

Analiza potencijalnih lokacija i tehno-ekonomske isplativosti izgradnje odobalnih vjetroelektrana u Republici Hrvatskoj

Penava, Ante

Master's thesis / Diplomski rad

2023

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Zagreb, Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture / Sveučilište u Zagrebu, Fakultet strojarstva i brodogradnje**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:235:603659>

Rights / Prava: [In copyright](#) / [Zaštićeno autorskim pravom](#).

Download date / Datum preuzimanja: **2025-02-23**

Repository / Repozitorij:

[Repository of Faculty of Mechanical Engineering and Naval Architecture University of Zagreb](#)



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

DIPLOMSKI RAD

Ante Penava

Zagreb, 2023.

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

DIPLOMSKI RAD

Mentor:

Izv. prof. dr. sc. Tomislav Pukšec, dipl. ing.

Student:

Ante Penava

Zagreb, 2023.

Izjavljujem da sam ovaj rad izradio samostalno koristeći znanja stečena tijekom studija i uz navedenu literaturu.

Zahvaljujem se izv. prof. dr. sc. Tomislavu Pukšecu na mentorstvu i vrijednim savjetima.

Najljepše hvala dr. sc. Ani Kodbi na velikodušnoj pomoći i pristupačnosti. Vaši korisni savjeti uvelike su pridonijeli uspješnoj realizaciji diplomskog rada.

Hvala svim mojim prijateljima koji su godine moga studiranja obogatili svojim prisustvom.

Posebna zahvala mojoj obitelji koja je uvijek vjerovala u mene. Bez vaše potpore i odricanja ne bih mogao postići ovaj uspjeh.

I na kraju, najveće hvala mojoj zaručnici Ivani koja je sa mnom strpljivo prolazila sve ove godine studiranja i bila tu kad je najteže.

Ante Penava



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE



Središnje povjerenstvo za završne i diplomske ispite
Povjerenstvo za diplomske ispite studija strojarstva za smjerove:
procesno-energetski, konstrukcijski, brodstrojarski i inženjersko modeliranje i računalne simulacije

Sveučilište u Zagrebu Fakultet strojarstva i brodogradnje	
Datum:	Prilog:
Klasa: 602 - 04 / 23 - 6 / 1	
Ur. broj: 15 - 23 -	

DIPLOMSKI ZADATAK

Student: **Ante Penava** JMBAG: 0035215585

Naslov rada na hrvatskom jeziku: **Analiza potencijalnih lokacija i tehno-ekonomske isplativosti izgradnje odobalnih vjetroelektrana u Republici Hrvatskoj**

Naslov rada na engleskom jeziku: **Analysis of potential locations and techno-economic feasibility of offshore wind farm installation in the Republic of Croatia**

Opis zadatka:

Odobalne vjetroelektrane su prepoznate kao jedan od perspektivnih izvora obnovljive energije u Europskoj uniji. Budući da se grade na otvorenom moru ili velikim jezerima, odlikuje ih rad u uvjetima konstantnijeg vjetra, u odnosu na kopnene vjetroelektrane, što rezultira većom i stabilnijom proizvodnjom električne energije. Uz tehnološki napredak i ekonomske uštede kroz ekonomiju obujma, očekuje se da će uloga odobalnih vjetroelektrana u svjetskoj proizvodnji električne energije postati sve značajnija.

U radu je potrebno:

1. Prikazati pregled literature na temu trenutne prakse proizvodnje električne energije iz odobalnih vjetroelektrana u državama članicama Europske unije te pregled strateških planova.
2. Prikupiti i prikazati georeferencirane podatke o brzini vjetra na visini od 100 metara, dubine mora te zaštićena područja ekološke mreže Natura 2000.
3. Definirati područja pogodna za izgradnju fiksnih odobalnih vjetroelektrana te područja pogodna za izgradnju plutajućih odobalnih vjetroelektrana.
4. Na temelju definiranih područja te blizine elektroenergetske mreže, definirati jednu lokaciju za izgradnju fiksne odobalne vjetroelektrane te jednu lokaciju za izgradnju plutajuće odobalne vjetroelektrane.
5. Analizirati tehničku i ekonomsku izvedivost izgradnje definiranih fiksnih i plutajućih odobalnih vjetroelektrana.
6. Provesti analizu osjetljivosti ekonomske isplativosti.

Potrebni podaci i literatura se mogu dobiti kod mentora U radu je potrebno navesti korištenu literaturu i eventualno dobivenu pomoć.

Zadatak zadan:

28. rujna 2023.

Datum predaje rada:

30. studenoga 2023.

Predvideni datum obrane:

4. – 8. prosinca 2023.

Zadatak zadao:

Izv.prof.dr.sc. Tomislav Pukšec

Predsjednica Povjerenstva:

Prof. dr. sc. Tanja Jurčević Lulić

SADRŽAJ

SADRŽAJ	I
POPIS SLIKA	IV
POPIS TABLICA.....	VII
POPIS DIJAGRAMA	VIII
POPIS OZNAKA	IX
SAŽETAK.....	XI
SUMMARY	XII
1. UVOD.....	1
2. ODOBALNA VJETROENERGIJA U EUROPI.....	2
2.1. Trenutna proizvodnja energije iz odobalnih vjetroturbina u Europi.....	2
2.2. Strateški planovi i projekcije za proizvodnju električne energije iz odobalnih vjetroturbina.....	5
2.3. Strategija „Getting fit for 55 and set for 2050“.....	6
2.4. Akcijski plan „REPowerEU“	10
3. HRVATSKA I OIE.....	15
3.1. Strategije energetskeg razvoja u Republici Hrvatskoj.....	18
3.2. Odobalna vjetroenergija u Hrvatskoj	21
4. MAPIRANJE POTENCIJALNIH LOKACIJA ZA IZGRADNJU ODOBALNIH VJETROTURBINA U HRVATSKOJ	23
4.1. Uvjeti za odabir najboljih lokacija	23
4.2. Metoda odabira najboljih lokacija.....	24
4.2.1. Brzine vjetra.....	25
4.2.2. Dubine mora.....	27
4.2.3. Isključivanje područja zaštićenih ekološkom mrežom Natura 2000	28
4.3. Prikaz najpovoljnijih lokacija za izgradnju fiksnih odobalnih vjetroturbina.....	29
4.4. Prikaz najpovoljnijih lokacija za izgradnju plutajućih odobalnih vjetroturbina	31

5. ODABIR KONKRETNE LOKACIJE ZA IZGRADNJU ODOBALNE VJETROELEKTRANE	33
5.1. Uvjeti za odabir lokacije	33
5.1.1. Vizualni utjecaj elektrane na moru	33
5.1.2. Blizina elektroenergetske mreže (i mogućnost priključka na nju).....	34
5.1.3. Zaobilaženje plovnih puteva	35
5.1.4. Područje prema direktivi o staništima i direktivi o pticama	36
5.1.5. Vrsta morskog dna	36
5.1.6. Ostali uvjeti	37
5.2. Najbolja lokacija za izgradnju fiksne odobalne vjetroeletkrane u Hrvatskoj	39
5.3. Najbolja lokacija za izgradnju plutajuće odobalne vjetroeletkrane u Hrvatskoj.....	41
6. OPĆA ANALIZA TEHNIČKE IZVEDIVOSTI IZGRADNJE ODOBALNIH VJETROELEKTRANA	43
6.1. Upravni postupci za razvoj OIE projekta.....	43
6.2. Gradnja odobalnih vjetroeletkrana	45
6.3. Proizvodnja dijelova vjetroeletkrane i oprema za instalaciju	45
6.4. Izgradnja temelja vjetroturbine	48
6.4.1. Fiksna vjetroturbina	48
6.4.2. Plutajuća vjetroturbina	51
6.5. Elektroenergetska mreža u Republici Hrvatskoj.....	53
7. OPĆA ANALIZA EKONOMSKE IZVEDIVOSTI IZGRADNJE ODOBALNIH VJETROELEKTRANA	57
7.1. Kapitalni troškovi (CAPEX).....	57
7.2. Operativni rashodi (OPEX).....	59
7.3. Troškovi razgradnje (DECEX)	61
7.4. Nivelirani trošak električne energije (LCoE).....	62
8. ANALIZA TEHNIČKE I EKONOMSKE IZVEDIVOSTI IZGRADNJE DEFINIRANIH ODOBALNIH VJETROELEKTRANA.....	65
8.1. Definirana fiksna odobalna vjetroeletkrana	66
8.2. Definirana plutajuća odobalna vjetroeletkrana	68

9. ANALIZA OSJETLJIVOSTI EKONOMSKE ISPLATIVOSTI	71
9.1. Definirana fiksna odobalna vjetroelektrana	72
9.1.1. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti na promjenu otkupne cijene električne energije	74
9.1.2. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti na promjenu cijene investicije.....	75
9.2. Definirana plutajuća odobalna vjetroelektrana	76
9.2.1. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti na promjenu otkupne cijene električne energije	78
9.2.2. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti na promjenu cijene investicije.....	79
10. ZAKLJUČAK.....	80
LITERATURA.....	81
PRILOZI.....	86

POPIS SLIKA

Slika 1.	Pregled odobalnih vjetroparkova na karti Europe [8]	3
Slika 2.	Hornsea 2 [9]	4
Slika 3.	Plan tranzicije dobave el. energije iz različitih izvora do 2050. [10]	6
Slika 4.	Rast pučinskih vjetroelektrana i veličine instaliranih turbina [10].....	7
Slika 5.	Analiza smanjenja troškova za energiju vjetra 1/2 [10]	8
Slika 6.	Analiza smanjenja troškova za energiju vjetra 2/2 [10]	9
Slika 7.	Potrebna ulaganja u elektroenergetsku mrežu [10]	10
Slika 8.	Instalirani kapaciteti vjetroelektrana u Europi u periodu od 2013. do 2022. godine [11]	10
Slika 9.	Izgradnja novih kapaciteta vjetroelektrana prema Wind Europe scenariju REPowerEU [11].....	11
Slika 10.	Raspodjela instaliranog kapaciteta odobalnih vjetroturbina u 2050. [12].....	12
Slika 11.	Plan izgradnje novih odobalnih vjetroelektrana do 2050. [12]	13
Slika 12.	Potrebna ulaganja kako bi se postiglo 450 GW kapaciteta odobalne vjetroenergije do 2050. [12]	14
Slika 13.	Proizvodni kapaciteti u Hrvatskoj - Instalirana snaga elektrana [14]	15
Slika 14.	Raspoloživa el. energija na godišnjem nivou za podmirenje potrošnje [14].....	16
Slika 15.	Instalirani kapaciteti OIE u Hrvatskoj [14]	17
Slika 16.	Proizvedena el. energija iz OIE u Hrvatskoj [14]	18
Slika 17.	Korištenje OIE prema scenariju S1 [4]	20
Slika 18.	Korištenje OIE prema scenariju S2 [4]	20
Slika 19.	Mjerenje brzine vjetra na platformi Izabela Sjever [6]	22
Slika 20.	Koeficijent snage cp [19].....	26
Slika 21.	Snaga vjetroturbine prema Betzu u ovisnosti o brzini vjetra i promjeru rotora [19]	26
Slika 22.	Srednja godišnja brzina vjetra u Hrvatskoj [20].....	27
Slika 23.	Batimetrija Jadranskog mora [21]	28
Slika 24.	Natura 2000 ekološka mreža u Hrvatskoj [14].....	29
Slika 25.	Potencijalne lokacije za izgradnju fiksnih vjetroturbina	30
Slika 26.	Potencijalne lokacije za izgradnju plutajućih vjetroturbina	31

Slika 27.	Vizualni utjecaj vjetroelektrana na moru u Hrvatskoj [5].....	33
Slika 28.	Prikaz prijenosnog sustava u Republici Hrvatskoj [25]	34
Slika 29.	Glavni uzdužni plovidbeni putovi na Jadranu [26]	35
Slika 30.	Glavni poprečni plovidbeni putovi na Jadranu [26].....	35
Slika 31.	Važna mjesta za razmnožavanje grabljivica i morskih ptica [27].....	36
Slika 32.	Karta sedimenata morskog dna [28].....	37
Slika 33.	Registrirane arheološke zone u Jadranskom moru [27]	38
Slika 34.	Obalne zračne luke (plave oznake) s kontrolnim prometnim zonama zračnih luka Pula, Mali Lošinj [27]	38
Slika 35.	Područja prema EMODnetu na koja je odbačeno neiskorišteno oružje i streljivo u Jadranskom moru [27].....	38
Slika 36.	Najbolja lokacija za izgradnju fiksne odobalne vjetroelektrane u Hrvatskoj.....	39
Slika 37.	Najbolja lokacija za izgradnju plutajuće odobalne vjetroelektrane u Hrvatskoj...	41
Slika 38.	Pregled upravnih postupaka kod OIE projekata u RH [4].....	43
Slika 39.	Pregled dijelova unutar gondole vjetroturbine	46
Slika 40.	Udio na tržištu proizvođača turbina [8].....	46
Slika 41.	Različite vrste plovila kada se koriste pri instalaciji odobalnih vjetroturbina [22].....	47
Slika 42.	Načini izvedbe temelja za fiksne odobalne vjetroturbine [22].....	48
Slika 43.	Prikaz ugradnje pilotnog temelja [22]	49
Slika 44.	Koraci postavljanja rešetkastog temelja [22]	50
Slika 45.	Gravitacijski temelji [30].....	51
Slika 46.	Načini izvedbe temelja za plutajuće odobalne vjetroturbine [22].....	51
Slika 47.	Princip instalacije plutajuće odobalne vjetroturbine (platforma na više stupova) [22]	52
Slika 48.	Raspodjela vodova 110-220-400 kV po starosti u prijenosnoj mreži HOPS-a – stanje 2019. godina [31]	55
Slika 49.	Investicije (u milijardama kuna) u prijenosnoj mreži po kategorijama u razdoblju od 2021. do 2030. [31]	56
Slika 50.	Energetska infrastruktura odobalne vjetroelektrane [32]	56
Slika 51.	Analiza CAPEX-a za izgradnju vjetroelektrane [10]	58
Slika 52.	Prosječni OPEX troškovi u europskim državama u ovisnosti o udaljenosti postrojenja od obale [36]	60
Slika 53.	Raščlamba OPEX troškova za odobalne vjetroelektrane [37]	61

Slika 54.	Analiza troškova razgradnje za odobalne vjetroelektrane [38]	62
Slika 55.	Doprinos svakoga glavnog troškovnog elementa LCoE za odobalne vjetroelektrane [33]	63
Slika 56.	Vjetroturbina Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD [39]	66

POPIS TABLICA

Tablica 1. Instalirani kapacitet odobalnih vjetroelektarana po državama u Europi (podaci iz 2023. [8])	3
Tablica 2. Najveći odobalni vjetroparkovi u Europi (podaci iz 2023. [8])	4
Tablica 3. Proizvedena električna energija iz odobalnih vjetroturbina u europskim državama (podaci iz 2021., [3])	5
Tablica 4. Usporedba glavnih odrednica razmatranih scenarija [4]	19
Tablica 5. Prosječni životni vijek VN opreme i građevina u prijenosnoj mreži [31].....	54
Tablica 6. Ponderirani prosječni ukupni instalirani troškovi za vjetar na moru, 2010. i 2021. [35]	59
Tablica 7. Ponderirani prosječni LCOE vjetroelektrana na moru, 2010. i 2021. [35]	64
Tablica 8. Tehničke karakteristike turbine Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD [39].....	65
Tablica 9. Osnovni podaci definirane fiksne odobalne vjetroelektrane	68
Tablica 10. Osnovni podaci definirane plutajuće odobalne vjetroelektrane	70
Tablica 11. Ulazni podaci za izračun analize osjetljivosti ekonomske isplativosti za fiksnu odobalnu vjetroelektranu	73
Tablica 12. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti fiksne odobalne vjetroelektrane na promjenu otkupne cijene električne energije.....	74
Tablica 13. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti fiksne odobalne vjetroelektrane na promjenu cijene investicije.....	75
Tablica 14. Ulazni podaci za izračun analize osjetljivosti ekonomske isplativosti za plutajuću odobalnu vjetroelektranu	77
Tablica 15. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti plutajuće odobalne vjetroelektrane na promjenu otkupne cijene električne energije.....	78
Tablica 16. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti plutajuće odobalne vjetroelektrane na promjenu cijene investicije.....	79

POPIS DIJAGRAMA

Dijagram 1.	Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti fiksne odobalne vjetroelektrane na promjenu otkupne cijene električne energije.....	74
Dijagram 2.	Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti fiksne odobalne vjetroelektrane na promjenu cijene investicije.....	76
Dijagram 3.	Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti plutajuće odobalne vjetroelektrane na promjenu otkupne cijene električne energije.....	78
Dijagram 4.	Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti plutajuće odobalne vjetroelektrane na promjenu cijene investicije.....	79

POPIS OZNAKA

Oznaka	Jedinica	Opis
Am	%	Godišnja stopa amortizacije
CAPEX	€/MW, €	Kapitalni troškovi
c_p	-	Koeficijent snage vjetroturbine
DECEX	€/MWh, €	Troškovi razgradnje
E_t	MWh	Neto proizvodnja energije u godini t
EOTRP	-	Elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja
GIS	-	Geoinformacijski sustavi
HEP ODS	-	Hrv. Elektroprivreda – Operator distribucijskog sustava
HOPS	-	Hrvatski operator prijenosnog sustava
I_t	€	Investicijski izdaci u godini t
IRR	%	Unutrašnja stopa povrata
LCoE	€/MWh	Nivelirani trošak električne energije
MINGOR	-	Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja
M_t	€	Troškovi rada, održavanja i servisa u godini t
n	god	Životni vijek projekta
n_{kor}	god	Korisni vijek trajanja
N_{el}	MWh	Proizvedena električna energija na godišnjoj razini
NPV	€	Neto sadašnja vrijednost (Net Present Value)
η_{ve}	-	Faktor iskoristivosti vjetroelektrane
OIE	-	Obnovljivi izvor energije
OPEX	€/MWh, €	Operativni rashodi
P	MW	Snaga vjetroturbine/vjetroelektrane (kapacitet)
R	m	Polumjer lopatice
r	%	Diskontna stopa
ρ	kg/m ³	Gustoća zraka
t_{god}	h	Broj radnih sati u godini (8760 h)
v	m/s	Brzina vjetra
v_1	m/s	Brzina lopatice

QGIS	-	Quantum GIS (programsko sučelje)
ZoTEE	-	Zakon o tržištu električne energije

SAŽETAK

Ovaj diplomski rad temelji se na analizi potencijalnih lokacija za izgradnju odobalnih vjetroelektrana u Republici Hrvatskoj, s posebnim naglaskom na tehno-ekonomsku isplativost projekata. Pristup analizi uključuje geografske, meteorološke, morske, ekonomske i tehničke parametre kako bi se identificirale optimalne lokacije za postavljanje vjetroelektrana na hrvatskom moru. Analizira se i infrastrukturna podrška, poput priključaka na elektroenergetsku mrežu, što je također važno za uspješnost projekta.

U prvom dijelu rada dan je opći pregled proizvodnje električne energije iz odobalnih vjetroelektrana na području Europe i Republike Hrvatske te pregled strateških planova.

U drugom dijelu rada prvo su definirane, a zatim vizualizirane najpovoljnije lokacije za izgradnju odobalnih vjetroelektrana na području hrvatske pučine. U obzir su uzeti podaci kao što su brzina vjeta, dubina mora, utjecaj na vizualni izgled prirode, lokacije zaštićenih područja ekološkom mrežom Natura 2000, blizina elektroenergetske mreže, vrsta morskog dna i drugi.

Nadalje, fokus je usmjeren na tehnološke aspekte vezane uz sam projekt, koji uključuju pregled upravnih postupaka za razvoj projekta te čimbenika vezanih uz samu izgradnju, od izgradnje temelja odobalnih vjetroturbina do izgradnje elektroenergetske mreže. Također analizirana je i ekonomska izvedivost projekta te je dan pregled kapitalnih troškova, troškova održavanja i razgradnje kao i nivelirani trošak otkupa električne energije.

U konačnici, prikazane su najbolje lokacije za izgradnju fiksne i plutajuće odobalne vjetroelektrane u Republici Hrvatskoj te je napravljena analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti u ovisnosti različitih parametara projekta.

Ovi rezultati mogu poslužiti za informiranje o predmetnoj temi u planiranju i implementaciji projekata odobalnih vjetroelektrana, koji pridonose energetskej tranziciji zemlje prema održivijoj budućnosti.

Ključne riječi: fiksna odobalna vjetroelektrana, plutajuća odobalna vjetroelektrana, obnovljivi izvori energije, Republika Hrvatska, tehno-ekonomska analiza, analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti

SUMMARY

This master's thesis is based on the analysis of potential locations for the construction of offshore wind farms in the Republic of Croatia, with a special emphasis on the techno-economic feasibility of the projects. The analytical approach encompasses geographical, meteorological, marine, economic, and technical parameters to identify optimal locations for installing wind turbines in the Croatian sea. Infrastructure support, such as connections to the electrical grid, is also scrutinized for its significance in project success. In the first part of the thesis, a general overview is provided for the electricity generation from offshore wind farms in Europe and the Republic of Croatia, along with a review of strategic plans.

The second part of the thesis initially defines and then visualizes the most favorable locations for the construction of offshore wind farms in the Croatian waters. Consideration is given to data such as wind speed, sea depth, impact on the visual aesthetics of nature, locations of protected areas within the Natura 2000 ecological network, proximity to the power grid, seabed type, and other relevant factors.

Subsequently, the focus is given to technological aspects related to the project itself, including an overview of administrative procedures for project development and factors related to construction, from building the foundations of offshore wind turbines to constructing the electrical grid. The economic feasibility of the project is also analyzed, providing an overview of capital costs, maintenance and decommissioning costs, as well as the levelized cost of electricity.

Ultimately, the best locations for the construction of fixed and floating offshore wind farms in the Republic of Croatia are presented, accompanied by a sensitivity analysis of economic feasibility based on various project parameters.

These results can serve as valuable information for planning and implementing offshore wind farm projects, contributing to the country's energy transition towards a more sustainable future.

Key words: fixed offshore wind farm, floating offshore wind farm, renewable energy sources, Republic of Croatia, techno-economic analysis, sensitivity analysis of economic feasibility

1. UVOD

Odobalna vjetroenergija odnosi se na korištenje vjetra koji puše na otvorenom moru za proizvodnju električne energije. Ova tehnologija je u posljednjih nekoliko godina postala jedna od najbrže rastućih formi obnovljivih izvora energije u svijetu. Prednosti odobalne vjetroenergije su brojne. Činjenica da voda (a posebice duboka voda) ima manju površinsku hrapavost od kopna jako utječe na brzine vjetra pa je brzina vjetra na otvorenom moru obično veća i stabilnija nego na kopnu, što povećava kapacitet i efikasnost proizvodnje električne energije [1]. Turbine vjetroelektrana na pučini su mnogo veće i jače od vjetroelektrana na kopnu te posljedično proizvode znatno veću količinu električne energije [2]. Vjetroturbine se mogu instalirati dalje od obale, što smanjuje utjecaj na lokalnu zajednicu i omogućava veće instalacije, a također mogu biti postavljene u dubljim vodama, što otvara nove mogućnosti za korištenje ove tehnologije u različitim geografskim regijama [1]. Iako se najčešće postavljaju u morima ili oceanima, odobalne vjetroelektrane uključuju i one koje mogu biti izgrađene i na kontinentu, odnosno na većim jezerima [8]. Prva pučinska vjetroelektrana instalirana je davne 1991. godine u Danskoj i otad broj ovakvih projekata bilježi značajan rast [2]. Prema podacima IRENA-e (International Renewable Energy Agency), u svijetu je instalirano 63,2 GW kapaciteta odobalne vjetroenergije i to je 1,9 % od sveukupno instaliranog kapaciteta obnovljivih izvora energije [3]. Predvodnik ove tehnologije u svijetu je Kina s instaliranim kapacitetom od 30,45 GW, dok je predvodnik u Europi Ujedinjeno Kraljevstvo (UK) s instaliranim kapacitetom od 14,38 GW i Njemačka s 8,06 GW [3].

U cijelom svijetu pa tako i u Hrvatskoj prisutna je tranzicija energetskeg sektora prema obnovljivim izvorima energije [4], međutim Hrvatska kao zemlja s relativno velikim potencijalom za integriranje odobalnih vjetroelektrana [5], do sada nije instalirana niti jednu vjetroelektoranu na svojoj pučini. Prate se različite veličine, poput brzine vjetra na otvorenom moru [6], a izrada planova kao što su *Akcijski plan za OIE na moru u Hrvatskoj* [5], *Vodič za razvoj i provedbu projekata OIE u Hrvatskoj* [4], *Akcijski plan za potrebna pojačanja elektroenergetske mreže u cilju integracije OIE u Hrvatskoj* [7] i ostalih korisnih priručnika i planova, doprinijela je jasnijem razumijevanju potencijala i daljnjih koraka za integraciju ovih obnovljivih izvora energije (OIE) u Hrvatskoj.

