.lt/pramone/energetika/2024/02/09/vert-uzdege-zalia-sviesa-vejo-parko-baltijos-juroje-statyboms> (žiūrėta kovo 22, 2025)
- [94] Shields, M., Beiter, P., Nunemaker, J., Cooperman, A. and Duffy, P. (2021). Impacts of turbine and plant upsizing on the levelized cost of energy for offshore wind. *Applied Energy*, 298, p.117189. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117189>.
- [95] Johnston, B., Foley, A., Doran, J. and Littler, T. (2020). Levelised cost of energy, A challenge for offshore wind. *Renewable Energy*, 160, pp.876–885. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.06.030>.
- [96] Paulius Kozlovas, Saulius Gudzius, Jonaitis, A., Konstantinaviciute, I., Viktorija Bobinaite, Saule Gudziute and Giedraitis, G. (2024). Price Cannibalization Effect on Long-Term Electricity Prices and Profitability of Renewables in the Baltic States. *Sustainability*, 16(15), pp.6562–6562. doi:<https://doi.org/10.3390/su16156562>.
- [97] Selahattin Murat Sirin, Amro Elshurafa and Nurullah Cakmak (2024). The Impact of Variable Renewable Energy Sources on Electricity Market Prices: Exploring the Dynamics between Balancing, Day-Ahead, and Ancillary Services Markets. doi:<https://doi.org/10.2139/ssrn.5007420>.
- [98] Meus, J., De Vits, S., S'heeren, N., Delarue, E. and Proost, S. (2021). Renewable electricity support in perfect markets: Economic incentives under diverse subsidy instruments. *Energy Economics*, 94, p.105066. doi:<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.105066>.
- [99] Harvey, L.D.D. (2020). Clarifications of and improvements to the equations used to calculate the levelized cost of electricity (LCOE), and comments on the weighted average cost of capital (WACC). *Energy*, p.118340. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118340>.
- [100] Rubio-Domingo, G. and Linares, P. (2021) 'The future investment costs of offshore wind: An estimation based on auction results', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 148, p. 111324. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111324>.
- [101] Osmundsen, P., Eimhjellen-Stendal, M. and Lorentzen, S. (2021) 'Project economics of offshore windfarms. A business case', *Unit.no*. <https://doi.org/978-82-8408-187-8>.
- [102] Loewen, J. (2020) 'LCOE is an undiscounted metric that inaccurately disfavors renewable energy resources', *The Electricity Journal*, 33(6), p. 106769. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2020.106769>.
- [103] Filimonova, I.V. et al. (2022) 'Green energy through the LCOE indicator', *Energy Reports*, 8, pp. 887–893. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.165>.
- [104] Timilsina, G.R. (2021) 'Are renewable energy technologies cost competitive for electricity generation?', *Renewable Energy*, 180, pp. 658–672. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.08.088>.
- [105] Edverdas Vaclovas Bartkus, „Inovacijų valdymas ir ekonominis vertinimas“, 2014. https://moodle.ktu.edu/pluginfile.php/66584/mod_resource/content/1/KNYGA_%20Inovacij%C5%B3%20valdymas%20ir%20ekonominis%20vertinimas.pdf
- [106] V. Tomaševič, „Investicinių projektų efektyvumo vertinimas gryniosios dabartinės vertės metodu“, *Business: Theory and Practice*, t. 11, nr. 4, p. 362–369, spal. 2010, doi: 10.3846/btp.2010.39

- [107] Valdivia, M. et al. (2020) 'A research and technology valuation model for decision analysis in the environmental and renewable energy sectors', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 122, p. 109726. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109726>.
- [108] Pavana Koragappa and Verdin, P.G. (2024). Design and optimisation of a 20 MW offshore wind turbine blade. *Ocean Engineering*, 305, pp.117975–117975. doi:<https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2024.117975>.
- [109] Kijo-Kleczkowska, A., Bruś, P. and Więciorkowski, G. (2022) 'Profitability analysis of a photovoltaic installation - A case study', *Energy*, 261, p. 125310. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125310>.
- [110] J. M. Tomaševič, „Vidinės gražos normos metodo taikymas vertinant investicinių projektų ekonominį efektyvumą“, p. 9, 2011.
- [111] Edverdas Vaclovas Bartkus, „Inovacijų valdymas ir ekonominis vertinimas“, 2014. https://moodle.ktu.edu/pluginfile.php/66584/mod_resource/content/1/KNYGA_%20Inovacij%C5%B3%20valdymas%20ir%20ekonominis%20vertinimas.pdf (žiūrėta lapkr. 22, 2020).
- [112] IRENA (2021) Offshore Wind Power: Technology and Cost Analysis, International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2021/Oct/Offshore-wind-cost-analysis> (žiūrėta kovo 22, 2025)
- [113] WindEurope (2023) Offshore Wind in Europe: Key Trends and Statistics 2022, WindEurope. <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/offshore-wind-in-europe-key-trends-and-statistics-2022/> (žiūrėta kovo 22, 2025)
- [114] Wang, J., Wei, X. and Juanatas, R. (2023) Study on the optimization strategy of offshore wind power, *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 18(1), pp. 1–13. <https://doi.org/10.1093/ijlct/ctad001>
- [115] Green, R. and Vasilakos, N. (2010) The Economics of Offshore Wind, University of Birmingham. <https://www.birmingham.ac.uk/Documents/college-social-sciences/business/research/energy/papers/economics-offshore-wind.pdf>
- [116] NREL (2024) Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition, National Renewable Energy Laboratory. <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/87115.pdf> (žiūrėta kovo 22, 2025)
- [117] Thunder Said Energy (2023) Offshore wind installation costs by vessel, Thunder Said Energy. <https://thundersaidenergy.com/downloads/offshore-wind-installation-costs-by-vessel/>
- [118] IRENA (2012) Renewable Energy Cost Analysis: Wind Power, International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications/2012/Jun/Renewable-Energy-Cost-Analysis--Wind-Power> (žiūrėta kovo 22, 2025)