2. ODOBALNA VJETROENERGIJA U EUROPI

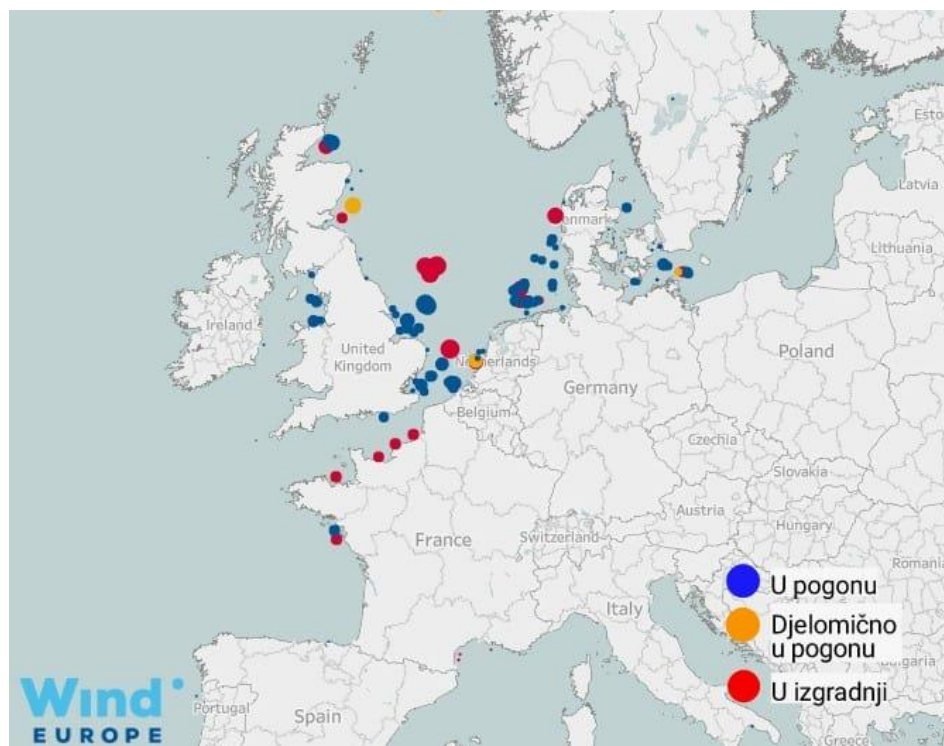
Europa je svjetski predvodnik u tranziciji prema čistoj energiji, a odobalna vjetroenergija igra značajnu ulogu u cilju provedbe tog plana. Područja poput Sjevernog mora, Baltičkog mora i Atlantskog oceana postala su "laboratoriji na otvorenom" za razvoj i implementaciju najnaprednijih tehnologija vjetroturbina na svijetu. Ogromni resursi vjetra i duboko razumijevanje potencijala potaknuli su Europsku uniju (EU) da uloži značajna sredstva u istraživanje, razvoj i izgradnju ovih postrojenja. EU je postavila ambiciozne ciljeve u pogledu iskorištavanja odobalne energije pa uvođenjem raznih strategija potiče investicije i stvara poticajno okruženje za industrijski rast. Europa također igra ključnu ulogu u razvijanju međunarodnih standarda i surađuje s drugim dijelovima svijeta kako bi dijelila svoje znanje i iskustvo.

2.1. Trenutna proizvodnja energije iz odobalnih vjetroturbina u Europi

Najveći proizvođači električne energije iz odobalnih vjetroturbina su države koje imaju izlaz na Sjeverno i Baltičko more te na Atlantski ocean. U tom dijelu Europe vladaju povoljni uvjeti za iskorištavanje ove vrste energije. Europa ima ukupno instalirani kapacitet vjetroelektrana od 255 GW od čega na odobalne vjetroelektrane otpada 32,43 GW (12,72 %). Države članice EU zajedno imaju instalirani kapacitet od 17,949 GW što je 55,34 % od ukupno instaliranog odobalnog kapaciteta vjetroelektrana u Europi. Značajan udio ima UK sa instaliranih 14,38 GW (44,34 %) [8]. Instalirani kapacitet odobalnih vjetroelektrana po državama u Europi prikazuje Tablica 1, a njihov pregled na kratki prikazuje Slika 1.

Tablica 1. Instalirani kapacitet odobalnih vjetroelektrana po državama u Europi (podaci iz 2023. [8])

Država	Kapacitet [GW]	Broj turbina
Belgija	2,261	399
Danska	2,308	631
Finska	0,071	19
Francuska	0,482	81
Irska	0,025	7
Italija	0,030	10
Nizozemska	3,449	553
Norveška	0,101	13
Njemačka	8,064	1540
Portugal	0,025	3
Španjolska	0,005	1
Švedska	0,192	80
Ujedinjeno Kraljevstvo	14,380	2728
Ukupno	32,430	6166



Slika 1. Pregled odobalnih vjetroelektrana na karti Europe [8]

Ukupno u Europi ima 129 odobalnih vjetroparkova, a najveći se nalaze u Sjevernom moru, većinom smještenih na području Ujedinjenog Kraljevstva i Njemačke [8]. Popis najvećih odobalnih vjetroelektrana u Europi prikazan je u Tablici 2.

Tablica 2. Najveći odobalni vjetroparkovi u Europi (podaci iz 2023. [8])

Naziv vjetroparka	Kapacitet [GW]	Broj turbina	Zemlja
Hornsea 2	1,386	165	UK
Hornsea 1	1,218	174	UK
Moray East	0,950	100	UK
Triton Knoll	0,857	90	UK
Borssele 1 i 2	0,752	94	Nizozemska

Vjetropark Hornsea 2 najveći je odobalni vjetropark na svijetu. Sa svojih 165 vjetroagregata, ima instalirani kapacitet od 1,386 GW i dovoljan je za snabdjevanje električnom energijom 1,4 miliona kućanstava. Udaljen je 89 km od obale Yorkshirea te se proteže na 462 m² (više od pola površine New Yorka). Hornsea 2 koristi Siemens Gamesa turbine s duljinom lopatica od 81 m [9]. Na Slici 2 prikazana je odobalna vjetroelektrana Hornsea 2.



Slika 2. Hornsea 2 [9]

Prema podacima iz 2021. godine, ukupno proizvedena električna energija iz vjetroelektrana u Europi iznosi 469281 GWh, od čega su odobalne vjetroelektrane proizvele 83318 GWh (17,75 %) [3]. Pregled proizvedene električne energije iz odobalnih vjetroturbina po državama u Europi prikazan je u Tablici 3.

Tablica 3. Proizvedena električna energija iz odobalnih vjetroturbina u europskim državama (podaci iz 2021., [3])

Država	Generirano el. en. [GWh]
Belgija	6 926
Danska	7 593
Finska	267
Francuska	-
Irska	81
Italija	-
Nizozemska	7 952
Norveška	5
Njemačka	24 375
Portugal	51
Španjolska	11
Švedska	547
Ujedinjeno Kraljevstvo	35 510
Ukupno	83 318

2.2. Strateški planovi i projekcije za proizvodnju električne energije iz odobalnih vjetroturbina

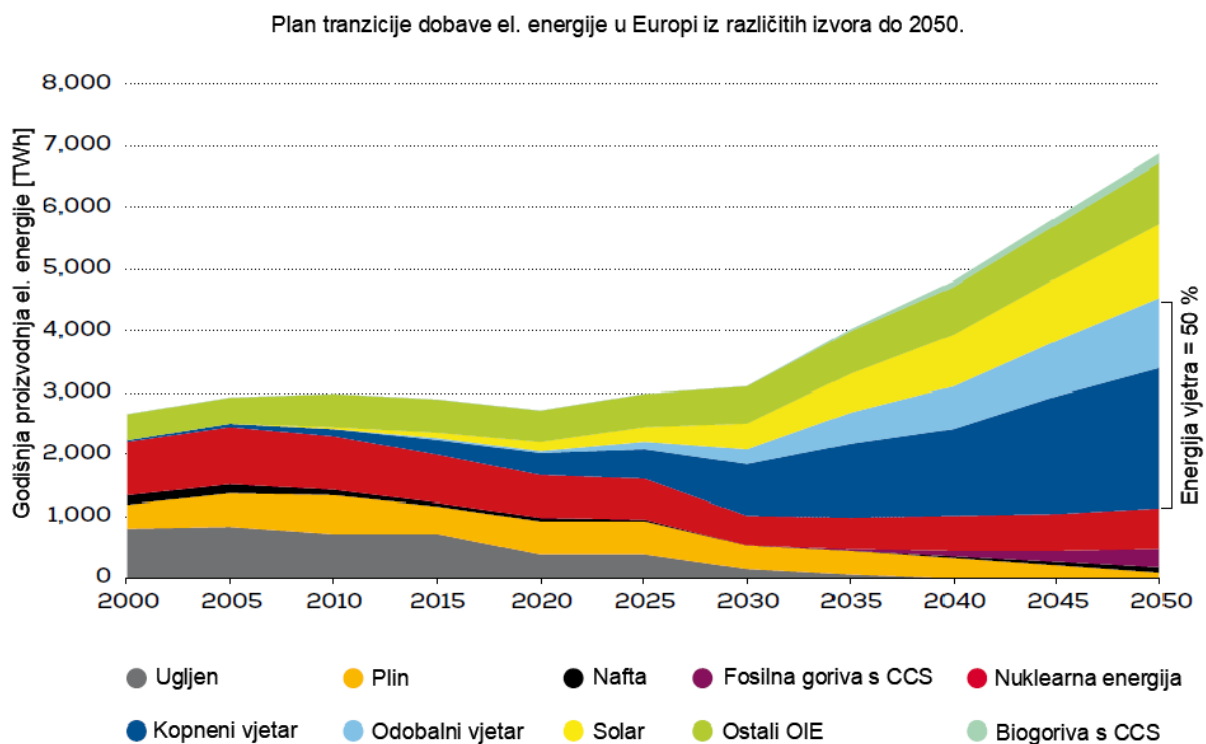
Dvije trećine instaliranih kapaciteta vjetroenergije u Europi nalazi se u šest zemalja (Njemačka, Španjolska, Ujedinjeno Kraljevstvo, Francuska, Švedska i Turska), a 87 % novoinstaliranih kapaciteta u 2022. godini su vjetroelektrane na kopnu [10]. Europa ima puno veći potencijal od toga te ga treba iskoristiti i upravo zato Europa ima ambiciozne planove. Plan dan strategijom „Fit for 55 and set for 2050“ kojim se želi postići 40 % obnovljivih izvora energije zahtjeva 325 GW instaliranog vjetro kapaciteta na kopnu i 59 GW na pučini do 2030. godine [10]. Dodatno razrađeni akcijski plan „The REPowerEU“ postavlja za cilj još 57 GW instaliranog kapaciteta vjetroelektrana [11].

Dolazimo do podatka kako je potrebno 440 GW ukupno instaliranog kapaciteta vjetroelektrana da bi se udio obnovljivih izvora energije u Europskoj Uniji povećao na 45 % do 2030.

2.3. Strategija „Getting fit for 55 and set for 2050“

Strategija "Getting fit for 55 and set for 2050" predstavlja ključni dio ambicioznog plana Europske unije za borbu protiv klimatskih promjena i postizanje ciljeva održivog razvoja. Naziv "Fit for 55" odnosi se na cilj EU da do 2030. godine smanji emisije štetnih plinova za najmanje 55 % u usporedbi s razinama iz 1990. godine, a ova strategija ima za cilj donošenje zakonodavnih mjera i politika koje će omogućiti ostvarivanje ovog ambicioznog plana [10].

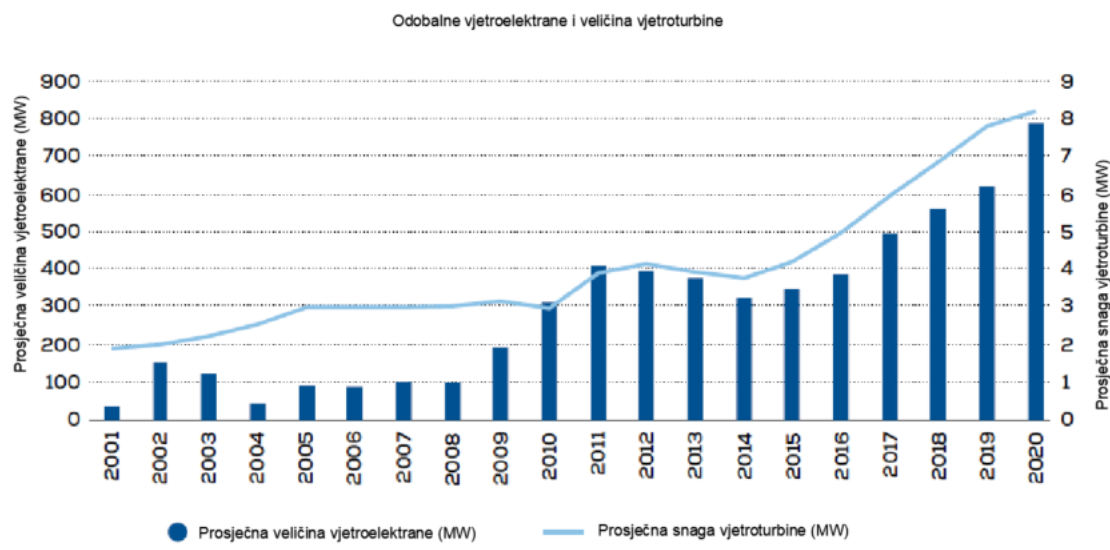
Europska unija se obvezala da će do 2050. dekarbonizirati Europu, a najviše intervencija zahtijevaju sektori transporta, zgradarstva i industrije. Trenutno električna energija čini samo 25 % energije koju troše ovi sektori, a plan je da se do 2050. ova brojka popne na najmanje 57 % [10]. Na Slici 3 prikazan je plan tranzicije dobave električne energije iz različitih izvora u Europi do 2050. godine.



Slika 3. Plan tranzicije dobave el. energije iz različitih izvora do 2050. [10]

Plan je da se 38-40 % energije pokriva iz obnovljivih izvora do 2030., a onda da se daljnjim ulaganjima taj iznos značajno poveća [10]. Da bi Europa postala prvi dekarbonizirani kontinent, potrebno je povećati elektrifikaciju temeljenu na obnovljivim izvorima energije. Europska komisija očekuje da će obnovljivi izvori energije osigurati najmanje 81 % električne energije 2050. godine [10].

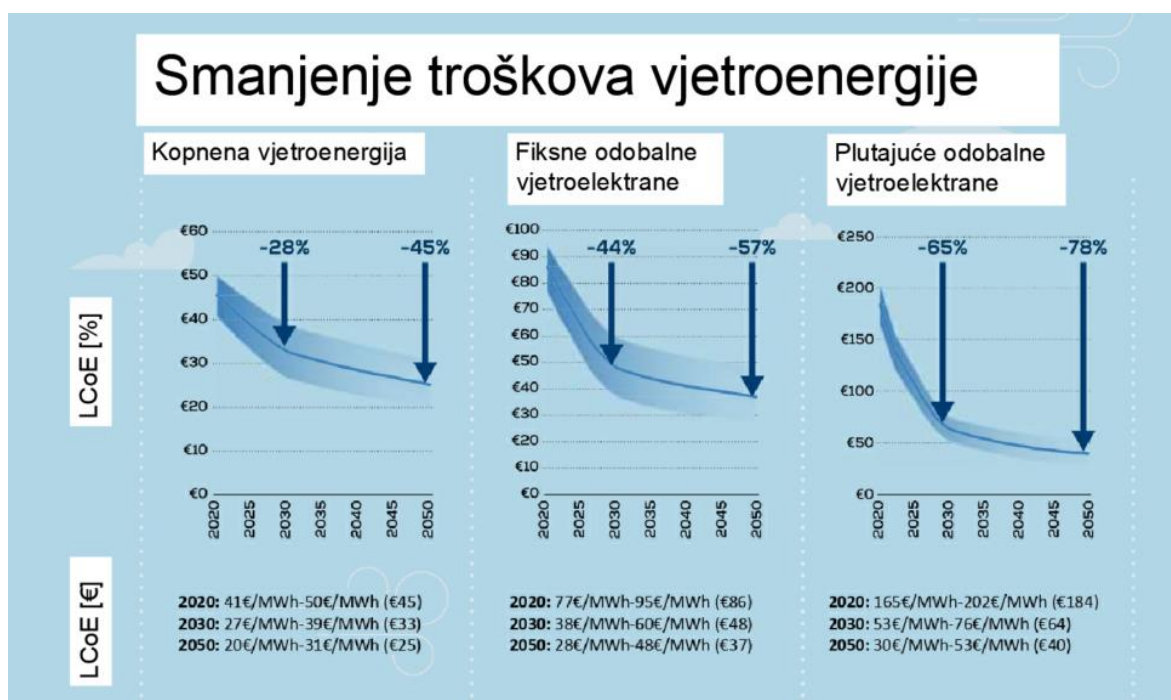
Energija vjetra biti će glavni izvor električne energije nakon 2025., zadovoljavajući 25 % potreba EU za električnom energijom, a do 2050. opskrbljivat će 50 % električne energije u EU (kopnene vjetroelektane 33 %, pučinske 17 %). Očekuje se da će kopneni vjetar generirati oko 2300 TWh, a pučinski 1200 TWh godišnje, a zajedno bi proizveli više električne energije nego što se danas proizvodi za cijelu Europu [10]. Dakako ovo je samo jedan od scenarija, dok neki drugi scenariji stavljaju pučinski vjetar ispred kopnenog te predviđaju kako bi pak odobalna tehnologija mogla igrati glavnu ulogu u proizvodnji električne energije [12]. Razvitak tehnologije omogućio je da se u posljednjih 20 godina prosječni kapacitet vjetroturbina poveća četiri puta. Vjetroturbine instalirane 2000. godine imale su prosječni kapacitet od 2 MW, a u 2020. prosječna snaga turbina je bila 8 MW [10], kako prikazuje Slika 4.



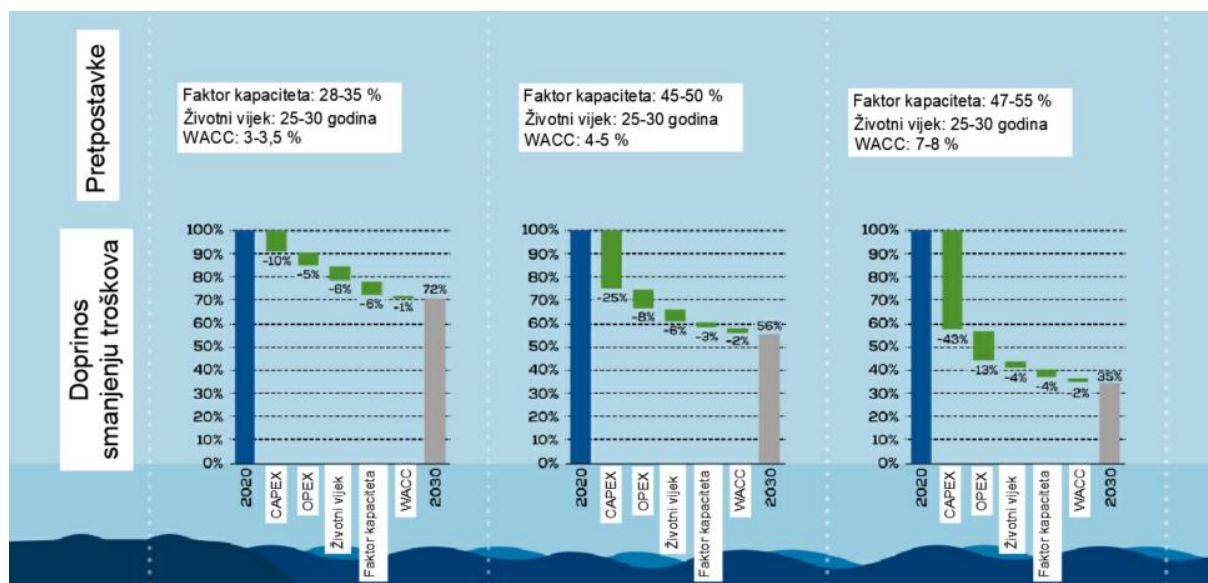
Slika 4. Rast pučinskih vjetroelektrana i veličine instaliranih turbina [10]

Sve veća potražnja za energijom dovest će do novih proizvodnih tehnologija, a turbine od 15 MW već danas su u uporabi [10]. Nove tehnologije igrati će važnu ulogu u dekarbonizaciji Europe.

Cijena investicije izgradnje vjetroelektrana prilično je visoka. Očekuje se da će do 2030. godine prosječni LCoE za kopnenu energiju vjetra biti 33 €/MWh (28 % niži od onoga iz 2020.), a 2050. godine 25 €/MWh (45 % niži od onoga iz 2020.) [10]. Trošak pučinskog vjetra pratit će sličan obrazac. Očekuje se da će 2030. LCoE za fiksne vjetroelektrane iznositi 48 EUR/MWh (44 % niži od onoga iz 2020.), a 2050. 37 €/MWh (57 % niži od onoga iz 2020.). Za plutajuće vjetroelektrane se očekuje da će prosječni LCoE 2030. iznositi 64 €/MWh (65 % niži od onoga iz 2020.), a 2050. 40 €/MWh (78 % niži od onoga iz 2020.) [10]. Sva ova sniženja LCoE-a moguća su zbog povećanja veličine turbine, poboljšanja performansi, bolje tehnike i procesa ugradnje i sl. Također serijska proizvodnja će pridonijeti smanjenju cijene investicije [13]. Ipak, cijena energije vjetra uvijek će biti različita od projekta do projekta. Ovisiti će o ekonomiji i tržišnim uvjetima, a stvarni će trošak ovisiti i o nizu drugih čimbenika [10]. Analiza smanjenja troškova za energiju vjetra, kao i doprinos pojedinog člana ukupnom smanjenju troškova, prikazana je na Slici 5 i 6.

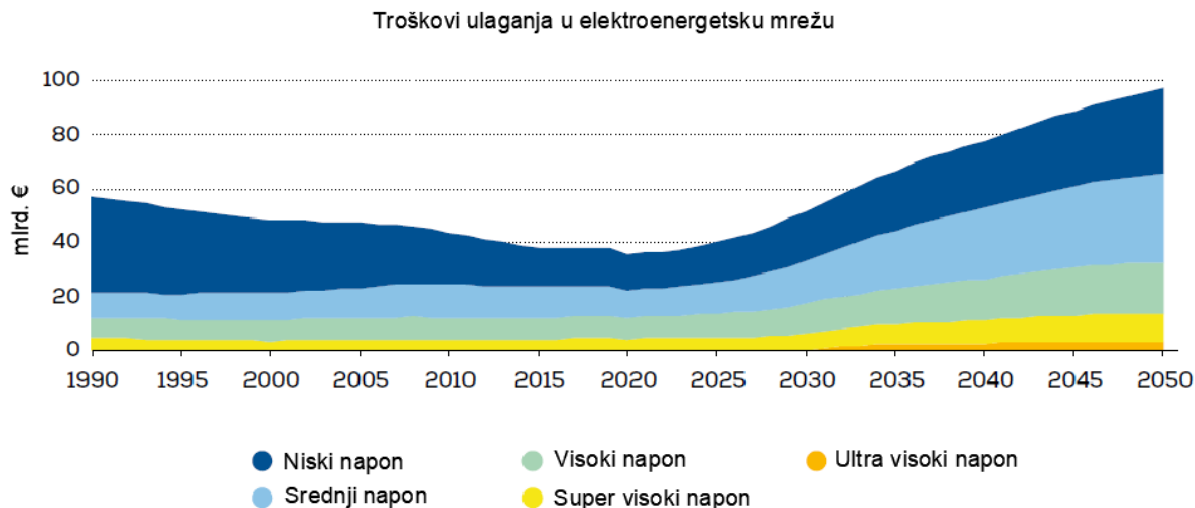


Slika 5. Analiza smanjenja troškova za energiju vjetra 1/2 [10]



Slika 6. Analiza smanjenja troškova za energiju vjetra 2/2 [10]

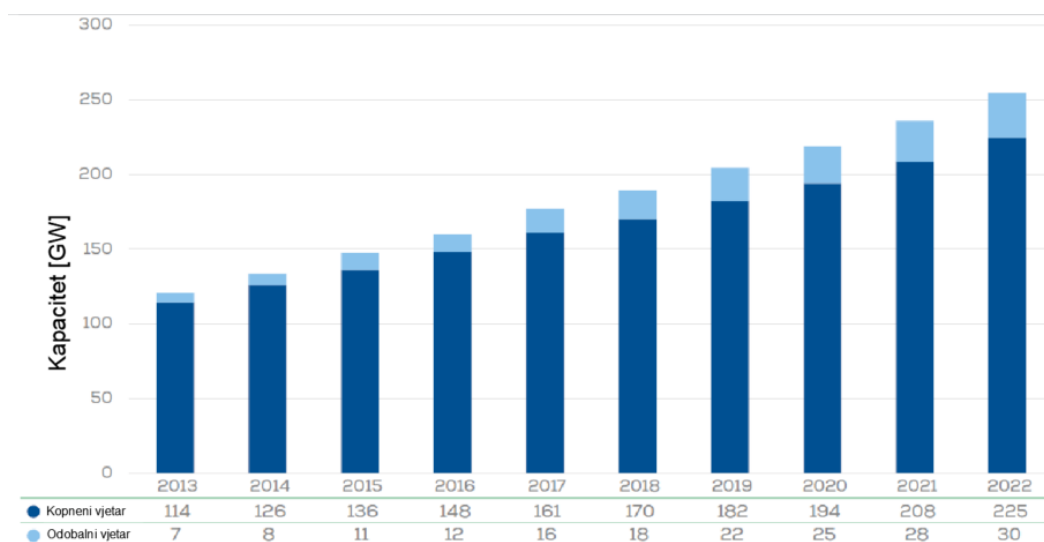
Da bi se postigla dekarbonizacija Europe, potrebna su ulaganja i u elektroenergetski prijenosni sustav. U slijedeća tri desetljeća energetska će se mreža razvijati kroz radikalnu transformaciju, a elektroenergetska mreža morat će se temeljito razviti kako bi omogućila ambicioznu elektrifikaciju industrije, građevinarstva i ostalih sektora [12]. Potrebno je osigurati prijenos električne energije na velike udaljenosti, od priobalnih vjetroelektrana do potrošača. Europa trenutno ulaže oko 40 mlrd. eura godišnje u mreže, a kako bi se postigao zadani cilj, godišnja ulaganja se trebaju u slijedećih trideset godina udvostručiti (prosječno 66-80 mlrd. eura godišnje između 2021. i 2050.). Procjene su da će ulaganja u elektroenergetsku mrežu činiti 18 % ukupnih ulaganja u energetska sustava [10]. Na Slici 7 prikazana je stopa, tj. tijekom potrebnih ulaganja kako bi se postigao ovaj cilj.



Slika 7. Potrebna ulaganja u elektroenergetsku mrežu [10]

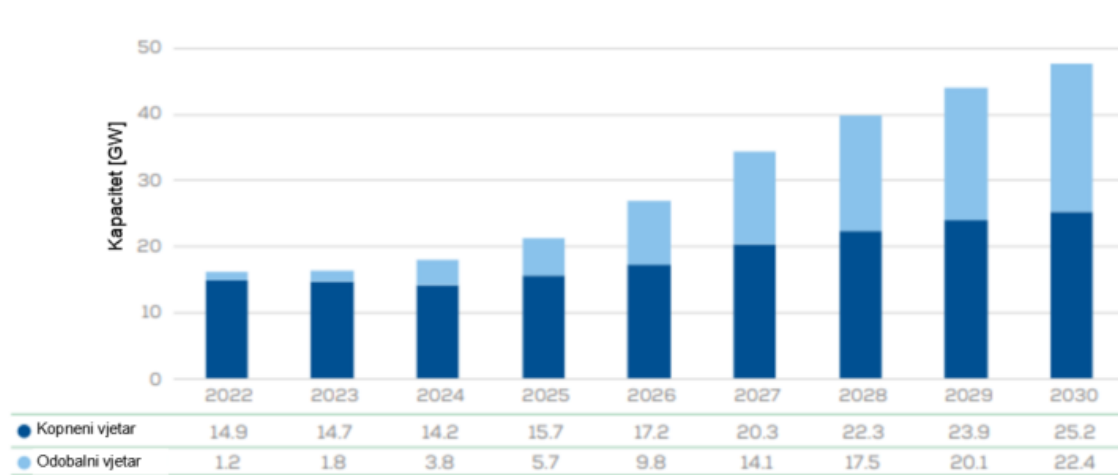
2.4. Akcijski plan „REPowerEU“

Svjesnost da previše ovisimo o fosilnim gorivima, potaknula je Europu na pokretanje akcijskog plana „REPower EU“. Uvidjevši važnost energetske neovisnosti te posljedično dodatnom pridonnošenju smanjenja emisija stakleničkih plinova, Europska komisija povisila je ciljeve u pogledu implementiranja obnovljivih izvora energije [11]. Pa će tako stopa rasta projekata odobalne energije morati biti puno veća nego u posljednjih 10 godina, koju prikazuje Slika 8.



Slika 8. Instalirani kapaciteti vjetroelektrana u Europi u periodu od 2013. do 2022. godine [11]

Na kraju 2022. u Europi je bilo instalirano 205 GW kapaciteta vjetroenergije. Kako bi se postigao cilj predstavljen planom „REPowerEU“, zahtjeva se izgradnja 31 GW kapaciteta po godini do 2030. [11]. Također, stupanj iskoristivosti vjetroelektrana svake godine raste pa i taj faktor dodatno opravdava ulaganja u ovu tehnologiju i pridonosi povećanju proizvedene električne energije iz OIE. Wind Europe je razvio scenarije, a Slika 9 prikazuje kako bi trebao izgledati tempo izgradnje vjetroelektrana kako bi se ostvario ambiciozni cilj.



Slika 9. Izgradnja novih kapaciteta vjetroelektrana prema Wind Europe scenariju REPowerEU [11]

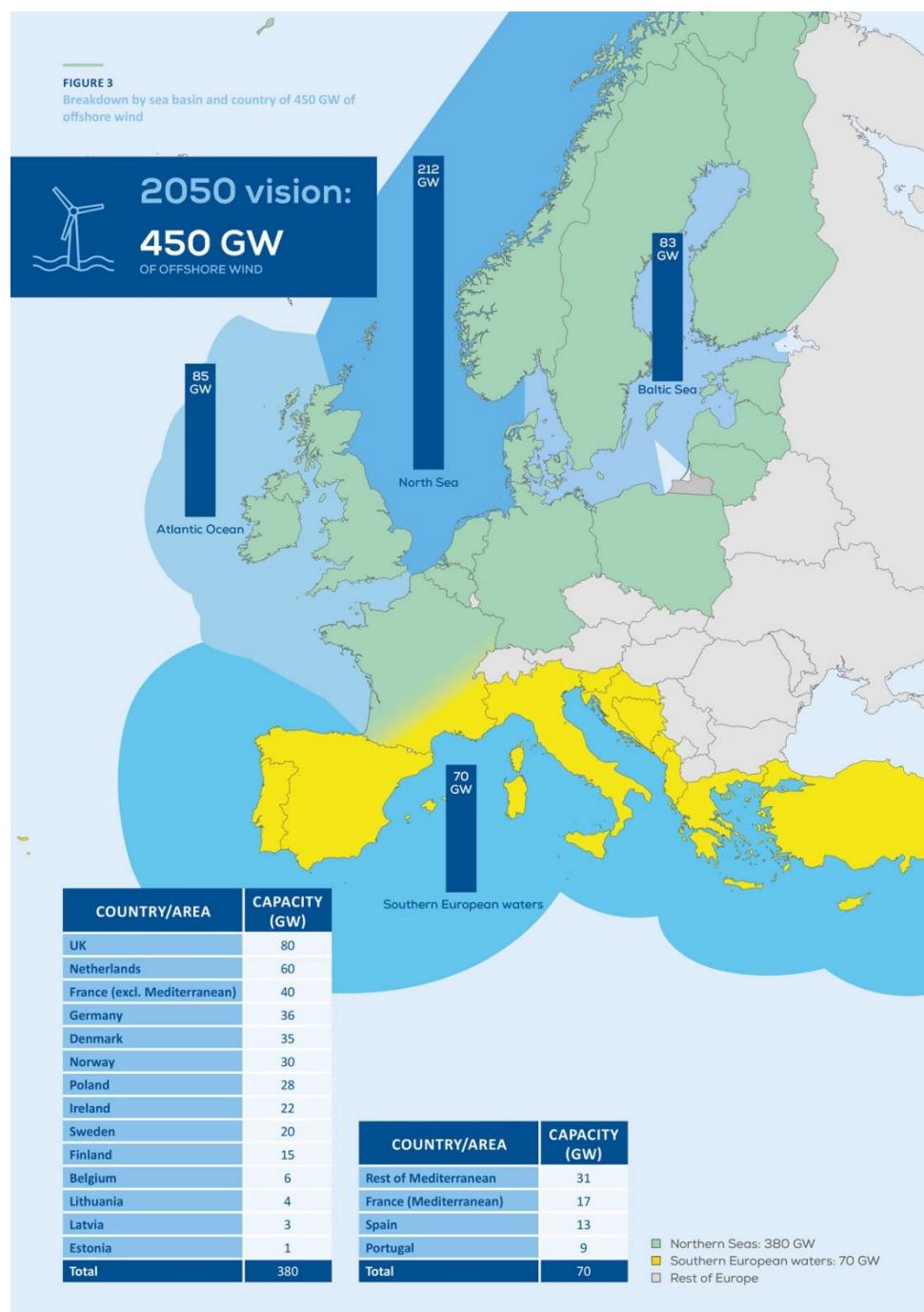
Da bi se dostigao ovaj cilj, tempo instalacija bi se trebao povećavati svake godine, s najvećim povećanjem između 2026. i 2027. godine. To odražava potrebu da se lanac opskrbe razvija kako bi se povećala proizvodnja u sljedećim godinama, zajedno s očekivanim ubrzanjem stope instalacija.

Stopa rasta instalacija bi trebala usporavati nakon 2027. godine, s maksimalnim instalacijama od 25 GW na kopnu i 22 GW na moru do 2030. Ako se postigne, ova izgradnja rezultirala bi ukupnim instalacijama od 440 GW u EU do 2030. godine, uz uzimanje u obzir očekivane razgradnje starijih vjetroelektrana [11].

U narednih 5 godina očekuje se 20 GW novo instaliranih kapaciteta po godini, što je manje od 23 GW koliko bi trebalo instalirati svake godine između 2023. i 2027. kako bi se ostvarilo postizanje cilja obnovljive energije od 45 % [11]. S obzirom na ubrzanje potrebnih stopa instalacija, EU će morati instalirati oko 44 GW godišnje između 2028. i 2030. godine.

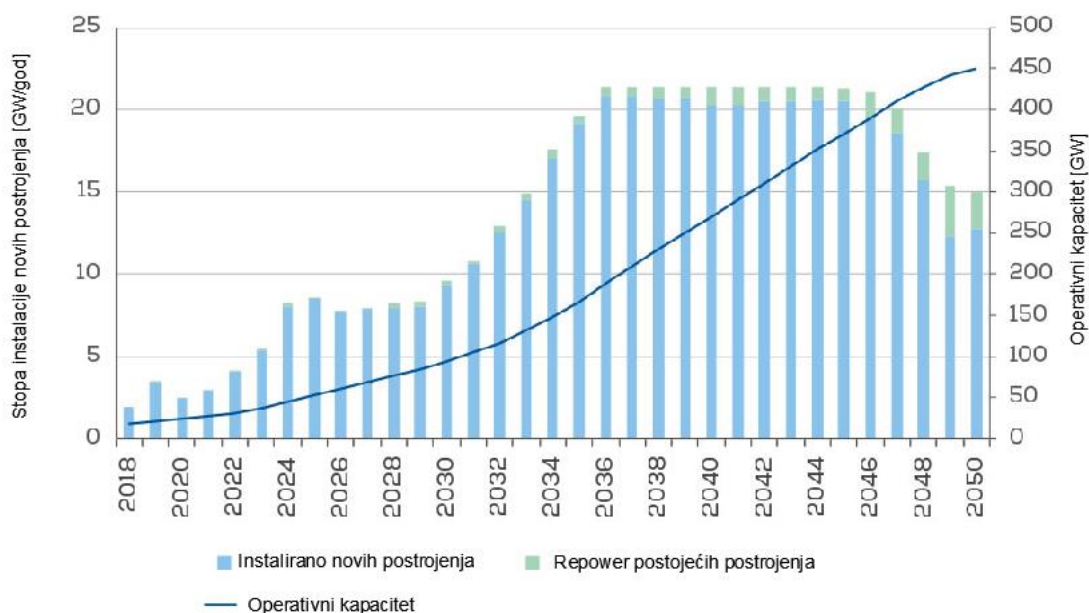
Stoga je važno da instalacije u narednih nekoliko godina budu što bliže svijetlim procjenama kako bi se zadani ciljevi ostvarili [11].

Wind Europe daje projekciju kako bi do 2050. godine u Europi moglo biti instalirano 450 GW samo odobalne vjetroenergije [12], a raspodjela je prikazana na Slici 10.



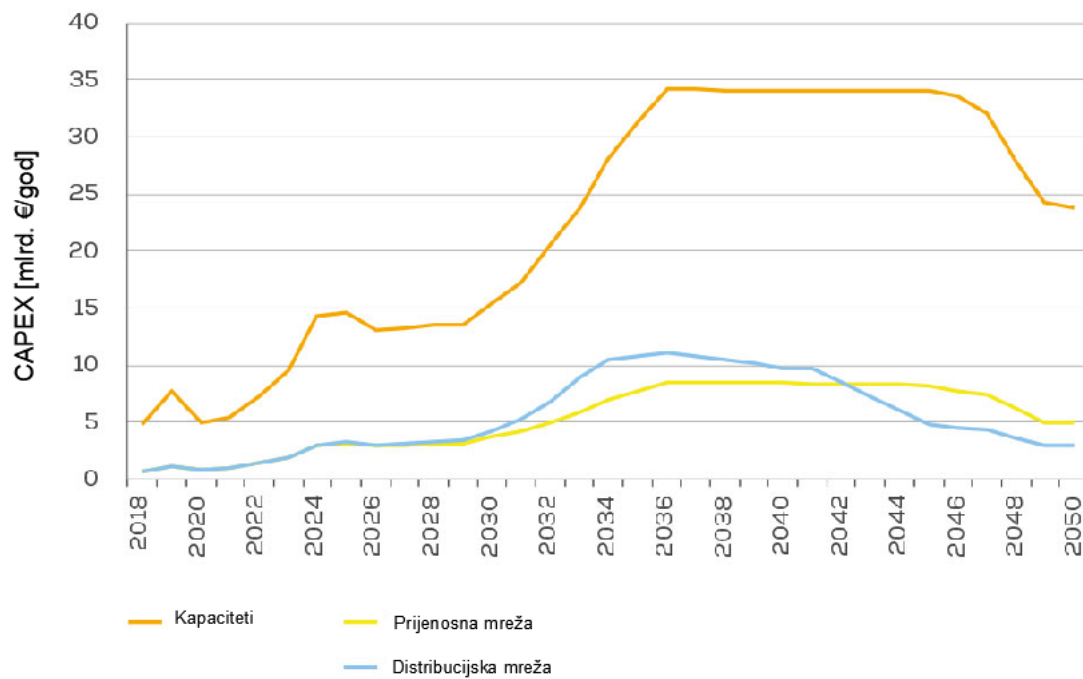
Slika 10. Raspodjela instaliranog kapaciteta odobalnih vjetroturbin u 2050. [12]

Prema toj analizi, u Baltičkom moru bi moglo biti instalirano 83 GW, u Atlantskom oceanu 85 GW, u Sredozemlju 70 GW, a Sjevernom moru, kao mjestu s najpovoljnijim uvjetima, bi moglo do 2050. godine biti 212 GW instaliranog kapaciteta odobalne vjetroenergije [12]. Prema tomu se očekuje da će se 85 % instaliranog kapaciteta nalaziti u sjeverno-europskim morima. Ovime bi 30 % potreba za električnom energijom u Europi bilo zadovoljeno odobalnom vjetroenergijom [12]. Zanimljivo je da se prema tim projekcijama Nizozemsku i Francusku po ukupno instaliranom kapacitetu stavlja ispred Njemačke, a Ujedinjeno Kraljevstvo bi trebalo ostati predvodnik u ovoj tehnologiji. To se sve može postići kada bi se godišnje na pučini instaliralo 20 GW (umjesto sadašnjih 3 GW). Slika 11 prikazuje plan, tj. tempo izgradnje novih odobalnih vjetroelektrana kako bi se do 2050. godine postigao ovaj cilj.



Slika 11. Plan izgradnje novih odobalnih vjetroelektrana do 2050. [12]

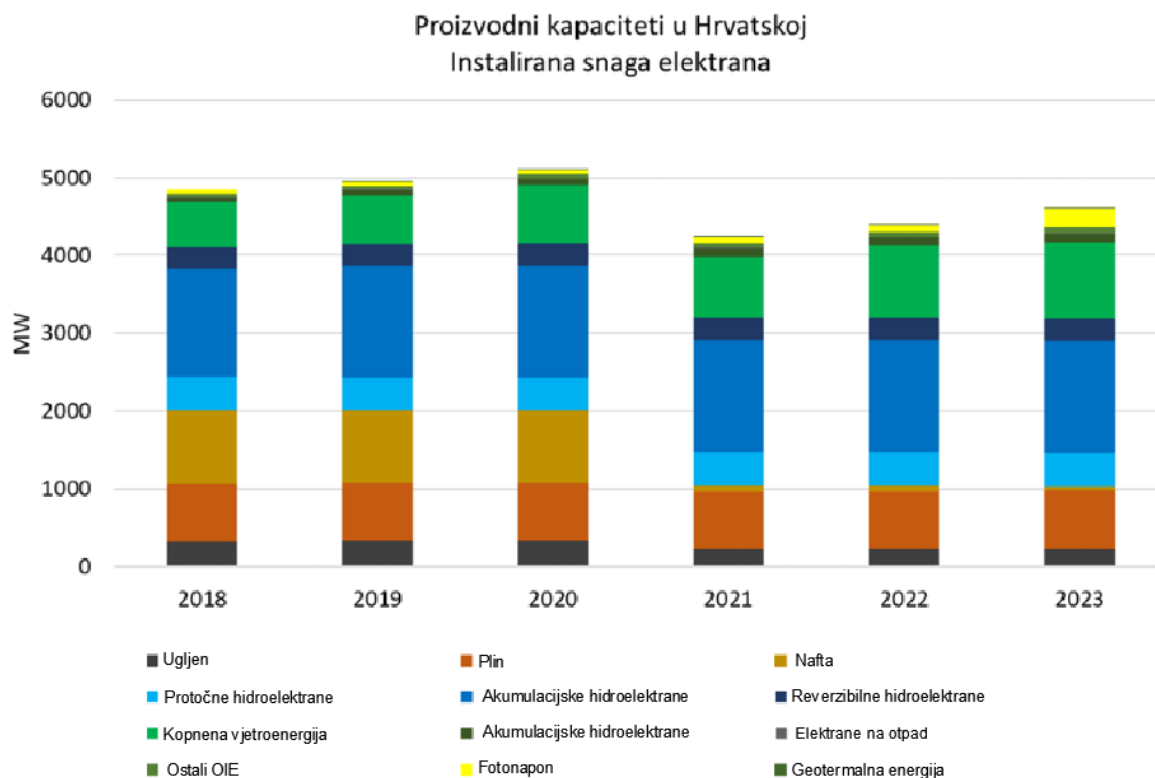
Plan je da se postupno povećavaju novoinstalirani kapaciteti do 2035., a onda da se ustali godišnji rast instaliranog kapaciteta tako da se godišnje instalira po 20 GW. Ulaganja bi trebalo znatno povećati, postupno do 2035. godine, što znači da bi se sadašnja ulaganja od oko 10 mlrd. eura godišnje trebala povećati na 35 mlrd. eura i onda zadržavanje te razine ulaganja dovodi do uspješno ostvarenog cilja [12], kako prikazuje Slika 12. Naravno, uz razvijanje i izgradnju vjetroelektrana, biti će potrebno velike napore i novac uložiti u izgradnju i nadogradnju prijenosne mreže.



Slika 12. Potrebna ulaganja kako bi se postiglo 450 GW kapaciteta odobalne vjetroenergije do 2050. [12]

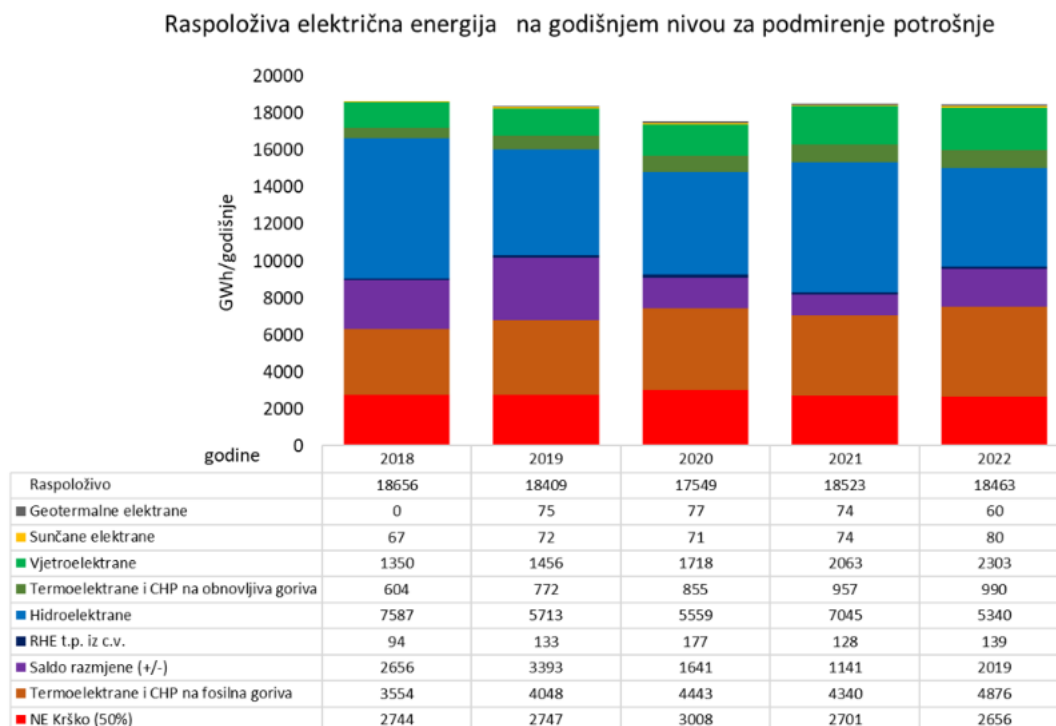
3. HRVATSKA I OIE

Hrvatska je prvi dan 2023. godine imala ukupno 4621 MW instaliranih kapaciteta za proizvodnju električne energije. Pri tome trebamo dodati raspoloživoj snazi 348 MW hrvatskog dijela NE Krško [14]. Proizvodni kapaciteti električne energije u Hrvatskoj su raznoliki, a njihov odnos prikazan je na Slici 13.



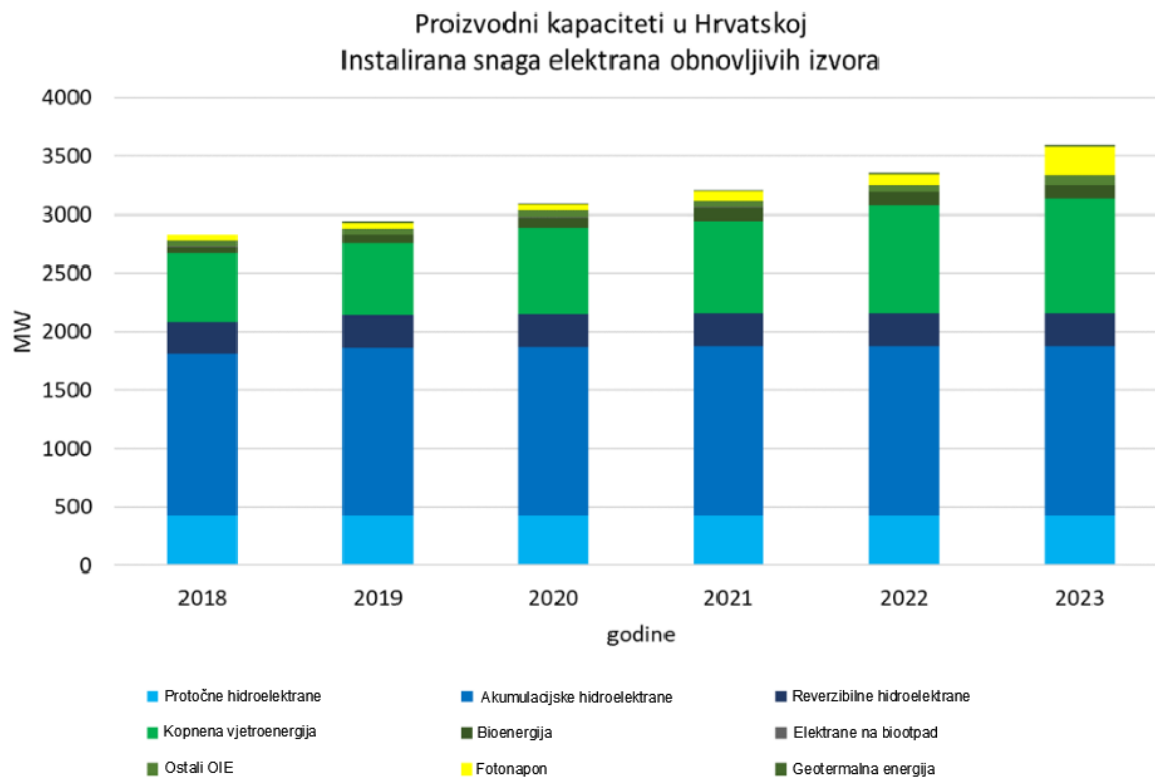
Slika 13. Proizvodni kapaciteti u Hrvatskoj - Instalirana snaga elektrana [14]

Potrošnja električne energije u 2022. godini je iznosila 18463 GWh, a u strukturi proizvodnje električne energije vidljiv je rast domaće proizvodnje koja je u 2022. godini iznosila 74,7 %. Proizvedena el. energija iz obnovljivih izvora u Hrvatskoj u 2022. iznosila je 8770 GWh, a to je 47,5 % od ukupno utrošene el. energije u Hrvatskoj. U promatranom je razdoblju vidljiv veliki pad od 316 GWh godišnje u proizvodnji hidroelektrana, no s druge strane ostvaren je veliki rast proizvodnje vjetroelektrana od 251 GWh. Povećavala se i proizvodnja termoelektrana na biomasu i bioplin od 96 GWh godišnje, a rast proizvodnje sunčanih elektrana u promatranom razdoblju je zanemariv [14]. Slika 14 prikazuje iz kojih je sve izvora dolazila potrebna električna energija u Hrvatskoj u posljednjih 5 godina.



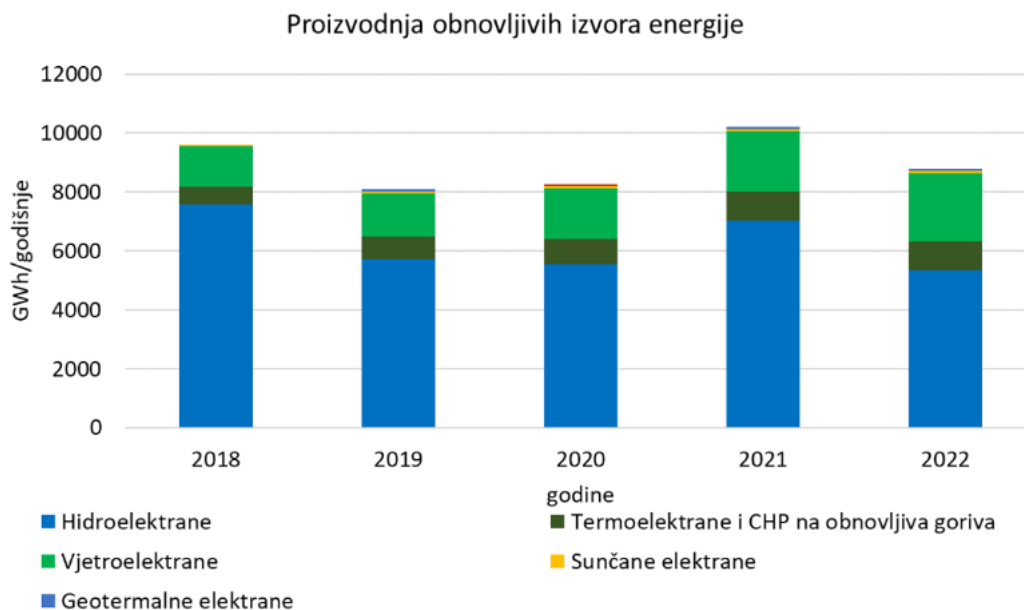
Slika 14. Raspoloživa el. energija na godišnjem nivou za podmirenje potrošnje [14]

Obzirom na sve veće izazove koje predstavlja klimatska kriza, obnovljivi izvori energije postaju ključni dio nacionalne strategije kako bi se smanjila ovisnost o fosilnim gorivima i doprinijelo zaštiti okoliša [4]. S obzirom da Hrvatska nije ni približno iskoristila svoj potencijal u implementiranju obnovljivih izvora energije, ne može se pohvaliti nekim velikim brojkama u ovom pogledu [14]. Slika 15 prikazuje koji su i koliki instalirani kapaciteti obnovljivih izvora energije u Hrvatskoj. Slijedeći akcijske planove i europski trend, u budućnosti se očekuje veći broj ovakvih projekata.



Slika 15. Instalirani kapaciteti OIE u Hrvatskoj [14]

Najveći udio proizvodnje energije iz OIE u Hrvatskoj otpada na hidroelektrane, međutim nije zanemariv doprinos vjetro i solarnih elektrana. Pregled energetske kretanja u Hrvatskoj pokazuje kontinuiran, iako spor razvoj OIE projekata. Hrvatska je zemlja koja ima dobre uvjete za proizvodnju električne energije iz OIE, to nažalost ne iskorištavamo dovoljno. Zahvaljujući razvoju vjetroelektrana i elektrana na biomasu i bioplin u proteklih je pet godina ostvaren vidljiv rast proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora. Zbog velike promjenljivosti proizvodnje hidroelektrana i zbog izostanka većeg udjela solarne energije, iz godine u godinu u sušnim smo ljetnim mjesecima prisiljeni uvoziti električnu energiju, a prosječni je uvoz u proteklih pet godina iznosio 2170 GWh, što odgovara proizvodnji oko 924 MW vjetroelektrana ili 1808 MW solarnih elektrana [14]. Na Slici 16 je prikazana proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora energije u Republici Hrvatskoj.



Slika 16. Proizvedena el. energija iz OIE u Hrvatskoj [14]

3.1. Strategije energetske razvoja u Republici Hrvatskoj

Najvažniji strateški dokument za razvoj OIE projekata u Republici Hrvatskoj je *Strategija energetske razvoja RH do 2030. s pogledom na 2050. godinu* [4]. Strategija predstavlja korak prema ostvarenju vizije niskougličnog gospodarstva i pruža širok spektar inicijativa energetske politike kojima će se ojačati sigurnost opskrbe energijom, postupno smanjivati gubici energije i povećati energetska učinkovitost, smanjiti ovisnost o fosilnim gorivima te povećati domaću proizvodnju i uporabu obnovljivih izvora energije [4].

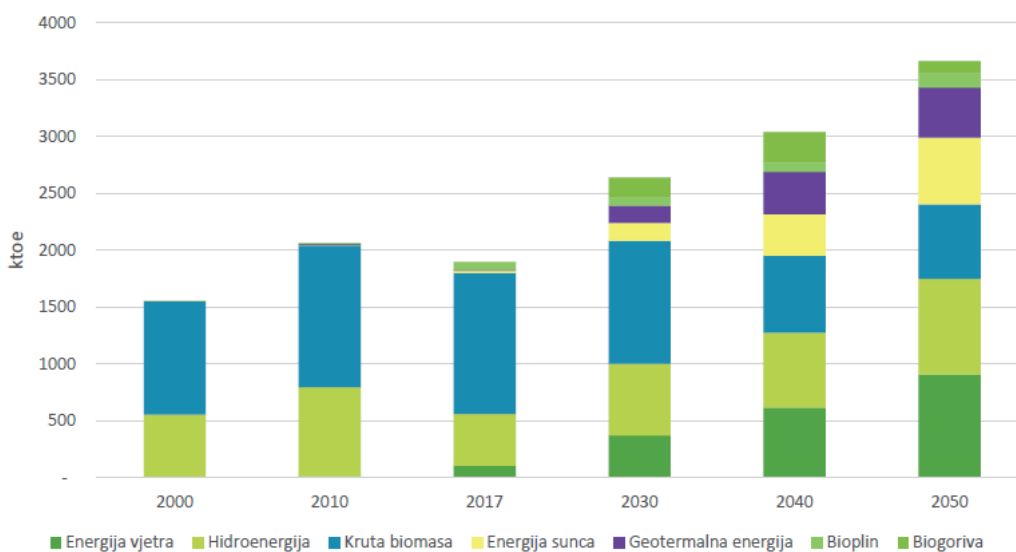
Unutar strategije razrađeno je nekoliko scenarija koji se odnose na kratkoročno (do 2030. godine) i dugoročno (do 2050. godine) razdoblje, a glavne odrednice prikazane su u Tablici 4.

Tablica 4. Usporedba glavnih odrednica razmatranih scenarija [4]

	Početno stanje	Scenarij 0 (S0)		Scenarij 1 (S1)		Scenarij 2 (S2)	
		Do 2030.	Do 2050.	Do 2030.	Do 2050.	Do 2030.	Do 2050.
Očekivano smanjenje emisije stakleničkih plinova	21,8 %	32,8 %	49,3 %	37,5 %	74,4 %	35,4 %	64,3 %
Promjena neposredne potrošnje energije u odnosu na potrošnju iz 2005.	-7 %	7,3 %	-3,8 %	2,6 %	-28,6 %	8,1 %	-15 %
Energetska obnova fonda zgrada	0,2 %	U sadašnjem opsegu	U sadašnjem opsegu	3 % sadašnje	3 % godišnje	1,6 % godišnje	1,6 % godišnje
Udio električnih i hibridnih vozila u ukupnoj putničkoj aktivnosti u cestovnom prometu	1 %	2,5 %	30 %	4,5 %	85 %	3,5 %	65%
Udio OIE u bruto neposrednoj potrošnji energije	27,3 %	35,7 %	45,5 %	36,7 %	65,6 %	36,6 %	53,2 %
Udio OIE u proizvodnji električne energije	45 %	60 %	82 %	66 %	88 %	61 %	83 %

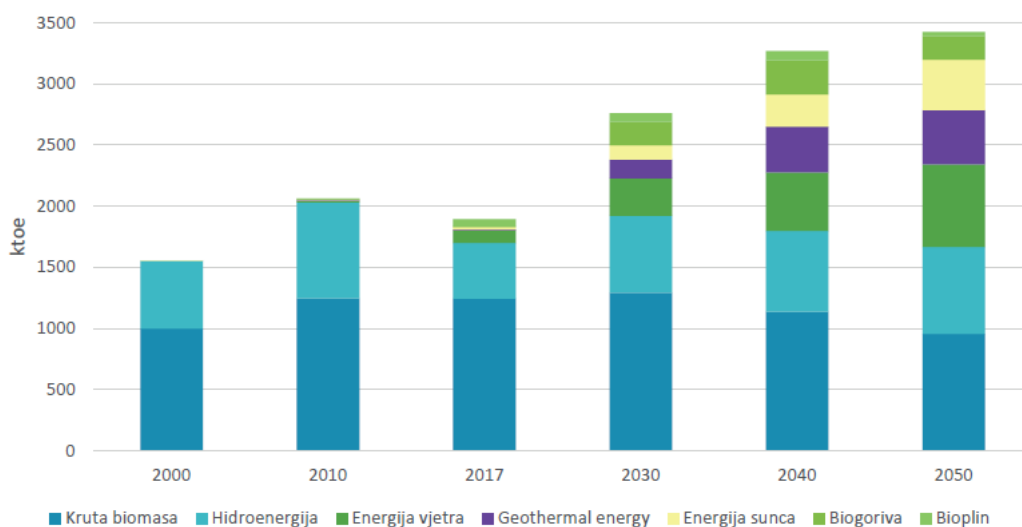
- Scenarij 0 (S0) odnosno Scenarij razvoja uz primjenu postojećih mjera, a koji predstavlja kontinuitet sadašnje politike primjene postojećih mjera u promjenama energetskeg sektora [4].
- Scenarij 1 (S1) odnosno Scenarij ubrzane energetske tranzicije. Prema ovom scenariju, očekuje se smanjenje emisija stakleničkih plinova za 38 % do 2030., i 74 % do 2050. u odnosu na 1990. godinu. Osim toga, u skladu sa scenarijem S1, očekuje se da će udio OIE u bruto neposrednoj potrošnji energije dosegnuti 36,7 % do 2030., odnosno

65,6 % do 2050. godine [4]. Razvitak obnovljivih izvora energije prema scenariju S1 prikazan je na Slici 17.



Slika 17. Korištenje OIE prema scenariju S1 [4]

- Scenarij 2 (S2) odnosno Scenarij umjerene energetske tranzicije. U skladu s ovim scenarijem, očekuje se smanjenje emisija stakleničkih plinova za oko 35 % do 2030., odnosno 64 % do 2050., u odnosu na 1990. godinu. Osim toga, prognozira se da će udio OIE-a u bruto neposrednoj potrošnji energije dosegnuti 36,6 % do 2030., odnosno 53,2 % do 2050. godine [4]. Razvitak obnovljivih izvora energije prema scenariju S2 prikazan je na Slici 18.



Slika 18. Korištenje OIE prema scenariju S2 [4]

Hrvatska se suočava s izazovima u tranziciji prema održivijem energetsom sustavu, stoga je u postizanju nacionalnih ciljeva i stvaranju održive energetske budućnosti, suradnja vlade, industrije i građana od presudnog značaja.

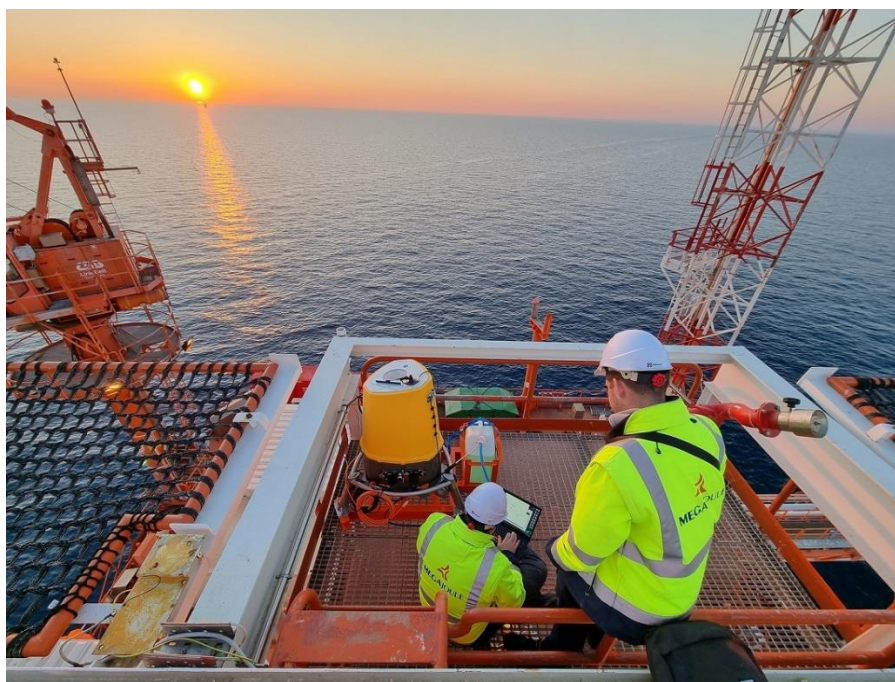
3.2. Odobalna vjetroenergija u Hrvatskoj

Unatoč svim prednostima i pogodnosti hrvatske pučine za instalaciju ovakvih postrojenja, u Hrvatskoj do današnjeg dana nije instalirana niti jedna odobalna vjetroturbina. Prema podacima istraživanja [5], hrvatska pučina Jadranskog mora ima velik potencijal za proizvodnju električne energije iz energije vjetra. Posebna ispitivanja su rađena na plinskim platformama Izabela Sjever i Ivana A gdje su postavljeni uređaji za mjerenje brzine vjetra, a kako je postupak izgledao prikazuje Slika 19. Ovaj projekt je provela INA i predstavlja prvo odobalno mjerenje vjetra u Hrvatskoj [6]. O tome da je područje Jadranskog mora pogodno za instalaciju odobalnih vjetroturbina govori i činjenica da je u talijanskoj regiji Apuliji definirano ulaganje u gradnju pučinske plutajuće vjetroelektrane snage 525 MW [15]. Naravno, kao i svugdje, i ovdje postoje razna objektivna i neka manje objektivna ograničenja. Jedno od njih je to da bi ovakve elektrane mogle narušiti izgled prirode te tako nepovoljno utjecati na turizam. Jadransko more je dublje od primjerice Sjevernog mora te ima objektivno veći potencijal za turizam nego druga europska mora, ali isto tako postoje lokacije u Jadranskom moru na kojima vjetroelektrane ne bi bile vidljive te ne bi ugrozile dojam turistima. Uz sva ostala tehnička ograničenja, najveće od svih je ipak financiranje jer su ovakvi projekti jako skupi.

Republika Hrvatska u svojim strateškim dokumentima nema eksplicitne ciljeve kapaciteta za OIE na moru [4], dok zemlje poput Francuske, Grčke, Italije i Španjolske imaju zacrtane ciljeve za razvoj projekata OIE na moru do 2030. godine [2]. Kako bi se iskoristio njihov potencijal na moru u Hrvatskoj, važno je što prije početi s razvojem zakonodavnog okvira za obnovljive izvore energije na moru. Dovršena je studija koja daje pregled i analizu mogućnosti iskorištavanja obnovljivih izvora energije u moru u Hrvatskoj te predlaže akcijski plan za njihov razvoj [2] [5].

Nakon analize glavnih sektora na koje bi utjecao razvoj obnovljivih izvora energije na moru ova studija je identificirala više od 29000 km² raspoloživog područja za obnovljive izvore energije na moru [5]. To uključuje područja za vjetroelektrane (vjetroelektrane na moru i plutajuće vjetroelektrane) i za plutajuće fotonaponske elektrane.

Projekti obnovljivih izvora energije na moru imaju znatno dulje vrijeme gradnje u usporedbi s kopnenim projektima zbog svoje veličine i složenosti [2]. Kako bi se pokrenuo razvoj obnovljivih izvora energije na moru, postoji niz točaka koje Vlada Republike Hrvatske mora inicirati. Najvažniji korak je izrada Državnog prostornog plana morskog područja, što je prvi korak u uspostavljanju područja za obnovljive izvore energije na moru. Važno je planirati višenamjenski razvoj obnovljivih izvora energije na moru (npr. postrojenja s proizvodnjom vodika, korištenje postojeće infrastrukture za naftu i plin, proizvodnja hrane iz aktivnosti marikulture itd.) [5].



Slika 19. Mjerenje brzine vjetra na platformi Izabela Sjever [6]

Realizacija ovakvih projekata bi mogla biti od velikog značaja za Hrvatsku te bi mogla pozitivno utjecati na smanjenje uvoza energije iz drugih zemalja. Hrvatska je tek na samim počecima, a ovaj će rad poslužiti za dodatno istraživanje u vezi predmetne teme.

4. MAPIRANJE POTENCIJALNIH LOKACIJA ZA IZGRADNJU ODOBALNIH VJETROTURBINA U HRVATSKOJ

Pri određivanju potencijalnih lokacija za izgradnju odobalnih vjetroelektrana, najviše je korišten računalni program QGIS [16]. QGIS (ranije poznat i kao "Quantum GIS") je računalna GIS aplikacija otvorenog koda koja omogućuje vizualizaciju, upravljanje, uređivanje i analiziranje geopodataka. Karte mogu biti sastavljene u različitim formatima i za različite namjene. Geografski informacijski sustav (GIS) je sustav koji stvara, upravlja, analizira i preslikava sve vrste podataka. GIS povezuje podatke s kartom, integrirajući podatke o lokaciji (gdje se stvari nalaze) sa svim vrstama opisnih informacija. To pruža temelj za mapiranje i analizu koja se koristi u znanosti i gotovo svakoj industriji. GIS pomaže korisnicima razumjeti obrasce, odnose i geografski kontekst. Prednosti uključuju poboljšanu komunikaciju i učinkovitost, kao i bolje upravljanje i donošenje odluka.

4.1. Uvjeti za odabir najboljih lokacija

Najbolje lokacije za izgradnju odobalnih vjetroturbina na hrvatskoj pučini Jadranskog mora prvo su definirane, a zatim vizualizirane unutar računalnog sučelja QGIS. U tom kontekstu odabrane su lokacije koje su zadovoljavale sljedeće uvjete:

- minimalna prosječna brzina vjetra 6 m/s (mjerena na visini od 100 m)
- isključeno područje ekološke mreže Natura 2020 (mreža sastavljena od područja važnih za očuvanje ugroženih vrsta i stanišnih tipova EU)
- udaljenost od obale veća od 2000 m

S obzirom na dubinu mora, prikazana su dva rezultatna sloja. Prvi rezultatni sloj prikazuje lokacije pogodne za izgradnju fiksnih vjetroturbina koje bi se postavljale na područja gdje je dubina mora do 50 m, a drugi rezultatni sloj prikazuje lokacije pogodne za izgradnju plutajućih vjetroturbina gdje dubina mora doseže i do 1000 m.

U svrhu prikazivanja najpovoljnijih lokacija za izgradnju odobalnih vjetroturbina, unutar programskog sučelja QGIS, korišteni su slijedeći slojevi koji prikazuju:

- površinu Republike Hrvatske
- raspodjelu i iznos brzine vjetra za Republiku Hrvatsku
- dubine mora
- područja zaštićena regulativom Natura 2000

Svi ovi slojevi sa svojim atributnim tablicama djelo su rada raznih udruženja, a dostupni su bili kao besplatan izvor koji je poslužio za izradu ovog zadatka.

4.2. Metoda odabira najboljih lokacija

Kao glavni sloj, tj. podloga koja će poslužiti za izvršavanje operacija, koristi se otvorena i slobodno dostupna geografska baza podataka Open Street Map [17]. Sadrži informacije o različitim geografskim objektima poput cesta, zgrada, rijeka, mora, itd.

Kako bi se dobili potrebni geografski podaci, korišten je sloj brzine vjetra na području Republike Hrvatske koji je dobavljen s portala Global Wind Atlas [18]. Dobiveni sloj u obliku poligona obuhvaća područje Republike Hrvatske te prikazuje podatke brzine vjetra na visini od 100 m.

Dodatno, korišten je sloj koji u obliku poligona obuhvaća i prikazuje dubine mora, kao i sloj koji na području Republike Hrvatske, također u obliku poligona, prikazuje zakonom zaštićena područja regulativom Natura 2000.

Važno je napomenuti da je potrebno sve vektore svesti na isti koordinatni sustav kako ne bi došlo do iskrivljenja rezultata prilikom vršenja različitih operacija između njih. Odabrani referentni koordinatni sustav je HTRS96 (EPSG:3765).

Kako bi se dobila područja, tj. potencijalne lokacije za izgradnju odobalnih vjetroturbina na području republike Hrvatske, potrebno je napraviti nekoliko operacija između ovih slojeva.

4.2.1. Brzine vjetra

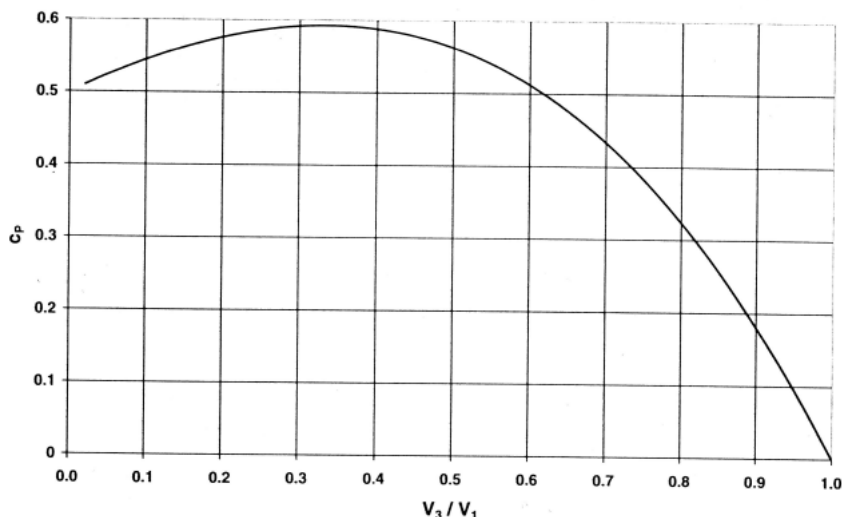
Za ispravno projektiranje vjetroelektrana, a onda i određivanje potencijalnih lokacija za njihovu izgradnju, potrebno je poslužiti se nekim teorijskim dokazima.

Prema Betzu i Schmitzu, maksimalna snaga koja se može očekivati od vjetroturbine je [19]:

$$P_{real} = \frac{\rho}{2} * \pi * v_1^3 * R^2 * c_{p,real} \quad (1)$$

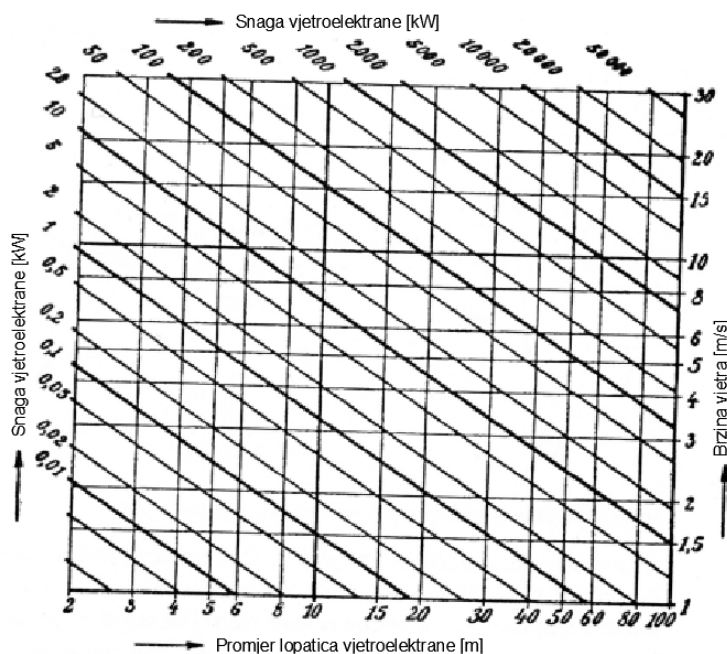
- ρ – gustoća zraka [kg/m^3]
- R – polumjer lopatice [m]
- v_1 – brzina ispred lopatice [m/s]
- $c_{p,real}$ – koeficijent snage (ovisi o projektnom omjeru brzina na vrhu lopatica, omjeru koeficijenta uzgona i otpora odabranog profila lopatice) [-]

Betz je pretpostavio da se maksimalna snaga dobiva kada se brzina vjetra iza lopatice uspori na trećinu brzine ispred lopatice. Stoga, iz njihovih analiza te iz iskustva projektiranja vjetroelektrana, donesen je zaključak da vjetroturbina počinje proizvoditi električnu energiju izložena brzinama vjetra od 3 do 5 m/s, a maksimalnu učinkovitost ima pri brzinama vjetra 12-25 m/s. Međutim, daljnjim povećavanjem brzine vjetra, ne povećava se i snaga vjetroturbine, što pokazuje iduća slika. Dapače, vjetroturbine imaju sistem isključivanja pri vrlo visokim brzinama vjetra kada one rade u tzv. praznom hodu [19]. Slika 20 prikazuje krivulju koeficijenta snage c_p .



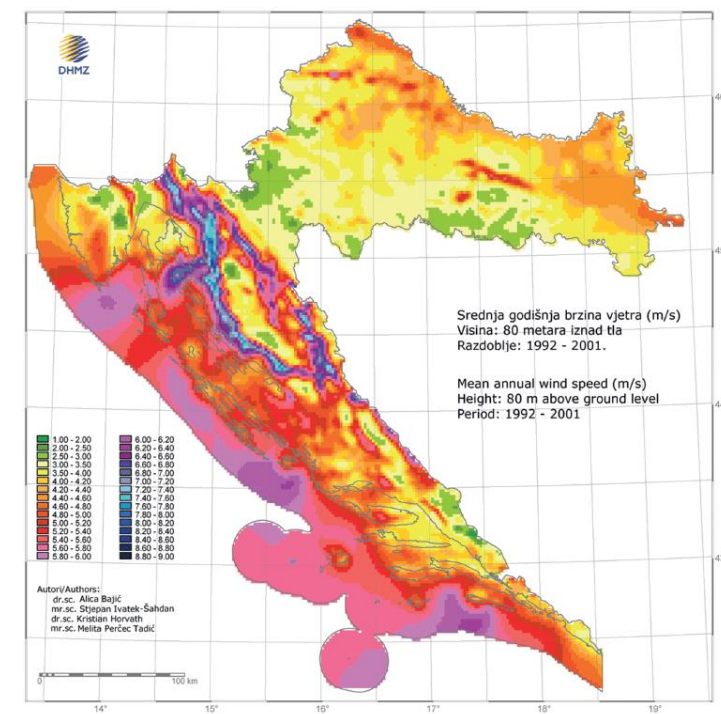
Slika 20. Koeficijent snage c_p [19]

Maksimalan teoretski koeficijent snage prema Betzu iznosi: $C_{p,Betz} = \frac{16}{27} = 0,59$. Zbog gubitaka, stvarni koeficijent snage modernih vjetroturbina je nešto niži (0,5) [19]. Slika 21 prikazuje kako se mijenja snaga vjetroturbine u ovisnosti o promjeru lopatica rotora i brzini vjetra.



Slika 21. Snaga vjetroturbine prema Betzu u ovisnosti o brzini vjetra i promjeru rotora [19]

Stoga je uvjet zadatka, da se u obzir uzimaju samo područja gdje je brzina vjetra veća od 6 m/s, opravdan pa se filtriranjem podataka isključuju područja koja imaju niže vrijednosti brzina. Na Slici 22 je dan prikaz srednje godišnje brzine vjetra u Hrvatskoj.



Slika 22. Srednja godišnja brzina vjetra u Hrvatskoj [20]

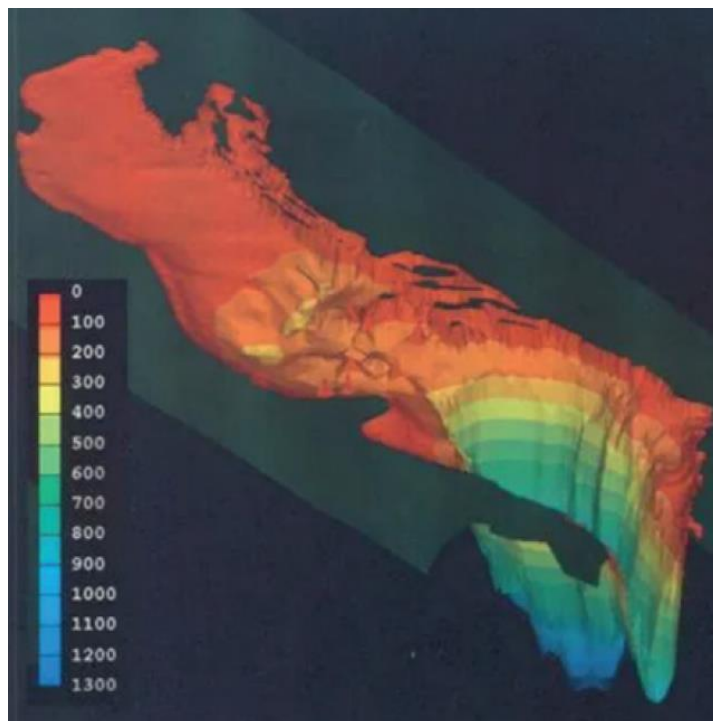
4.2.2. Dubine mora

Jadransko more spada u dublja mora, te je izrazito pogodno za turizam. Međutim postoje lokacije koje su također izrazito pogodne za postavljanje odobalnih vjetroturbin. Na Slici 23. je prikazana batimetrija Jadranskog mora [21]. Dvije su vrste odobalnih vjetroturbin – fiksne i plutajuće, a razlikuju se po tome kako su pričvršćene za morsko dno [22].

Fiksne vjetroturbin su pričvršćene na dno mora pomoću čeličnih stupova ili betonskih temelja, slično načinu na koji su postavljene konvencionalne kopnene vjetroelektrane. Pogodne su za plitke vode, obično do dubine od otprilike 50 metara, gdje se mogu izgraditi čvrsti temelji [22].

Plutajuće vjetroturbin su postavljene na platforme koje plutaju na površini mora i čvrsto su sidrene na dnu mora putem sustava za sidrenje. Ova tehnologija omogućuje postavljanje vjetroelektrana u dubljim vodama, gdje fiksne turbine nisu praktične, što otvara veći izbor lokacija za vjetroelektrane.

Plutajuće vjetroelektrane mogu se pomicati i prilagoditi vjetru i valovima, čime se poboljšava njihova učinkovitost i smanjuje napon na strukturu, a postavljaju se na područjima gdje dubine mora idu do 1000 m [22].



Slika 23. Batimetrija Jadranskog mora [21]

Sloj koji se koristio za prikazivanje dubina mora vlasništvo je kompanije Gebco [23].

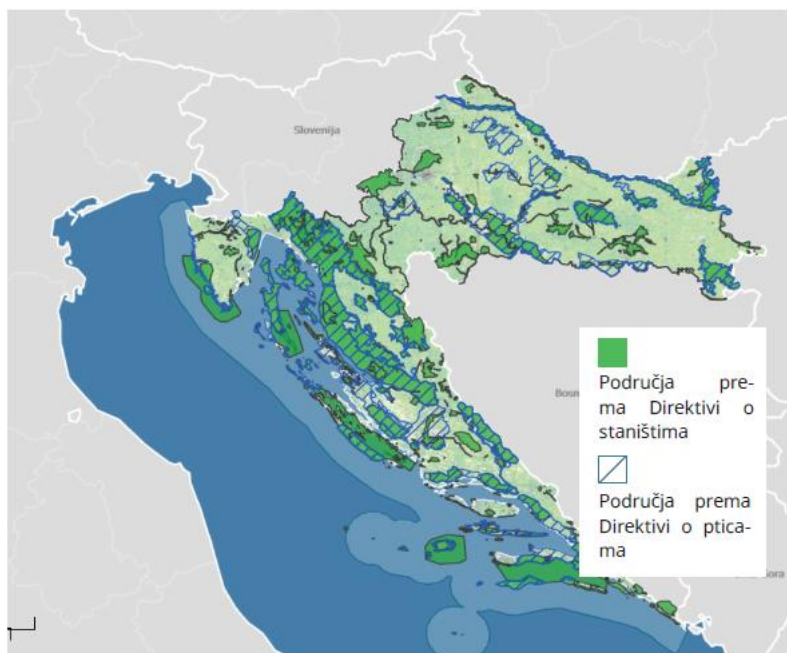
Ukrštavanjem raznih slojeva i korištenjem alata programskog sučelja, dobiven je sloj, koji u obliku poligona prikazuje podatke za dubinu mora. S ciljem definiranja područja gdje je moguće instalirati fiksne i plutajuće odobalne vjetroelektrane potrebno je implementirati prostornu analizu koja uzima u obzir navedene uvjete.

4.2.3. *Isključivanje područja zaštićenih ekološkom mrežom Natura 2000*

Ekološka mreža Natura 2000 je najvažniji ekološki sustav zaštite prirode u EU [24]. Ova mreža je uspostavljena kako bi se očuvala raznolikost i očuvali prirodni ekosustavi te kako bi se osigurala održiva budućnost za mnoge vrste ptica i drugih vrsta divljih životinja i biljaka.

Samim time zakonski je zabranjena izgradnja vjetroturbin na ovom području pa su korištenjem raznih alata programskog sučelja odabrana područja koja spadaju u tu grupu i uklonjena iz slojeva koji u obliku poligona prikazuje brzine vjetra. Prikaz ekološke mreže Natura 2000 na karti dan je Slikom 24.

Također, u cilju da ova postrojenja pomaknemo dalje od obale, uvjet je da se uzmu u obzir samo lokacije koje su pogodne a nalaze se minimalno 2000 m udaljene od obale.



Slika 24. Natura 2000 ekološka mreža u Hrvatskoj [14]

Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja razvilo je portal po nazivu Bioportal [24], odakle je korišteni sloj i preuzet.

4.3. Prikaz najpovoljnijih lokacija za izgradnju fiksnih odobalnih vjetroturbin

Uzimanje u obzir svih zadanih uvjeta dobivene su potencijalne lokacije za izgradnju odobalnih vjetroturbin. Ako se u obzir uzmu samo područja gdje je dubina mora manja do 50 metara, a uz sve ostale zadovoljene uvijete, konkretnom analizom se dolazi do rezultata kako je za izgradnju fiksnih odobalnih vjetroturbin raspoloživo područje od 2335 km², kako prikazuje Slika 25.

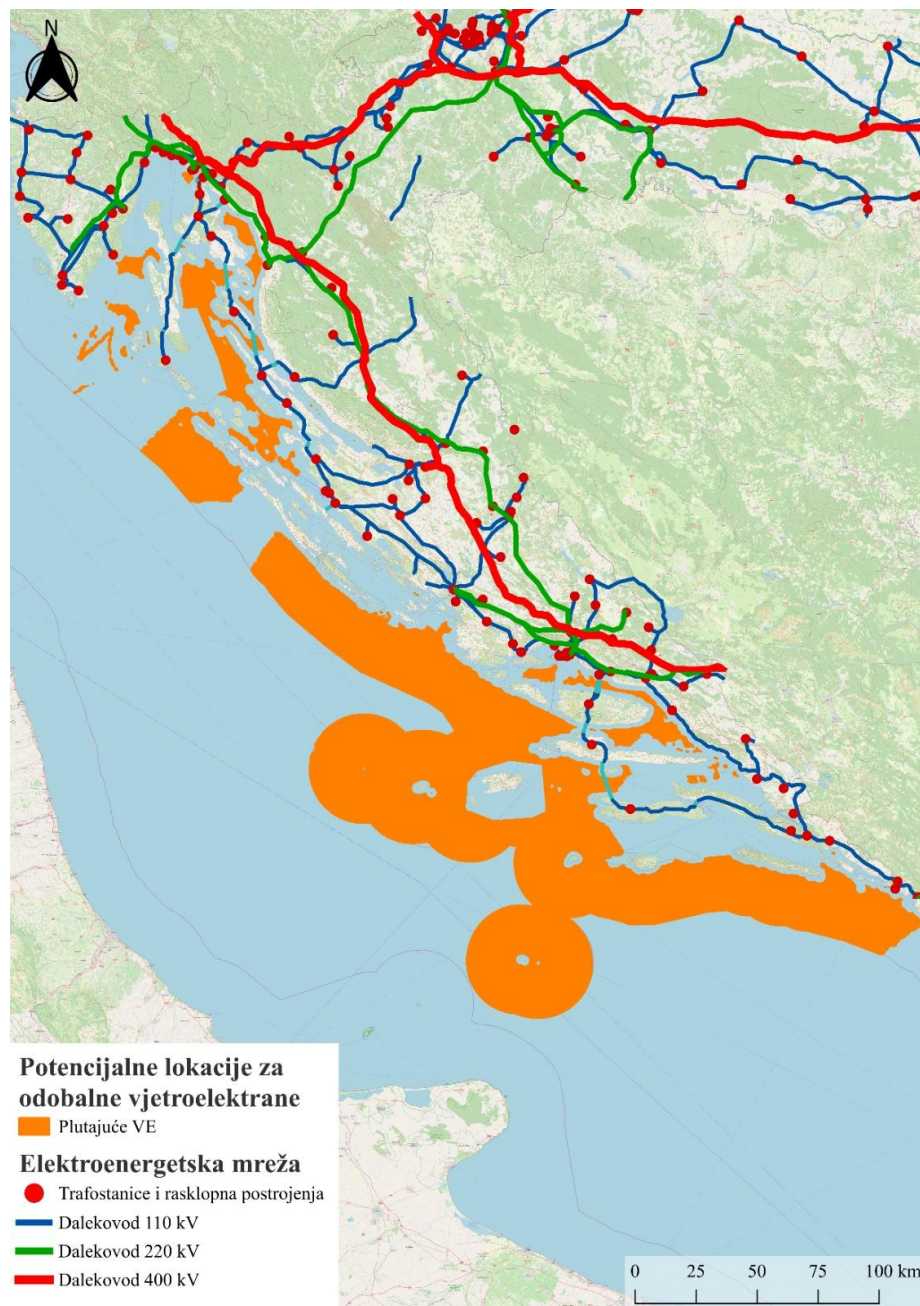


Slika 25. Potencijalne lokacije za izgradnju fiksnih vjetroturbina

Većina tog područja smještena je u sjevernom dijelu hrvatskog Jadrana jer je u tom području i dubina Jadranskog mora najmanja. Naravno, i u drugim dijelovima Hrvatske ima potencijala za izgradnju ovih postrojenja, međutim zbog blizine obale i utjecaja na vizualni izgled prirode, ova područja nisu u ozbiljnijim razmatranjima za izgradnju fiksnih odobalnih vjetroelektrana.

4.4. Prikaz najpovoljnijih lokacija za izgradnju plutajućih odobalnih vjetroturbin

Uzimanje u obzir samo područja gdje je dubina mora između 50 i 1000 metara, a uz sve ostale zadovoljene uvijete, konkretnom analizom dolazi se do rezultata kako je za izgradnju plutajućih odobalnih vjetroturbin raspoloživo područje od 15687 km², kako prikazuje Slika 26.



Slika 26. Potencijalne lokacije za izgradnju plutajućih vjetroturbin

Budući da je južni dio hrvatskog Jadrana dublji od sjevernog, očekivano je da je u ovom području puno više potencijalnih lokacija za izgradnju plutajućih odobalnih vjetroelektrana. Svakako veličinu ovog potencijalnog područja treba uzeti s rezervom jer se jedan dio nalazi u zoni visokog utjecaja na vizualni izgled prirode. Za odabir ozbiljne lokacije za izgradnju plutajuće odobalne vjetroelektrane potrebno je ovo postrojenje dovoljno udaljiti od obale.

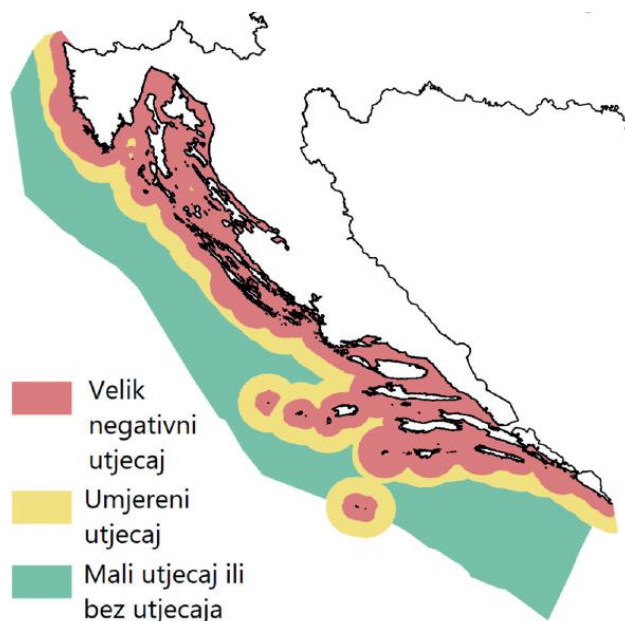
5. ODABIR KONKRETNE LOKACIJE ZA IZGRADNJU ODOBALNE VJETROELEKTRANE

5.1. Uvjeti za odabir lokacije

Analiza je pokazala da na hrvatskoj pučini postoji ogroman potencijal za izgradnju odobalnih vjetroelektrana. Prilikom odabira najpovoljnije lokacije za izgradnju potrebno je, uz već zadovoljene uvijete, uzeti u obzir i neke druge čimbenike, stoga je u razmatranje uzeto i sljedeće.

5.1.1. Vizualni utjecaj elektrane na moru

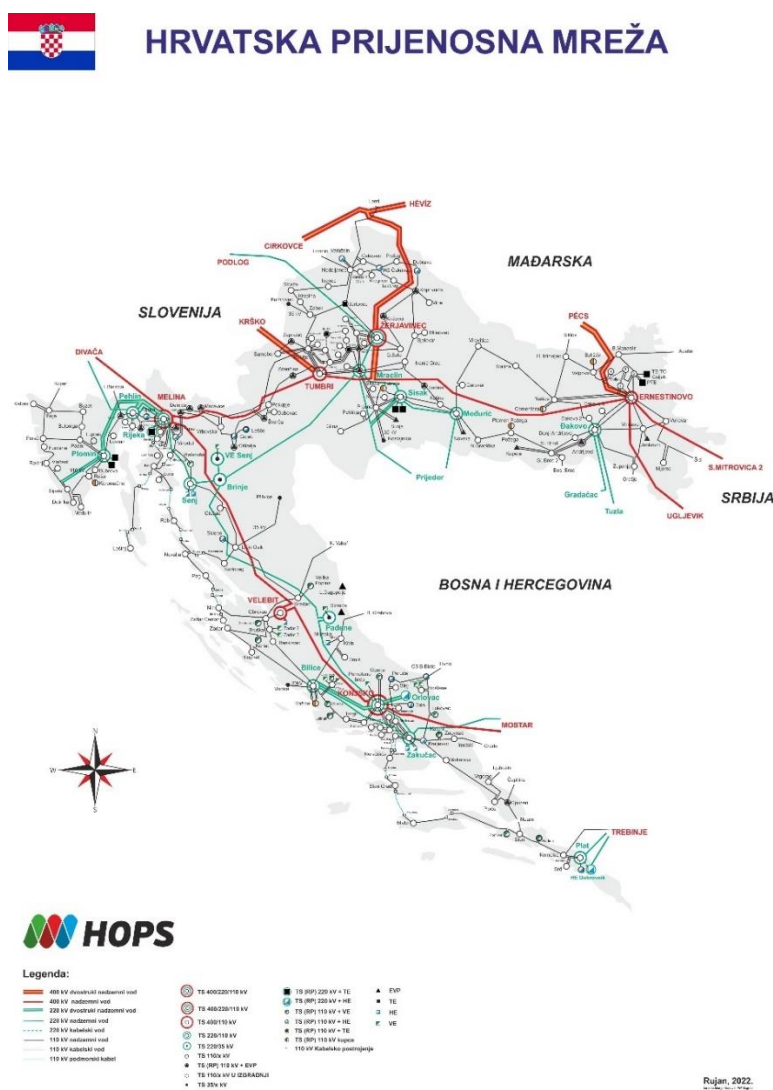
Budući da je turizam jedna od glavnih djelatnosti u Hrvatskoj, potrebno je voditi računa da instalirana vjetroelektrana ne narušava izgled prirode te ne kvari dojam brojnim turistima. Vjetroturbine visine 150 metara u uvjetima dobre vidljivosti, mogu se primijetiti i na udaljenosti od 30 km od obale. Prema tome, određene su zone negativnog utjecaja na izgled prirode, kako prikazuje Slika 27. Najveća zona negativnog utjecaja je do 10 km od obale, a oko nacionalnih parkova, parkova prirode i drugih posjećenih mjesta (većih gradova) ona ide do 20 km. Zona umjerenog utjecaja iznosi 12 nautičkih milja (22,22 km) od obale, a zona niskog utjecaja na izgled okoliša je područje udaljenije od 12 nautičkih milja od obale [5].



Slika 27. Vizualni utjecaj vjetroelektrana na moru u Hrvatskoj [5]

5.1.2. Blizina elektroenergetske mreže (i mogućnost priključka na nju)

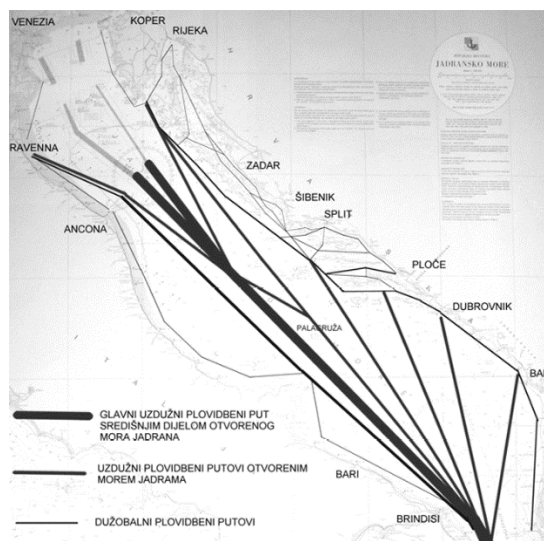
Vrlo je važno pri odabiru najbolje lokacije za izgradnju bilo kakve elektrane razmotriti stanje postojeće elektroenergetske mreže. Dosta je zgodno ukoliko na nekom povoljnom mjestu za izgradnju postoji mogućnost priključka na mrežu. U suprotnom, tj. ako je elektroenergetska mreža prekapacitirana i nema više mogućnosti dodatnog priključenja izvora, potrebno je nadograditi postojeću ili izgraditi novu elektroenergetsku mrežu i trafostanice. Hrvatska elektroenergetska mreža (pogotovo u priobalju) nema veliku mogućnost priključenja novih izvora energije te su potrebna velika ulaganja kako bi se to omogućilo. Prema podacima HOPS-a, postoji tek nekoliko pozicija za moguće priključenje novih izvora u Istri s maksimalnim iznosom priključenja od 50 MW [25]. Prikaz elektroenergetske mreže u Republici Hrvatskoj dan je na Slici 28.



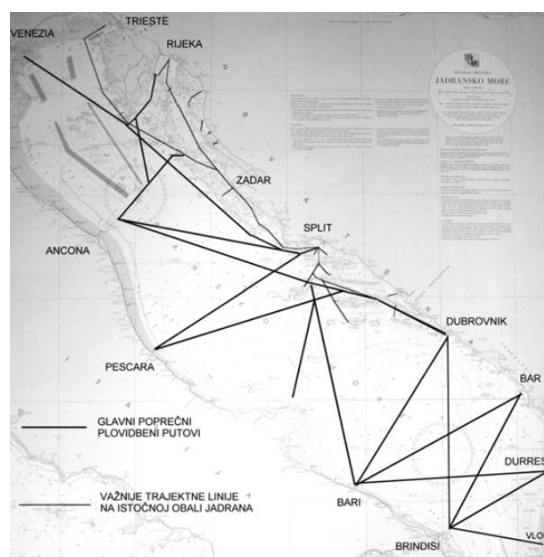
Slika 28. Prikaz prijenosnog sustava u Republici Hrvatskoj [25]

5.1.3. Zaobilaženje plovnih puteva

Za nesmetano prometovanje brodova i ostalih plovila, u obzir je uzeto područje usmjerenih plovnih putova te isključeno iz razmatranja najboljih lokacija za izgradnju odobalne vjetroelektrane. Usmjerene plovidbene puteve može se pronaći u službenim pomorskim kartama [26], a Slike 29 i 30 prikazuju glavne uzdužne i poprečne plovidbene puteve na Jadranskom moru.



Slika 29. Glavni uzdužni plovidbeni putovi na Jadranu [26]



Slika 30. Glavni poprečni plovidbeni putovi na Jadranu [26]

5.1.4. Područje prema direktivi o staništima i direktivi o pticama

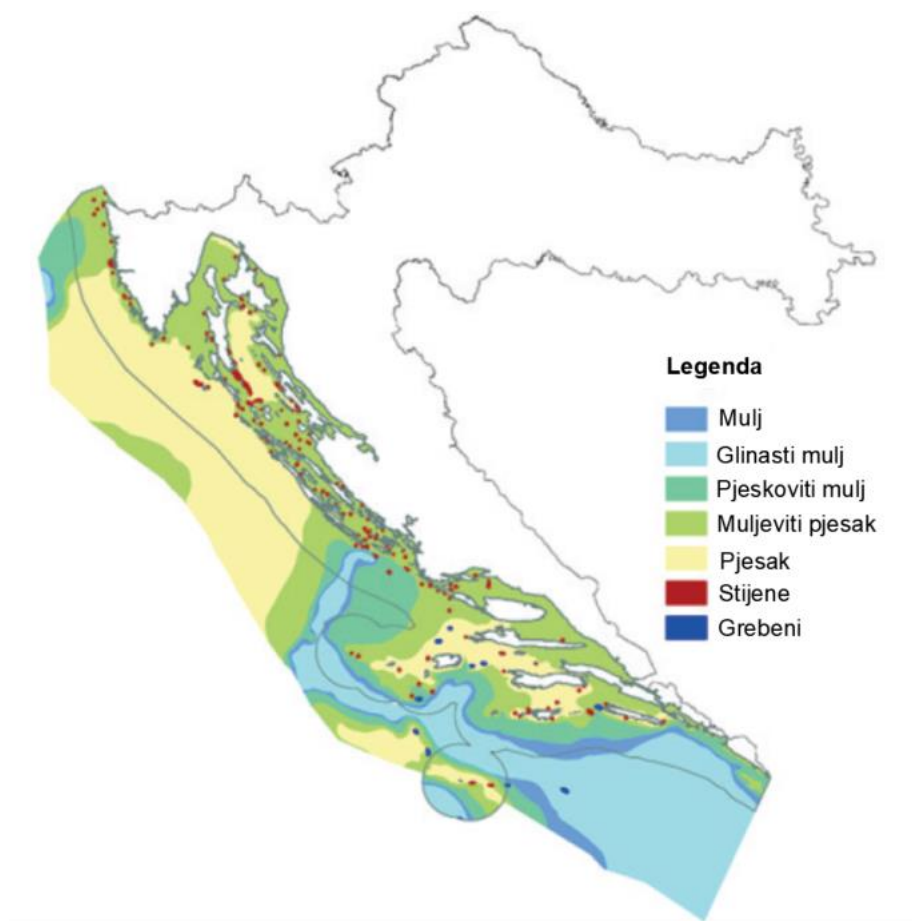
Uzimanje spomenutih područja u obzir još je jedna mjera kojom se nastoji umanjiti utjecaj ovih postrojenja na floru i faunu. Poštujući prirodu i njene stanovnike nastoji se osigurati simbioza ovih postrojenja s prirodom. Također, nastoji se graditi vjetroelektrane na pozicijama koja ne stoje na uobičajenim migracijskim trasama ptica. Područja o staništima i direktivi o pticama odredila je Europska komisija [27], a na području Hrvatske su prikazana Slikom 31.



Slika 31. Važna mjesta za razmnožavanje grabljivica i morskih ptica [27]

5.1.5. Vrsta morskog dna

Za izgradnju vjetroturbine (prvenstveno se ovdje misli na fiksne vjetroturbine) važno je poznavati sastav morskog dna pozicije na kojoj se vjetroelektrana gradi. Komplikiranost gradnje i iznos investicije uvelike ovise o ovom čimbeniku. Ovisno o vrsti morskog dna, bira se tehnika za izgradnju temelja vjetroturbine. Karta sedimenata morskog dna hrvatskog dijela Jadranskog mora prikazana je na Slici 32, a dio je generalne krate HIJRM-a (Hidrografski institut jugoslavenske ratne mornarice) [28].

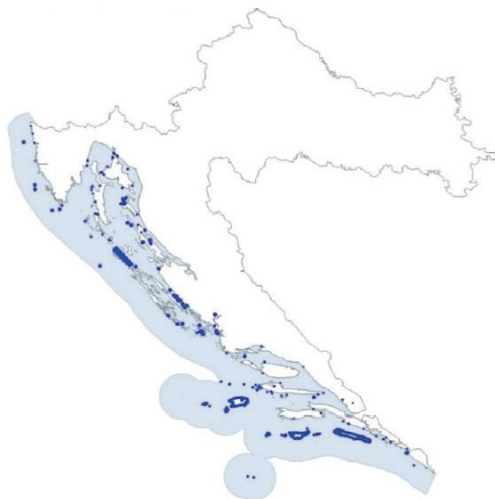


Slika 32. Karta sedimenata morskog dna [28]

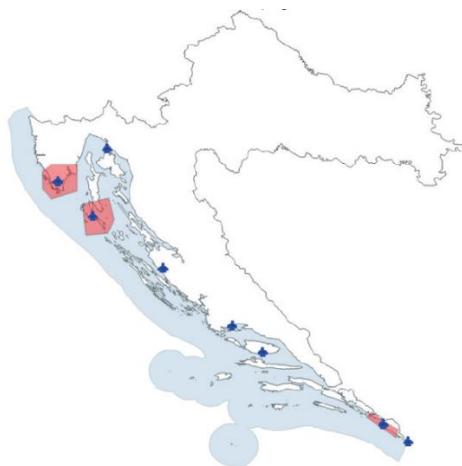
5.1.6. Ostali uvjeti

Pored svega nabrojenog, u razmatranje su uzeta i sljedeća područja [27]:

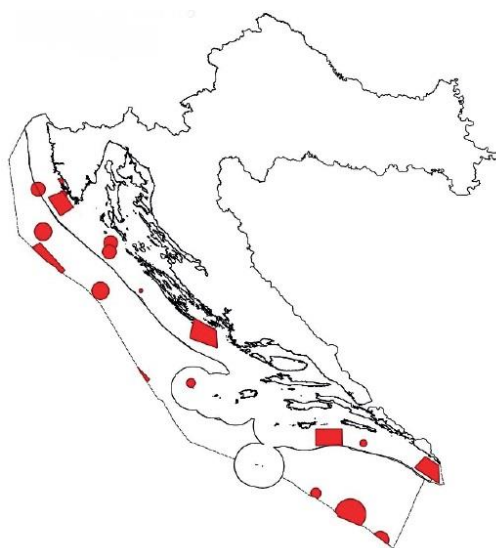
- arheološke zone, koje prikazuje Slika 33
- kontrolne prometne zone zračnih luka, koje prikazuje Slika 34
- područja odbačenog streljiva i oružja, koje prikazuje Slika 35



Slika 33. Registrirane arheološke zone u Jadranskom moru [27]



Slika 34. Obalne zračne luke (plave oznake) s kontrolnim prometnim zonama zračnih luka Pula, Mali Lošinj [27]



Slika 35. Područja prema EMODnetu na koja je odbačeno neiskorišteno oružje i streljivo u Jadranskom moru [27]

5.2. Najbolja lokacija za izgradnju fiksne odobalne vjetroelektrane u Hrvatskoj

Konkretnom analizom svih mogućih lokacija za izgradnju fiksne odobalne vjetroelektrane na hrvatskoj pučini, a uz uzimanje u obzir svih spomenutih uvjeta, donesen je zaključak da je najbolja lokacija za njenu izgradnju na području jugozapadno od Pule, kako prikazuje Slika 36.



Slika 36. Najbolja lokacija za izgradnju fiksne odobalne vjetroelektrane u Hrvatskoj

To je područje koje zadovoljava sve spomenute uvjete, a prosječna brzina vjetra iznosi oko 6,5 m/s. Dubina morskog dna je oko 25 m. Površina morskog dna je pretežno pješčana.

Ovo područje je u zoni niskog utjecaja na okoliš te se ne nalazi na uobičajenim plovnim trasama. Prema trenutnoj situaciji, moguće mjesto priključenja na prijenosnu mrežu je trafostanica na području Rovinja. Međutim, ukoliko bi se nadogradio prijenosni sustav, povoljnije mjesto spajanja bi bilo područje oko Pule ili negdje na samom jugu Istarskog poluotoka. Postrojenje bi se priključilo na trafostanicu 110/x kV.

Konkretna Analiza je pokazala da na ovom području oko 600 km² površine ima odlične uvjete za izgradnju fiksnih odobalnih vjetroturbina. Tehnika izgradnje te izvedivost ovog projekta biti će analizirani u Poglavlju 6.

5.3. Najbolja lokacija za izgradnju plutajuće odobalne vjetroelektrane u Hrvatskoj

Konkretnom analizom svih mogućih lokacija za izgradnju plutajuće odobalne vjetroelektrane na hrvatskoj pučini, a uz uzimanje u obzir svih spomenutih uvjeta, donesen je zaključak da je najbolja lokacija za njenu izgradnju na području jugozapadno od Šibenika, 20-ak km udaljeno od otoka Žirje, kako pokazuje Slika 37.



Slika 37. Najbolja lokacija za izgradnju plutajuće odobalne vjetroelektrane u Hrvatskoj

Kako stvari stoje, ovo područje se nalazi u zoni niskog utjecaja na okoliš, međutim ovdje je potrebno provesti dodatnu analizu utjecaja vjetroelektrane na okoliš te utvrditi opravdanost ovog uvjeta [5].

Prema referentnoj analizi, postoji mogućnost da je na ovom području zona niskog utjecaja na okoliš nešto veća pa bi se konkretna vjetroelektrana mogla instalirati i bliže obali od prikazanog. Konkretna analiza je pokazala da na ovom području oko 250 km² površine ima odlične uvjete za izgradnju plutajućih odobalnih vjetroturbina.

Na području cijele Dalmacije trenutno nema nikakve mogućnosti za priključenje bilo kakvog postrojenja na prijenosnu mrežu [25]. Potrebna su dodatna ulaganja kako bi se na prijenosni sustav moglo priključiti nove elektrane. Ideja je da se na otoku Žirje sagradi trafostanica 110/x kV te da se postrojenje priključi na nju. Električna energija bi se dalje prenosila podvodnim kablovima do kopnenog prijenosnog sustava. Dubina mora na ovom području je oko 200 metara te je vjetroturbine potrebno usidriti za morsko dno.

Tehnika izgradnje te izvedivost ovog projekta biti će analizirani u Poglavlju 6.

6. OPĆA ANALIZA TEHNIČKE IZVEDIVOSTI IZGRADNJE ODOBALNIH VJETROELEKTRANA

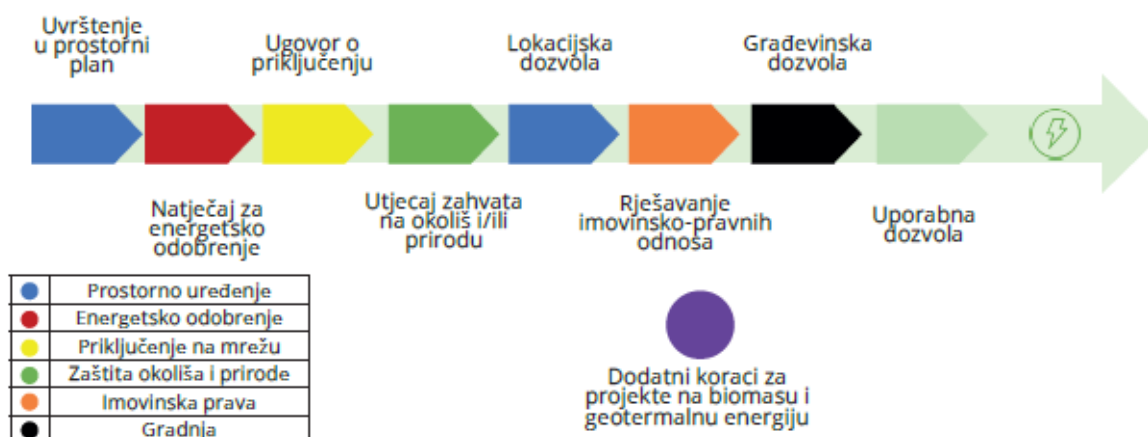
U daljnjoj razradi biti će objašnjeni postupci koje je potrebno proći kako bi započeli s gradnjom OIE projekta te nadalje tehnička izvedivost samih radova, od dopremanja same opreme, izgradnje prijenosnog sustava do izgradnje temelja i puštanja postrojenja u pogon.

6.1. Upravni postupci za razvoj OIE projekta

Da bi projekt OIE bio isplativ za financiranje, mora biti u „fazi spremnosti za izgradnju“, što znači da projekt mora imati [4]:

- ishodeno energetske odobrenje
- osigurano priključenje na elektroenergetsku mrežu
- projekt mora biti ocjenjen prihvatljivim s aspekta utjecaja na okoliš i prihvatljivosti za ekološku mrežu
- građevinsku dozvolu
- riješene imovinsko-pravna pitanja tj. Pravo vlasništva ili korištenja zemljišta na kojem će projekt biti izgrađen

U nastavku će biti prikazan pregled glavnih postupaka potrebnih za dovršenje OIE projekta, a grafički ih opisuje Slika 38.



Slika 38. Pregled upravnih postupaka kod OIE projekata u RH [4]

Preduvjet da bi za lokaciju mogao biti objavljen natječaj za energetska odobrenje je uvrštenje u dokumente prostornog uređenja. Definiranje prostornih planova se razlikuje od županije do županije, kao i kvaliteta razrade tih planova, a za planiranu izmjenu i dopunu tih planova potrebno je provesti stratešku procjenu utjecaja zahvata na okoliš i ocjenu prihvatljivosti zahvata na ekološku mrežu. Za to je potrebno pokrenuti postupak javne rasprave [4].

Nakon uvrštenja u prostorni plan, potrebno je dobiti energetska odobrenje, a njega uređuje Zakon o tržištu električne energije (ZoTEE). Ovaj dokument izdaje Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja (MINGOR), a ono je potrebno za ishodenje lokacijske i građevinske dozvole. Energetska odobrenje omogućuje developerima stjecanje statusa nositelja projekta u zakonskom smislu te upis u Registar OIE i kogeneracije te povlaštenih proizvođača. Da bi se dobilo ovo odobrenje, potrebno je dostaviti iskaz interesa te razne dokumente koje je propisao ZoTEE [4].

Nakon dobivanja energetska odobrenja, potrebno je potpisati Ugovor o priključenju na elektroenergetsku mrežu. Priključenje na mrežu obavlja Hrvatski operator prijenosnog sustava (HOPS) ili Hrvatski operator distribucijskog sustava (HEP ODS), ovisno priključuje li se projekt na prijenosnu ili distribucijsku mrežu. Ovaj postupak počinje zahtjevom za izradu Elaborata optimalnog tehničkog rješenja priključenja (EOTRP-a) operatoru mreže. EOTRP predstavlja analizu postojećeg i planiranog stanja elektroenergetske mreže te sigurnosti u ekstremnim stanjima proizvodnje i potrošnje električne energije [4].

Ukoliko su zadovoljeni prethodni koraci, slijedi analiza utjecaja na okoliš. Potrebno je pribaviti rješenje o prihvatljivosti zahvata za okoliš i ekološku mrežu (Natura 2000), a oba postupka se odvijaju istovremeno. Zbog mozebitnih izmjena u projektu te zastarjelih mjerodavnih podataka, ovaj postupak se nerijetko zna odužiti više od očekivanog [4].

Tek nakon proglašavanja prihvatljivosti zahvata za okoliš i ekološku mrežu, nositelj projekta može nastaviti s postupkom ishodenja lokacijske dozvole. Ovom dozvolom se utvrđuju prostorni uvjeti za gradnju na temelju idejnog projekta vjetroelektrane. Nakon izdavanja lokacijske dozvole, nositelj projekta mora riješiti imovinsko-pravne odnose [4].

U razdoblju važenja lokacijske dozvole, nositelj projekta podnosi zahtjev za izdavanje građevinske dozvole. Uz zahtjev, dužan je priložiti glavni projekt, dokaz pravnog interesa i ostalu propisanu dokumentaciju. Ishodenjem građevinske dozvole te prethodno zadovoljenih postupaka, projekt je spreman za gradnju [4].

Po završetku gradnje, potrebno je podnijeti zahtjev za izdavanje uporabne dozvole. Njome se potvrđuje da je projekt izgrađen u skladu s građevinskom dozvolom. U slučaju da nadležno tijelo na tehničkom pregledu nije utvrdilo nedostatke u zahvatu, izdaje se uporabna dozvola [4].

6.2. Gradnja odobalnih vjetroelektrana

Gradnja projekta odobalnih vjetroelektrana odvija se u 3 faze [22]. Prva faza je već objašnjena a predstavlja fazu planiranja, izrade projekta i skupljanja raznih dozvola. Druga faza se odnosi na proizvodnju opreme koja će se ugrađivati, kablova i slično te dopremanja istih na mjesto gradnje, a treća faza uključuje gradnju postrojenja i popratne infrastrukture. Nakon provedenih faza dalje slijedi faza upravljanja i održavanja, a kada vjetroelektrana dosegne kraj svog životnog vijeka, slijedi faza razgradnje ili elektrana podliježe zamijeni istrošenih dijelova i ponovnom puštanju u rad [22].

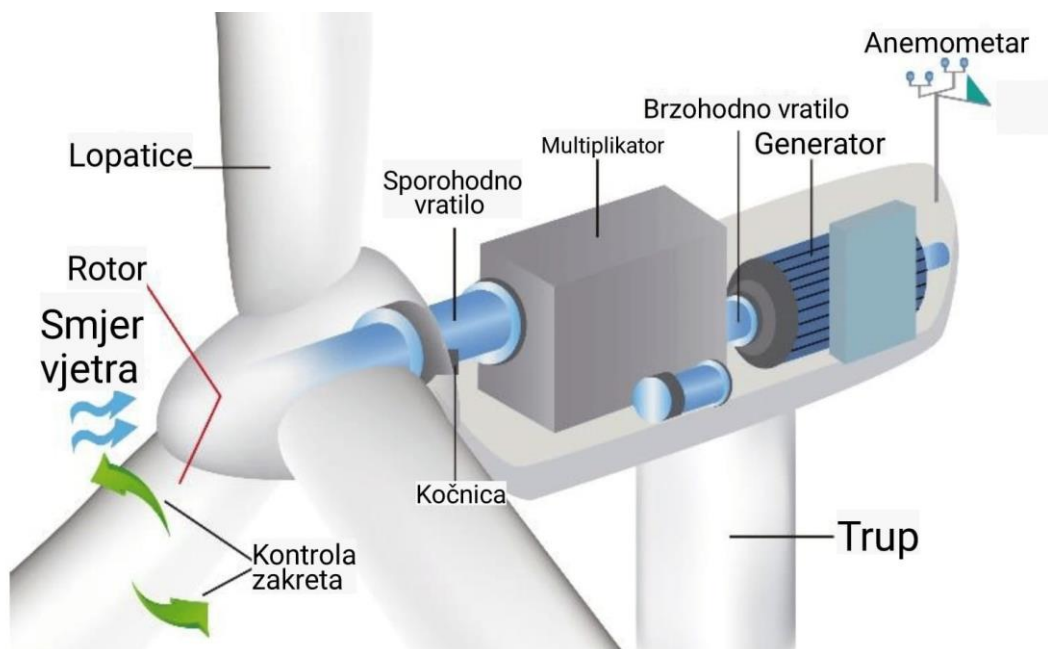
Ovisno o čimbenicima poput veličine rotora, tipa temelja, tehnološkom razvoju i uvjetima na gradilištu, svaka odobalna vjetroelektrana ima jedinstvene zahtjeve za instalaciju. Da bi se razvio projekt odobalne vjetroelektrane potrebno je obaviti istraživačke aktivnosti koje obuhvaćaju aerodinamiku, hidrodinamiku, strukturna opterećenja, kontrolu i regulaciju procesa, rad i održavanje vjetroelektrane, pogonski sklop te analizu izrade temelja i privezišta. Inicijalno se provodi numeričko modeliranje koje pruža ekonomično sredstvo za dizajn, testiranje i potvrdu razrađene metode instalacije. Numerički alati također su važni za prepoznavanje potencijalnih rizika tijekom faze planiranja [22]. Raznim analizama dolazi se do optimalnog dizajna vjetroturbine koja će se postavljati na predviđenu lokaciju.

Trenutačnim tržištem energije vjetra na moru dominiraju fiksne vjetroelektrane [8], međutim sve više se radi na tome da se savlada tehnika te da imamo više projekata plutajućih vjetroelektrana.

6.3. Proizvodnja dijelova vjetroelektrane i oprema za instalaciju

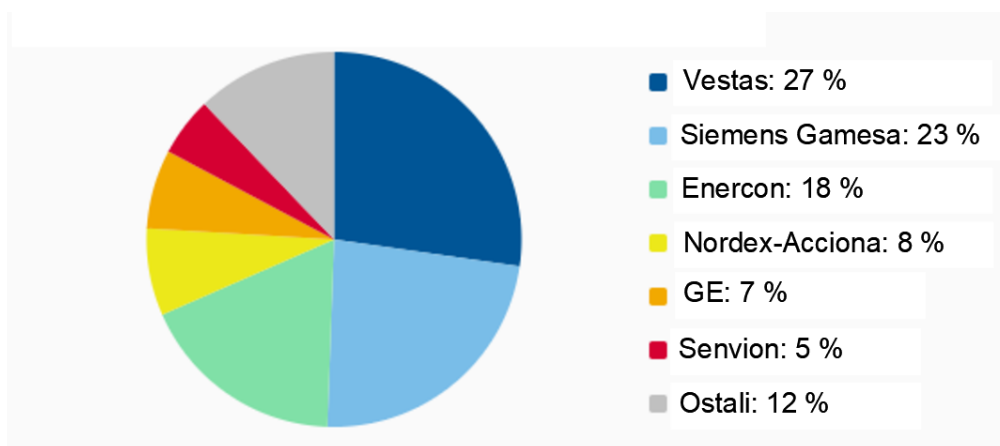
Dizajn i inženjering predstavljaju ključni početni korak u razvoju odobalne vjetroelektrane. Ovdje se stručnjaci bave detaljnim planiranjem i projektiranjem svih aspekata vjetroelektrane kako bi osigurali njezinu učinkovitost, sigurnost i dugovječnost.

Dizajn lopatica, strukturnih dijelova, rotora i ostalih funkcionalnih dijelova te elektroničkih i regulacijskih sustava izrazito je složen proces koji zahtjeva suradnju inženjera, arhitekata, geologa i drugih stručnjaka kako bi se stvorio cjelovit i održiv sustav. Slika 39 prikazuje osnovne dijelove unutar gondole vjetroturbine.



Slika 39. Pregled dijelova unutar gondole vjetroturbine

Što se tiče proizvođača vjetroturbina, predvodnik na europskom tržištu je danska kompanija Vestas. Uz Vestas, velik dio tržišta pokrivaju njemački Siemens Gamesa i Enercon [8], kako pokazuje Slika 40. Dvije najveće hrvatske kopnene vjetroelektrane imaju vjetroagregate kompanije Shanghai Electric (VE Senj) te Nordex (VE Krš-Padene) [29].



Slika 40. Udio na tržištu proizvođača turbina [8]

Pri izgradnji odobalnih vjetroturbinu vrlo važnu ulogu ima logistika. Da bi se instalirala vjetroturbinu, potrebno je opremu dovesti na lokaciju izgradnje, a potom pomoću posebnih dizalica i alata ugraditi. Kako je riječ o masivnim i dimenzijama prilično glomaznim dijelovima, za ovu potrebu se biraju posebni tegljači i dizalice [22]. Na Slici 41 su prikazana različita plovila koja se koriste pri instalaciji odobalnih vjetroturbinu.



Slika 41. Različite vrste plovila kada se koriste pri instalaciji odobalnih vjetroturbinu [22]

Nosivost i manevriranje opremom pri instalaciji vjetroturbinu jedinstvene su prednosti ovih plovila te bez njih izgradnja ne bi bila moguća. Posebna plovila iziskuju posebne cijene, pa se njihov najam dobro naplaćuje. Za jednodnevno korištenje običnog tegljača, prosječno je potrebno izdvojiti 2500 €, dok najam tegljača za prijevoz posebno teških tereta dnevno iznosi oko 40000 € [22]. Ukoliko je na lokaciji potrebna dizalica za podizanje teških tereta na vrlo visoke pozicije (preko 100 m), to će obaviti polupotopivi brod, a njegov jednodnevni najam iznosi oko 400000 € [22].

Aktivnosti instalacije odobalnih vjetroturbinu moraju slijediti smjernice regulatornih tijela kako bi se osigurala uspješna instalacija, a one su dane raznim standardima.

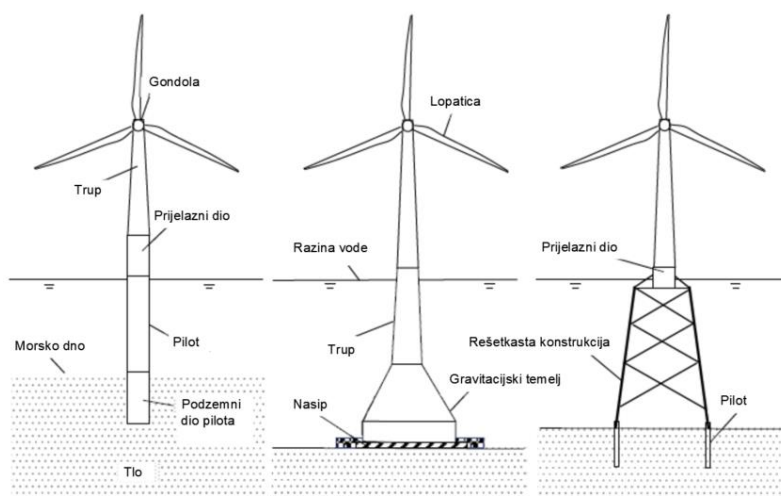
Neki standardi su vezani uz odnos prema prirodi, neki uz prihvat i prijevoz opreme, dok su nekim standardima propisana pravila rukovanja s opremom.

6.4. Izgradnja temelja vjetroturbine

Temelji su ključni za stabilnost i sigurnost odobalnih vjetroturbina. Oni pružaju čvrstu platformu za nosivost težine vjetroturbine i raspodjelu tereta na tlo. Također sprječavaju klizanje i prilagođavaju se različitim tipovima tla, osiguravajući ravnomjernu raspodjelu opterećenja. Osim podrške težini, temelji su dizajnirani kako bi izdržali vanjske utjecaje poput vjetrova, morskih valova i drugih nepovoljnih uvjeta na moru, čime se osigurava dugovječnost i zaštita od oštećenja. Njihova važnost leži i u prilagodbi specifičnostima lokacije, a odabir odgovarajućeg tipa temelja ključan je za održavanje stabilnosti i učinkovitosti vjetroturbina [22]. Ovisno o poziciji izgradnje i vrsti morskog dna, razlikujemo više vrsta različitih temelja.

6.4.1. Fiksna vjetroturbina

Fiksne odobalne vjetroturbine se grade na mjestima gdje dubina mora ne prelazi 50 m. Ovi temelji često uključuju čelične stupove ili betonske strukture koji se postavljaju na morsko dno. Njihova konstrukcija odražava potrebu za prilagodbom različitim dubinama voda i nosivostima tla. Osim što pružaju strukturalnu potporu, temelji moraju biti izrađeni od materijala otpornih na koroziju i druge vanjske utjecaje morskog okoliša kako bi osigurali dugovječnost i održivost odobalnih vjetroelektrana [22]. Na Slici 42 su prikazane različite izvedbe temelja za fiksne odobalne vjetroturbine.



Slika 42. Načini izvedbe temelja za fiksne odobalne vjetroturbine [22]

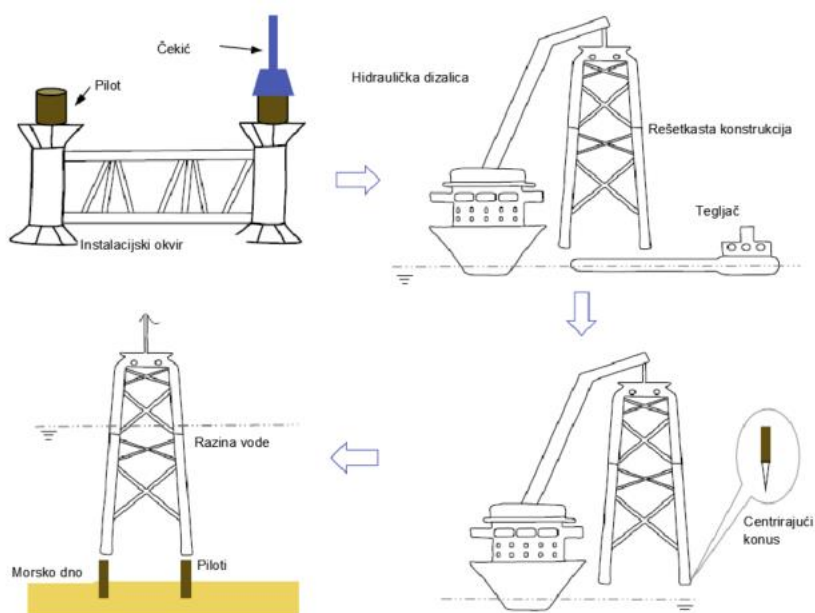
Pilotni temelji predstavljaju čelične stupove koji se zabijaju u morsko dno, a većinom ovakve temelje imaju vjetroturbine koje se postavljaju u pliće morsko dno. Ova vrsta temelja je često korištena zbog jednostavne instalacije i relativne ekonomske isplativosti, a obično se koriste u uvjetima tvrdog do polutvrdog morskog dna. Kako bi pilot stajao čvrsto i uspravno u morskom dnu, koristi se veliki hidraulički čekić za zabijanje. Za ovu tehniku je poseban izazovna postala buka koja nastaje tijekom zabijanja pilota, koja doseže 210 dB pod vodom, a kako bi njen utjecaj umanjili koriste se razne metode, kao što se zavjese s mjehurićima ili izolacijski odljevci. Jedan pilot teži jednu do dvije tisuća tona, a samo rukovanje (Slika 43) takvim teretom je izazovan zadatak [22].



Slika 43. Prikaz ugradnje pilotnog temelja [22]

Rešetkasti temelji predstavljaju strukturu temelja koja se sastoji od čeličnih nosača povezanih u rešetkasti oblik s tri ili četiri noge. Ova vrsta temelja pruža veću stabilnost i omogućuje postavljanje vjetroturbina u dublje vode, a koriste se u područjima gdje su vjetrovi snažniji i gdje se zahtjeva veća nosivost. Noge ovih temelja se nalaze na sidrenim pilotima - po jedan na svaku nogu.

Instalacija ovih temelja se izvodi na način da se prvo piloti ubadaju u instalacijski okvir koji predstavlja šablonsku strukturu kojom se osigurava preciznost izvedbe. Zatim počinje postupak udaranja čekićem, analogno onom kod postavljanja pilotnog temelja. Nakon toga se s tegljača podiže rešetkasta konstrukcija i pričvršćuje na postavljene pilote. Kada se postavi rešetkasta konstrukcija, piloti se povezuju betonskim prstenom [22]. Postupak je prikazan na Slici 44.



Slika 44. Koraci postavljanja rešetkastog temelja [22]

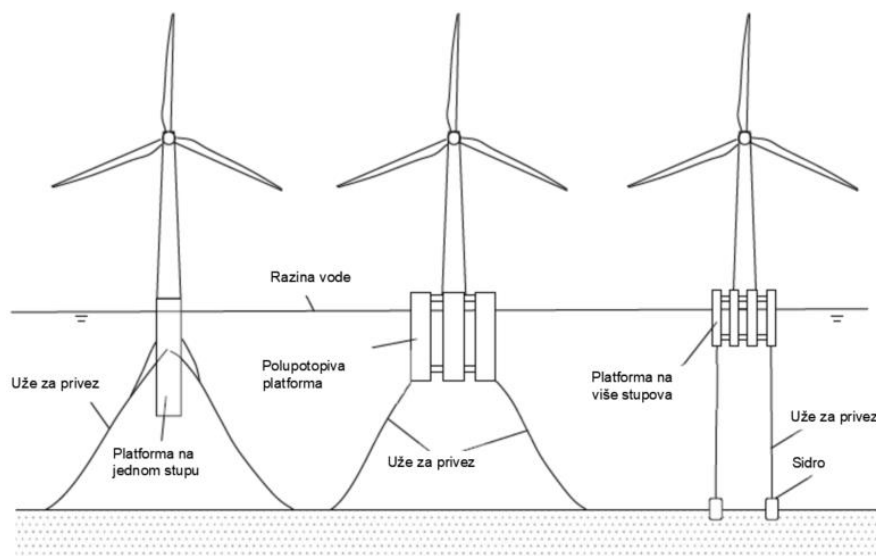
Gravitacijski temelji, koje prikazuje Slika 45, predstavljaju velike betonske strukture koje se postavljaju na morsko dno i svojom vlastitom težinom osiguravaju stabilnost vjetro turbine. Ova vrsta temelja je korisna u područjima s labilnom strukturom tla ili u područjima gdje je potrebna veća stabilnost. Ovakvi temelji teže između 1500 do 4500 tona. Pri postavljanju ovih temelja potrebno je odstraniti nenosivi dio tla te po potrebi nasuti drenažu. Nenosivi dio tla iskustveno iznosi između 0,5 m i 10 m. Obično se ovi temelji lijevaju na kopnu te se tegljačima dostavljaju na lokaciju ugradnje. Pri ugradnji ovih temelja se koristi senzorska i upravljačka tehnologija kako bi se osigurala ravnomjerna raspodjela težine tereta [22].



Slika 45. Gravitacijski temelji [30]

6.4.2. Plutajuća vjetroturbina

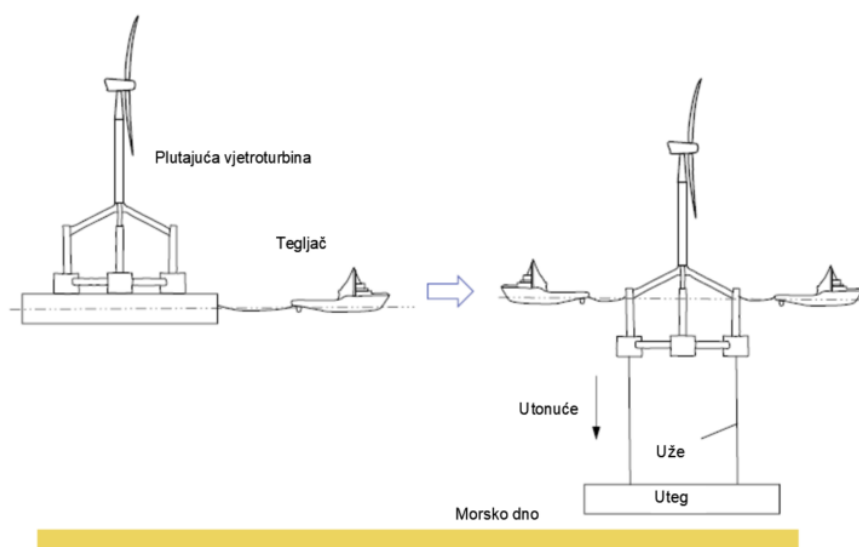
Plutajući temelji za odobalne vjetroturbine su inovativna rješenja koja omogućuju postavljanje vjetroturbina u dubokim vodama gdje su fiksni temelji nepraktični. Ovi temelji su obično konstruirani kao plutajuće platforme koje podržavaju vjetroturbine na površini vode. Postoje različite vrste plutajućih temelja, kako prikazuje Slika 46, a oni se primjenjuju ovisno o lokacijskim mogućnostima i specifičnosti projekta. Ova tehnologija omogućuje eksploataciju bogatih izvora vjetra u područjima koja su prije bila nedostupna. Izazovi uključuju osiguranje stabilnosti, nosivosti i sigurnosti plutajućih sustava te istraživanje novih inovacija radi poboljšanja njihove učinkovitosti [22].



Slika 46. Načini izvedbe temelja za plutajuće odobalne vjetroturbine [22]

Platforma na jednom stupu predstavlja, kako i sam naziv sugerira, jedan veliki stup koji podržava vjetroturbinu na plutajućoj platformi. Jednostavnost izvedbe prednost je ovog temelja nad drugima, a svojim dizajnom osigurava stabilnost vjetroturbine i u vrlo nepovoljnim uvjetima [22].

Platforma na više stupova pruža dodatnu stabilnost u odnosu na platformu na jednom stupu te je ova vrsta temelja prikladnija u uvjetima gdje su prisutni izazovni vremenski uvjeti, poput snažnih vjetrova i valova. Konstrukcija može uključivati različite aranžmane stupova, poput trokuta, kvadrata ili drugih oblika, što omogućuje prilagodbu specifičnosti lokacije [22]. Jedan od principa instalacije ovakvih platformi prikazan je na Slici 47.



Slika 47. Princip instalacije plutajuće odoobalne vjetroturbine (platforma na više stupova) [22]

Polupotopljiva platforma je još jedan tip temelja koji se koristi za podršku plutajućim odobalnim vjetroturbinama. Ova vrsta temelja kombinira potopivi dio s dijelom koji ostaje iznad površine vode. Najstabilnija je vrsta temelja za odobalne plutajuće vjetroturbine i koristi se u uvjetima vrlo jakih vjetrova i nepovoljnih uvjeta na moru. Ova platforma omogućuje kontrolirano potonuće kako bi se prilagodila uvjetima mora i održala stabilnost vjetroturbine [22].

6.5. Elektroenergetska mreža u Republici Hrvatskoj

Kako stvari stoje, trenutna elektroenergetska mreža u Hrvatskoj nema velikih mogućnosti priključaka novih izvora energije [25]. Što se tiče obalnog područja, tek na području Istre postoji nekoliko trafostanica na koje je moguće priključiti nove izvore energije, ali ne preko 50 MW. To su trafostanice Poreč, Rovinj i Raša [25].

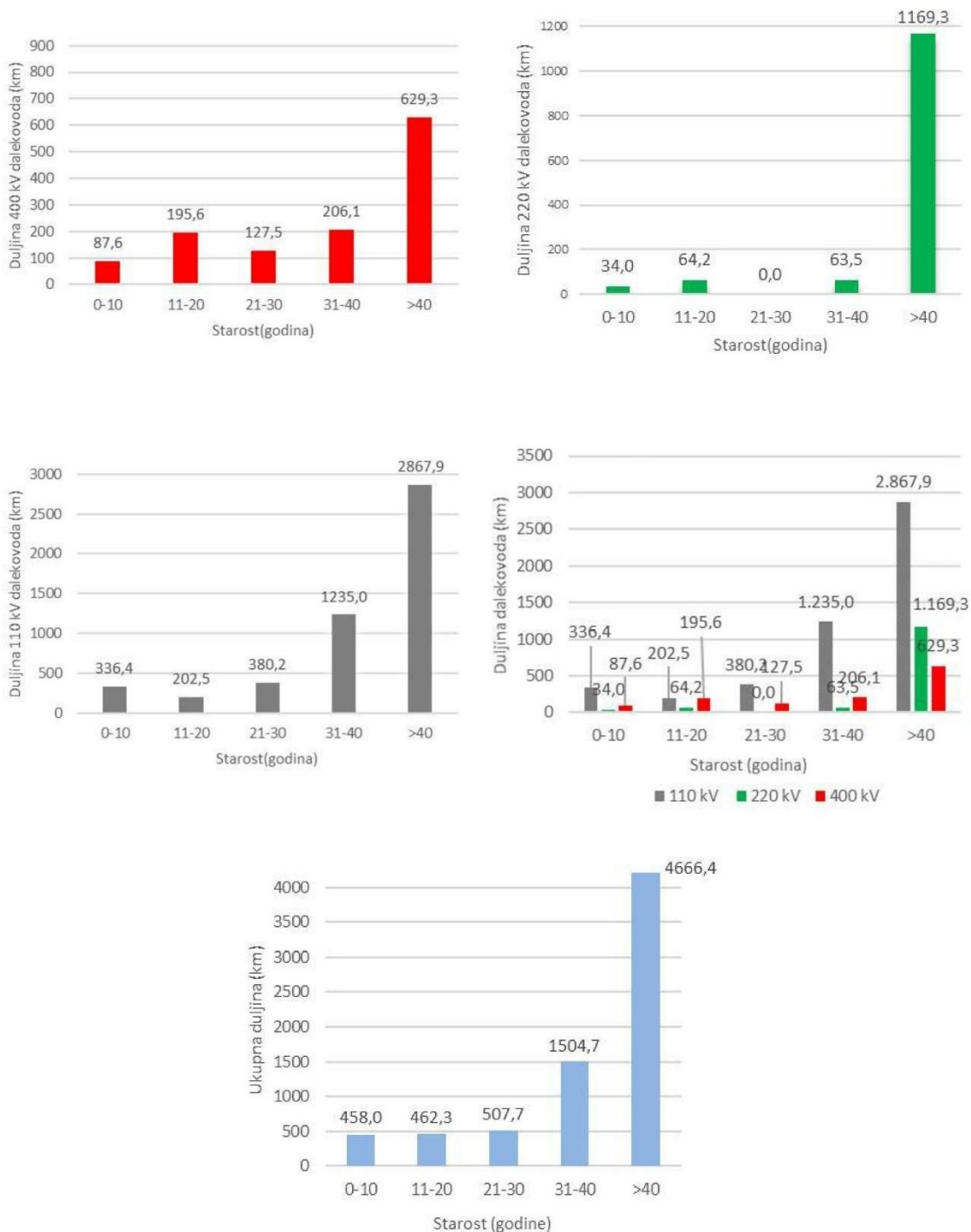
Na prijenosnoj mreži u proteklom periodu (od 2009. godine) većina priključenih proizvodnih postrojenja su vjetroelektrane, dok su na distribucijsku mrežu priključene fotonaponske elektrane, vjetroelektrane, elektrane na biomasu, hidroelektrane i geotermalne elektrane. U prosincu prošle godine, na prijenosnu je mrežu priključeno ukupno 885 MW vjetroelektrana [25]. Prema scenariju umjerene energetske tranzicije S2 Strategije, predviđena ukupna snaga hidroelektrana u elektroenergetskom sustavu 2030. godine iznosi 2686 MW, fotonaponskih elektrana 768 MW i vjetroelektrana 1364 MW, dok prema scenariju ubrzane energetske tranzicije S1, predviđena ukupna snaga fotonaponskih elektrana iznosi 1039 MW, a vjetroelektrana 1634 MW [4]. Na pojedinim dijelovima elektroenergetske mreže potrebni su veliki zahvati u izgradnji mreže koji mogu trajati 5 i više godina [25].

Većina nadzemnih vodova (110 kV i 220 kV) su u pogonu od šezdesetih godina prošlog stoljeća, a u pogonu ima i vodova iz četrdesetih godina prošlog stoljeća [31]. Prosječni životni vijek VN opreme i građevina u hrvatskoj prijenosnoj mreži prikazan je u Tablici 5. Stvarni životni vijek pojedine opreme može biti manji ili veći od iskazanih prosječnih vrijednosti, što prije svega ovisi o održavanju i uvjetima pogona [31].

Tablica 5. Prosječni životni vijek VN opreme i građevina u prijenosnoj mreži [31]

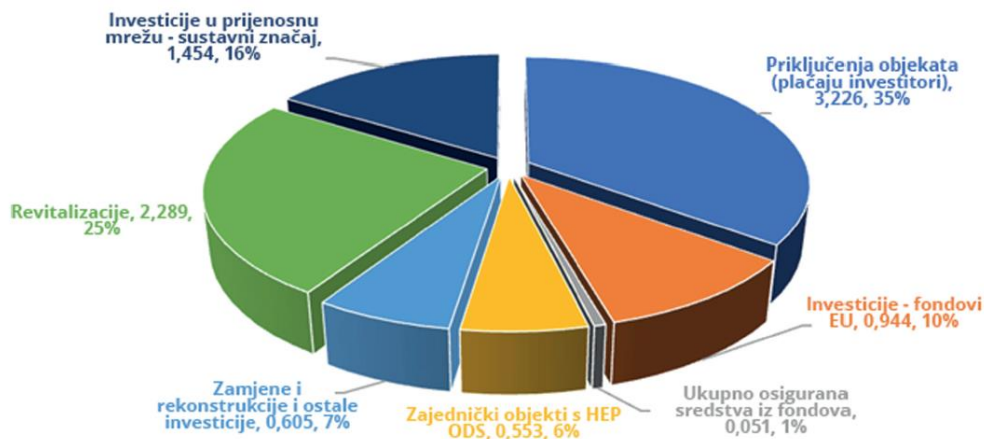
Elementi prijenosne mreže	Očekivani životni vijek	Napomena
VN polja (primarna oprema)	33	Prekidači, SMT, NMT, rastavljivači, odvodnici
Energetski transformatori	40	Različitost terećenja i posljedica kvarova
Građevine (temelji voda i aparata)	40	Izloženost nepogodama, utjecaj nove tehnologije
Vodiči, uzemljivači, metalne konstrukcije	40	Agresivnost tla i atmosfere, održavanje
Energetski kablovi	40	Terećenje, kvarovi
Sekundarni sustavi	15	Rezervni dijelovi i novi zahtjevi

Glede starosti pojedine opreme i elemenata u prijenosnoj mreži HOPS-a, stanje u 2019. godini je predočeno na Slici 48.



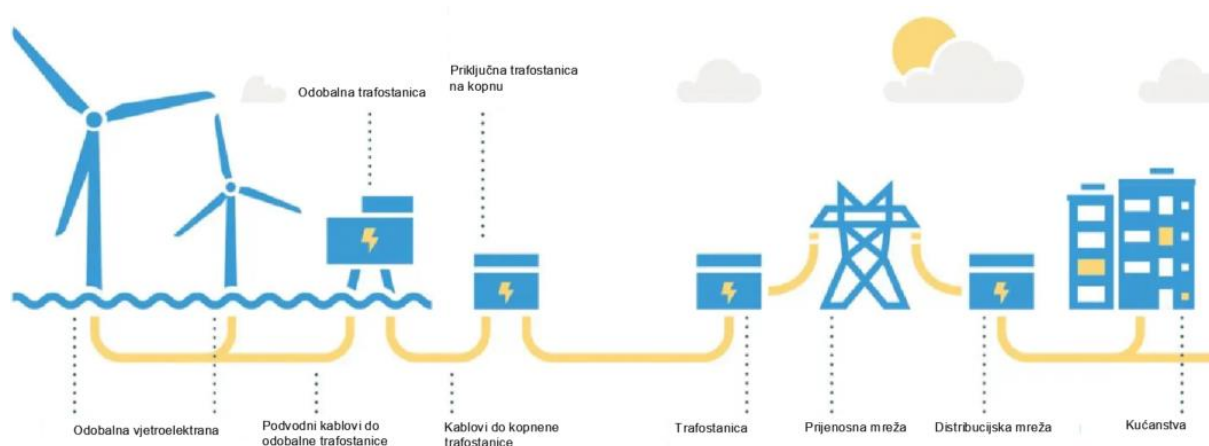
Slika 48. Raspodjela vodova 110-220-400 kV po starosti u prijenosnoj mreži HOPS-a – stanje 2019. godina [31]

U scenarijima energetske tranzicije ne spominju se odobalne vjetroelektrane, međutim svakako je jasno kako je potrebno i ove tehnologije obnovljivih izvora energije uključiti u planiranje. Slika 49 daje planirani pregled investicija u prijenosnu mrežu do 2030. godine.



Slika 49. Investicije (u milijardama kuna) u prienosnoj mreži po kategorijama u razdoblju od 2021. do 2030. [31]

Kako bi se odobalna vjetroelektrana mogla spojiti na kopnenu prienosnu mrežu, potrebno je izgraditi određenu infrastrukturu. Prvo je potrebno međusobno povezati vjetroturbine i spojiti ih na odobalnu trafostanicu. Ova trafostanica podiže napon na višu razinu kako bi se električna energija mogla prenositi dalje na obalu. Naravno, na obali se mora izgraditi priključna trafostanica s koje se električna energija dalje prenosi u kopnenu elektroenergetsku mrežu [32]. Energetska infrastruktura jednostavno je prikazana na Slici 50.



Slika 50. Energetska infrastruktura odobalne vjetroelektrane [32]

7. OPĆA ANALIZA EKONOMSKE IZVEDIVOSTI IZGRADNJE ODOBALNIH VJETROELEKTRANA

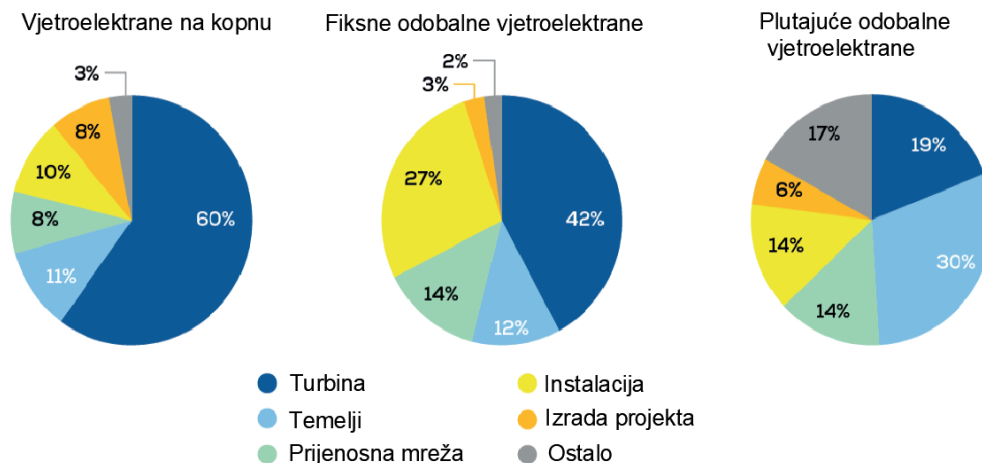
Kako bi se išlo u realizaciju OIE na moru u Hrvatskoj, potrebno je procijeniti investicijske troškove ovih postrojenja. U definiranju cijene sudjeluju brojni faktori poput: brzine vjetra, uvjeta na pučini, morfologija i sastav morskog dna, seizmička aktivnost itd. [10]. Ekonomska analiza odobalnih vjetroelektrana obuhvaća procjenu financijskih aspekata povezanih s izgradnjom, operacijom i održavanjem vjetroelektrane na moru.

Općenito, trošak vjetroelektrana na moru sastoji se od [33]:

- kapitalni troškovi, koji uključuju troškove za razvoj (CAPEX)
- operativni rashodi (OPEX)
- troškovi razgradnje (DECEX)

7.1. Kapitalni troškovi (CAPEX)

Kapitalni troškovi ili kako ih često kolokvijalno označavamo engleskom skraćenicom CAPEX (Capital Expenditure), predstavljaju troškove koji su povezani s izgradnjom i postavljanjem infrastrukture odobalnih vjetroelektrana. Ovi troškovi uključuju sve izdatke koji su potrebni za postizanje funkcionalnosti vjetroelektrane na moru, od troškova nabave same opreme, do troškova prijevoza i instalacije. Naravno, tu spadaju i troškovi izgradnje temelja, prijenosne mreže, troškovi projektiranja, kao i troškovi povezani s dobivanjem potrebnih dozvola i sl. [34]. Koliko koji od ovih dijelova utječe na formiranje samog CAPEX-a prikazuje Slika 51. Vidimo da troškovi instalacije predstavljaju znatno veći udio u ukupnim troškovima kod vjetroelektrana na moru nego kod vjetroelektrana na kopnu. Iako se očekuje da će sektor vjetroelektrana na moru imati dodatna smanjenja troškova, sektor se suočava s uskim grlima u lancu opskrbe, logističkim problemima i s troškom financiranja u zemljama u kojima nedostaju mehanizmi stabilizacije prihoda [5].



Slika 51. Analiza CAPEX-a za izgradnju vjetroelektrane [10]

Vrijednost CAPEX-a, između ostalih, odgovara ukupnom zbroju sljedećih ulaganja [34]:

- troškovi nabave dijelova
- troškovi izgradnje popratnih kontrolnih prostorija
- troškovi izrade projekta i upravljanja projektom
- troškovi nadzora, kontrole i prikupljanja podataka
- troškovi nabave priključnih kabela za spoj na elektroenergetsku mrežu
- troškovi ugradnje priključnih kabela
- troškovi nabave odobalnih prijenosnih kabela
- troškovi za postavljanje odobalnih prijenosnih kabela
- troškovi nabave kopnenih prijenosnih kabela
- troškovi instalacije kopnenih prijenosnih kabela

Zbog razvoja tehnologije, što uključuje povećanje veličine turbina, učinkovitosti, bolje tehnike i procese ugradnje, u posljednjem desetljeću je zabilježen značajno smanjenje CAPEX-a. Taj trend smanjenja će se nastaviti i u budućnosti [10]. Ako se gleda posljednje desetljeće, prosječna ukupna cijena instalacije za odobalne vjetroelektrane pala je s 2159 €/kW na 2364 €/kW [35], a pregled kako je se CAPEX u tom periodu smanjio u nekim europskim državama, prikazan je u Tablici 6.

Tablica 6. Ponderirani prosječni ukupni instalirani troškovi za vjetar na moru, 2010. i 2021.

[35]

	Trošak (€/kW)	
	2010.	2021.
Europa (prosjeak)	4159	2364
Belgija	5359	3019
Danska	2915	1950
Njemačka	5740	3185
Nizozemska	3662	2128
UK	4048	2604

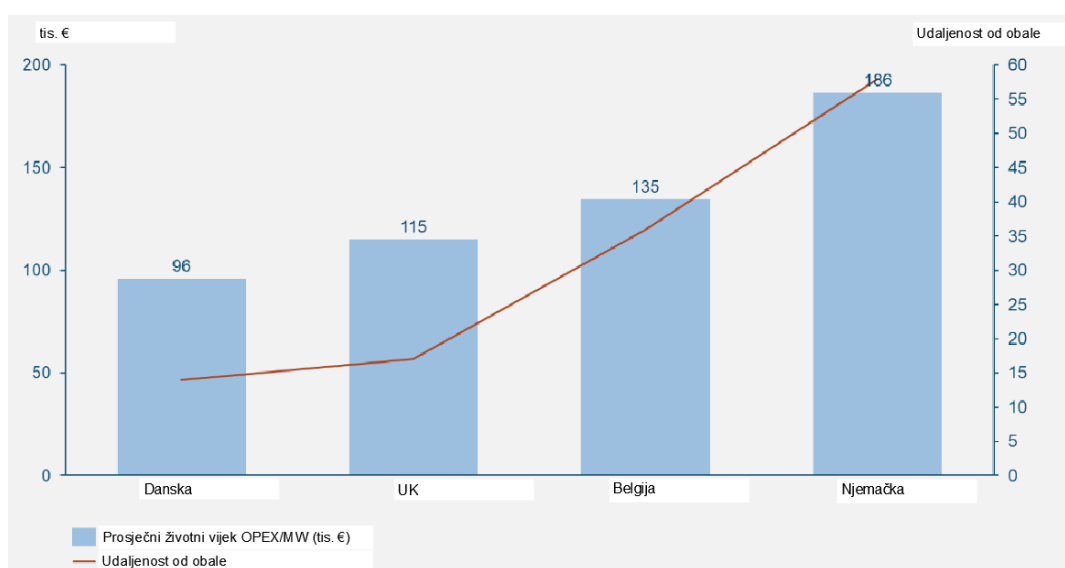
Za Belgiju i Njemačku nije bilo podataka za projekte koji su pušteni u pogon 2021. pa su prikazani podaci za godinu 2020., a Nizozemska nije u pogon pustila nijedan projekt u 2010. pa su prikazani podaci iz 2015.

CAPEX troškovi povezivanja s mrežom na moru ovise o nizu čimbenika kao što su kapacitet, duljina kabela na moru, vrsta priključka i duljina kabela na kopnu i sl., a ovisno o veličini vjetroelektrane, za odobalne sustave udaljene do 50 km od obale te u slučaju da treba dodatno 15 km kabela na kopnu, troškovi se kreću između 150 i 650 milijuna eura [5].

7.2. Operativni rashodi (OPEX)

Operativni troškovi ili kako ih često označavamo engleskom skraćenicom OPEX (Operating Expense) bitni su za procjenu ukupne ekonomske održivosti projekta, a uključuju troškove rada i održavanja koji ovise o udaljenosti vjetroelektrane od obale, vremenskim uvjetima, dostupnosti kvalificiranog osoblja i specijaliziranih plovila i opreme [36]. Naravno, kako bi se održao fizički integritet vjetroelektrane i optimizirala proizvodnja električne energije, ove radnje je potrebno pravovremeno provoditi. Početni servisni ugovor obično pokriva razdoblje jamstva za kvar turbine, koje obično traje pet godina. Ugovorom o pružanju usluga može se odrediti da se i nakon isteka garancije ista tehnička služba brine za održavanje vjetroelektrane. Ovime se osigurava kontinuitet osoblja i pridonosi kvaliteti rješenja [33].

Primarne potrebne vještine za održavanje vjetroelektrana su strojarstvo i elektrotehnika, međutim puno posla ima i na samom održavanju konstrukcije. Također, kako bi sustav normalno funkcionirao, potrebno je vršiti održavanje prijenosne mreže i trafostanica. Održavanje i servis cijelog postrojenja formalno počinje završetkom izgradnje vjetroelektrane. Ukupni OPEX troškovi za odobalne vjetroelektrane čine oko 16-25 % niveliranog troška električne energije (LCoE) [35]. Dosta velik utjecaj na iznos OPEX troškova ima udaljenost samog postrojenja od obale, a Slika 52 pokazuje koliko ovi troškovi iznose prosječno u nekim europskim državama i kako na to utječe udaljenost postrojenja od obale.

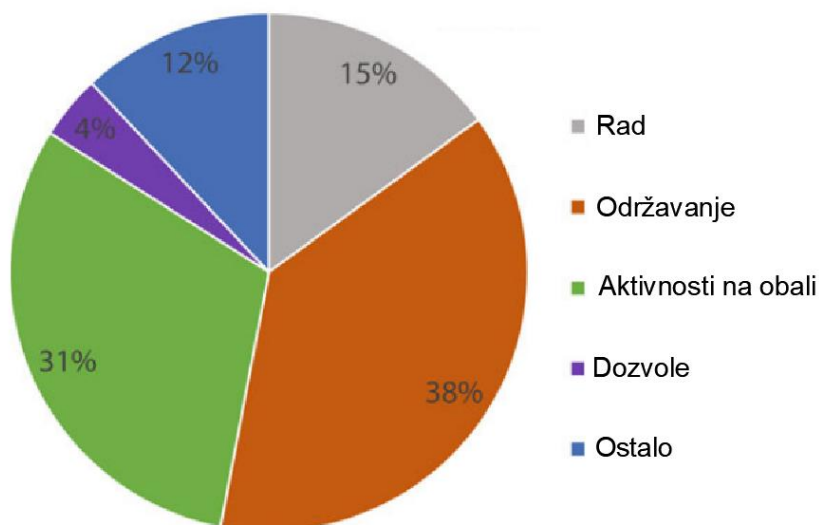


Slika 52. Prosječni OPEX troškovi u europskim državama u ovisnosti o udaljenosti postrojenja od obale [36]

U OPEX troškove, između ostalih, spadaju i sljedeće stavke [37]:

- održavanje i popravci – redovne inspekcije, održavanje opreme, popravci kvarova, zamjena dijelova itd.
- praćenje i upravljanje – praćenje performansi vjetroelektrane, nadzor sustava, tehnološko i daljinsko upravljanje
- osoblje – plaće i troškovi osoblja zaduženih za upravljanje
- logistika – troškovi prijevoza osoblja i opreme
- osiguranje – troškovi osiguranja kako bi se pokrili potencijalni gubici uzrokovani kvarovima i oštećenjima

Koliki udio na ukupni iznos OPEX troškova ima pojedina stavka prikazuje Slika 53.

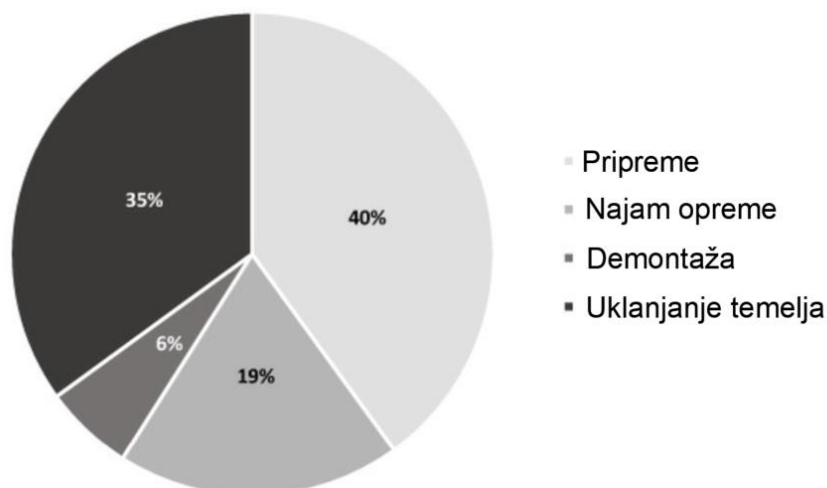


Slika 53. Raščlamba OPEX troškova za odobalne vjetroelektrane [37]

Međunarodna agencija za obnovljivu energiju procijenila je da su troškovi rada i održavanja u posljednjih 5 godina između 14,5 €/MWh i 25,5 €/MWh [5]. Naravno, postoji velik potencijal za snižavanje OPEX troškova za vjetroelektrane na moru, a to je vezano uz razvitak tehnologije i pametno upravljanje.

7.3. Troškovi razgradnje (DECEX)

Troškovi razgradnje ili kako ih označavamo engleskom skraćenicom DECEX (Decommissioning expenditure) odnose se na troškove povezane s uklanjanjem i zatvaranjem vjetroelektrane na kraju njenog životnog vijeka. Stavljanje vjetroelektrane izvan pogona posljednja je faza u životnom ciklusu i može se smatrati suprotno fazi instalacije. Očekivani životni vijek odobalnih vjetroturbina je oko 25 godina [38]. Ovi troškovi se moraju planirati već kod razvijanja samoga projekta. Ovisno o opsegu razgradnje, ovi troškovi iznose do 1,8 % od LCoE [33]. Analizu troškova razgradnje za odobalne vjetroelektrane prikazuje Slika 54.



Slika 54. Analiza troškova razgradnje za odobalne vjetroelektrane [38]

Vrlo vjerojatno je da će, prije potpune demontaže, vlasnik/operator proučiti mogućnosti obnove. Obnova vjetroelektrane podrazumijeva zamjenu postojećih turbina onim snažnijim i zamjenu istrošenih dijelova, a zbog toga se podmorje često i uzima na puno duži zakup od očekivanog životnog vijeka vjetroelektrane, između 40 i 50 godina [38].

7.4. Nivelirani trošak električne energije (LCoE)

Nivelirani trošak električne energije ili kako ju često označavamo engleskom skraćenicom LCoE (Levelised Cost of Electricity) predstavlja mjernu jedinicu koja omogućuje usporedbu ekonomske isplativosti različitih izvora energije. Ova metrika uključuje kapitalne troškove izgradnje projekta, operativne i troškove održavanja i troškove stavljanja izvan pogona i pokazuje kolika treba biti otkupna cijena električne energije kako bi se postrojenje isplatilo. LCoE kombinira troškove i proizvodnju energije u jednu metriku, umjesto da odvojeno uspoređuje troškove i proizvodnju energije [33].

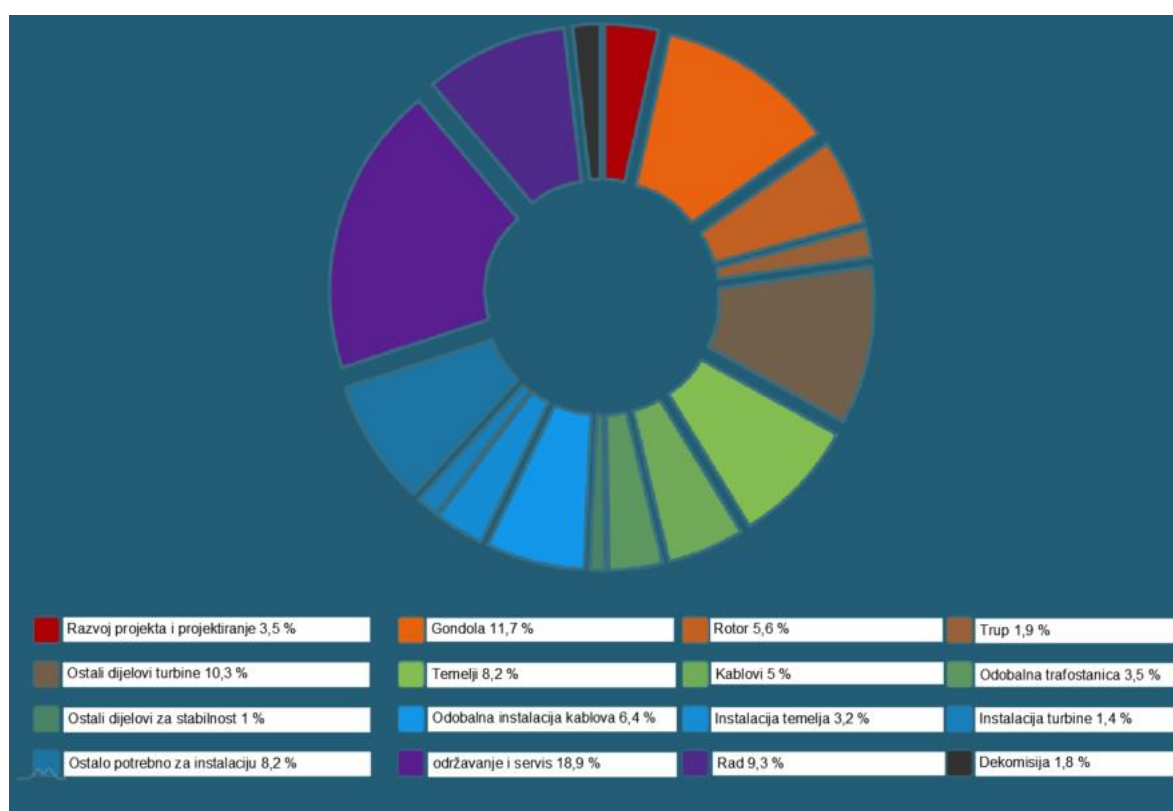
Formula za izračun LCoE glasi [33]:

$$LCoE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

Gdje je:

- I_t – investicijski izdaci u godini t [€]
- M_t – troškovi rada, održavanja i servisa u godini t [€]
- E_t – neto proizvodnja energije u godini t [MWh]
- r – diskontna stopa [%]
- n – životni vijek projekta [god]

Slika 55 prikazuje doprinos svakog elementa u formiranju LCoE.



Slika 55. Doprinos svakoga glavnog troškovnog elementa LCoE za odobalne vjetroelektrane [33]

Budući da je u razvoj tehnologije uzrokovao smanjenje CAPEX troškova, to se odrazilo i na smanjenje LCoE-a. Prosječni LCoE u Europi 2010. godine za odobalnu vjetroenergiju je iznosio 139 €/MWh, a 2021. godine je iznosio 55 €/MWh [35]. Pregled koliko se u tom razdoblju LCoE smanjio u nekim europskim državama prikazuje Tablica 7.

Tablica 7. Ponderirani prosječni LCOE vjetroelektrana na moru, 2010. i 2021. [35]

	LCoE [€/MWh]	
	2010.	2021.
Europa	139	55
Belgija	193	71
Danska	92	35
Njemačka	153	69
Nizozemska	-	50
UK	179	46

Za Belgiju i Njemačku nisu bili dostupni podaci iz 2021. pa su se koristili podaci iz 2020. godine. Nizozemska nema podatke za 2010. godinu. LCoE za vjetroelektrane na moru u Europi je iznosio između 35 €/MWh i 71 €/MWh [35]. Buduća smanjenja LCoE-a ponajprije će biti potaknuta smanjenjem CAPEX troškova, ali i smanjenjem OPEX troškova, većim faktorima kapaciteta, dužim životnim vijekom i smanjenim troškom kapitala [5]. LCoE za odobalnu energiju vjetra bi se mogao do 2030. smanjiti na 38 €/MWh-60 €/MWh, a do 2050. još dodatno na 28 €/MWh-48 €/MWh, kako je pokazano u Poglavlju 2.

8. ANALIZA TEHNIČKE I EKONOMSKE IZVEDIVOSTI IZGRADNJE DEFINIRANIH ODOBALNIH VJETROELEKTRANA

U daljnjoj razradi, posebno za fiksnu i plutajuću odobalnu vjetroelektranu, napravljena je analiza konkretnih tehničkih rješenja s pripadajućim CAPEX-om, OPEX-om i DECEX-om.

U analizi izgradnje odobalnih vjetroturbina na hrvatskoj pučini odbrane su vjetroturbine tvrtke Siemens Gamesa. Siemens Gamesa se pokazao kao pouzdan partner u izgradnji ovih postrojenja s udjelom na europskom tržištu od 23 %, a u pogon su pustili mnoštvo postrojenja među kojima su neka i od najvećih, kao što su: Hornsea 2, Borkum Riffgrund, Mermaid i dr. [8]. Odabrane turbine su Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD kapaciteta 8 MW. Izvedba rotora je aksijalnog tipa s tri lopatice s radijusom od 167 m [39]. Tehnički podaci odabrane turbine su prikazani u Tablici 8, a Slika 56 prikazuje njen izgled.

Tablica 8. Tehničke karakteristike turbine Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD [39]

Siemens Gamesa model SG 8.0-167 DD	
IEC class	S (1B)
Nominalna snaga	8000 kW
Promjer rotora	167 m
Duljina lopatice	81,4 m
Površina zahvata lopatica	21900 m ²
Visina gondole	100 m
Regulacija snage	Reguliranje zakreta lopatica i brzine



Slika 56. Vjetroturbina Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD [39]

Potrebno je dosegnuti visoku nadmorsku razinu kako bi uhvatili najpovoljnije uvjete vjetera pa je za analizu sustava odabrano da je visina na kojoj se rotor nalazi 100 m. Karakteristika ove turbine je ta da je dizajnirana za najzahtjevnije odobalne uvjete te sa novim i aerodinamičnijim lopaticama generira 20 % više energije na godišnjoj razini od svojih prethodnika [39]. Ova turbina je prikladna te se koristi pri analizi fiksne i plutajuće vjetroelektrane.

Nakon što se vjetroelektrana izgradi, potrebno ju je spojiti na elektroenergetsku mrežu. To obuhvaća postavljanje svih potrebnih kabela, koji međusobno povezuju vjetroturbine i povezuju postrojenje s kopnom, kao i izgradnju odobalne i kopnene trafostanice za priključak na prijenosnu mrežu.

8.1. Definirana fiksna odobalna vjetroelektrana

Već je prikazana najpovoljnija lokacija za izgradnju fiksne odobalne vjetroelektrane u Hrvatskoj, a ona se nalazi na poziciji jugozapadno od Pule, kako prikazuje Slika 36.

Kao tehničko rješenje izrade temelja, razmatrani su pilotni temelji. Plitko more i ne tako jaki vjetrovi preduvjet su za implementiranje ovakvih temelja. Na odabranom području, struktura morskog dna je uglavnom pjeskovita, što je povoljno kod izvedbe ovakvih temelja jer se onda piloti mogu duboko zabiti. Svakako je potrebno uzeti u obzir nosivost tla i pjeskovitu strukturu prilikom odabira dubine i veličine pilota. Tehnika ugradnje ovih temelja već je opisana u gornjoj razradi.

U cijenu turbine uključena je proizvodnja i prijevoz opreme do najbliže luke. U ovom slučaju oprema bi bila dostavljena u Pulsku luku, a onda bi se koristili tegljači za dostavu opreme na lokaciju instalacije. Nakon što se oprema dostavi na lokaciju, vrši se instalacija. Neki od dijelova se montiraju na obali te kao sklopovi prevoze na lokaciju. Budući da nisu prisutna na našem području, ova plovila potrebno je unajmiti.

Uz fiksnu odobalnu vjetroelektranu, potrebno je sagraditi i odobalnu trafostanicu 110/x kV koja će podići voltažu električne energije i tako omogućiti njen prijenos na obalu. Uz planiranu nadogradnju prijenosne mreže, dodatno je potrebno sagraditi trafostanicu na najpovoljnijem mjestu u južnom dijelu istarskog poluotoka. Do tog mjesta potrebno je postaviti oko 30 km podmorskog kabela kako bi se na taj način moglo priključiti fiksnu odobalnu vjetroelektranu na kopnenu elektroenergetsku mrežu.

Budući da prosječni CAPEX za fiksne odobalne vjetroelektrane u Europi iznosi 2354 €/kW [34], za potrebe analize ta je brojka uzeta i u ovom slučaju. Također, za potrebe analize, prosječne vrijednosti OPEX-a i DECEX-a uzete su u razmatranje. Osnovni podaci u analizi fiksne odobalne vjetroelektrane prikazani su u Tablici 9.

Tablica 9. Osnovni podaci definirane fiksne odobalne vjetroelektrane

Fiksna odobalna vjetroelektrana	
Lokacija	Jugozapadno od Pule
Vrsta temelja	Pilotni
Vrsta morskog dna	Uglavnom pješčano
Dubina morskog dna	Oko 25 m
Udaljenost od obale	25-30 km
Najbliža luka	Pula
Model turbina	Siemens Gamesa SG 8,0-167 DD
Snaga turbine	8 MW
Visina rotora	100 m
Promjer rotora	167 m
Prosječna brzina vjetra	6,5 m/s
Faktor iskoristivosti vjetroelektrane (0,31-0,56 [40])	0,4
Godišnja proizvodnja el .energije	28032 MWh/godina (za jednu turbinu)
Odobalna trafostanica	110/x kV
Mjesto kopnenog priključka	Južni dio istarskog poluotoka
Očekivani životni vijek	25 godina
Ukupni CAPEX troškovi	2364 €/kW
OPEX troškovi	16-25 % od LCoE (20,5 %)
DECEX troškovi	1,8 % od LCoE

8.2. Definirana plutajuća odobalna vjetroelektrana

Već je prikazana najpovoljnija lokacija za izgradnju plutajuće odobalne vjetroelektrane u Hrvatskoj, a ona se nalazi na poziciji Srednjeg Jadrana, jugozapadno od Šibenika i u blizini otoka Žirje, kako prikazuje Slika 37.

Kao tehničko rješenje izrade temelja, razmatrane su platforme na više stupova. Iako prosječna brzina vjetra iznosi oko 6,5 m/s, potrebno je u razmatranje uvesti ekstremne uvjete koji se znaju pojaviti na hrvatskoj pučini. Jaki udari vjetra koji u ekstremnim uvjetima idu i preko 200 km/h [20], uzrokuju orkanske vjetrove i velike valove, a sigurnost i stabilnost vjetroturbine u tim slučajevima ne smije biti narušena. Ovi temelji bi se sidrili za morsko dno, a tehnika ugradnje već je opisana u gornjoj razradi.

U ovom slučaju, najbliža luka za dopremu opreme je Trogir. Od luke bi se oprema na lokaciju instalacije dopremala posebnim plovilima te instalirala već opisanim tehnikama.

Kao i u primjeru fiksne odobalne vjetroelektrane, i u ovom slučaju je potrebno sagraditi i odobalnu trafostanicu 110/x kV koja će podići voltažu električne energije i tako omogućiti njen prijenos na obalu. Uz planiranu nadogradnju prijenosne mreže, dodatno je potrebno sagraditi trafostanicu na najpovoljnijem mjestu na području oko Šibenika. Do tog mjesta potrebno je postaviti oko 40 km podmorskog i nadzemnog kabela kako bi se na taj način moglo priključiti fiksnu odobalnu vjetroelektranu na kopnenu elektroenergetsku mrežu. U ovom konkretnom slučaju, razvedenost obale između lokacije izgradnje plutajuće vjetroelektrane i kopnene pozicije za spajanje na prijenosnu mrežu, mogla bi imati povoljnu ulogu jer bi se moglo na pojedinim otocima izgraditi nadzemni vodovi i na taj način skratiti duljinu postavljanja kabela ispod razine mora što bi moglo povoljno utjecati na iznos ukupne investicije.

Što se tiče troškova, ukupni troškovi za plutajuće vjetroelektrane su u najboljem slučaju oko 18 %, a u najgorem slučaju oko 27,7 % veći u odnosu na troškove za fiksne odobalne vjetroelektrane [13]. Stoga će se za daljnju analizu uzeti već navedeni troškovi za fiksne vjetroelektrane, ali uvećani za 20 %.

Osnovni podaci u analizi plutajuće odobalne vjetroelektrane prikazani su u Tablici 10.

Tablica 10. Osnovni podaci definirane plutajuće odobalne vjetroelektrane

Plutajuća odobalna vjetroelektrana	
Lokacija	Jugozapadno od Šibenika, 20 km od otoka Žirje
Vrsta temelja	Plutajući – Platforme na više stupova
Vrsta morskog dna	Glina/Mulj
Dubina morskog dna	Oko 200 m
Udaljenost od obale	Oko 40 km
Najbliža luka	Trogir
Model turbine	Siemens Gamesa SG 8,0-167 DD
Snaga turbine	8 MW
Visina rotora	100 m
Promjer rotora	167 m
Prosječna brzina vjetra	6,5 m/s
Faktor iskoristivosti vjetroelektrane (0,31-0,56 [40])	0,4
Godišnja proizvodnja el .energije	28032 MWh/godina (za jednu turbinu)
Odobalna trafostanica	110/x kV
Mjesto kopnenog priključka	Na području oko Šibenika
Očekivani životni vijek	25 godina
Ukupni CAPEX troškovi	2825 €/kW
OPEX troškovi	16-25 % od LCoE (20,5 %)
DECEX troškovi	1,8 % od LCoE

9. ANALIZA OSJETLJIVOSTI EKONOMSKE ISPLATIVOSTI

U daljnjoj razradi, ovisno o iznosima otkupne cijene električne energije i kapitalnih troškova, prikazana je analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti.

Za izračun proizvodnje električne energije na godišnjoj razini korištena je slijedeća formula [40]:

$$N_{el} = P * t_{god} * \eta_{ve} \quad (3)$$

Gdje je:

- N_{el} – proizvedena električna energija u jednoj godini [MWh]
- P – instalirani kapacitet vjetroelektrane [MW]
- t_{god} – broj radnih sati u godini (8760 h) [h]
- η_{ve} – faktor iskoristivosti vjetroelektrane [-]

Faktor iskoristivosti vjetroelektrane teoretski može biti između 0-100 %, a ovisi o tehnološkoj izvedbi vjetroturbine i uvjetima rada. U europskim državama on se kreće u rasponu 31-56 % [40]. Za potrebe analize, koristiti će se faktor iskoristivosti 40 %.

Za potrebe analize osjetljivosti ekonomske isplativosti, u obzir je uzeto slijedeće:

- diskontna stopa 8 %
- porez na dobit 12 %
- 20 % investicije iz privatnih izvora, 80 % investicije kredit
- godišnja kamatna stopa za kredit 5 %
- rok otplate kredita 20 godina

Za izračun amortizacije postoje maksimalno propisane godišnje amortizacijske stope koje se mogu odbiti od poreza, a koje se mogu primijeniti na trgovačka društva koja se bave energijom iz OIE-a [4]:

- energetska postrojenja, oprema, rotor, generator, mjerni i kontrolni uređaji – 25 %
- transformatori i kabeli za priključenje na opskrbu električnom energijom – 10 %
- građevinski objekti i konstrukcije – 5 %

Na temelju ovih podataka računa se procijenjeni korisni vijek trajanja imovine. Korisni vijek trajanja u godinama se dobije se prema formuli [41]:

$$n_{\text{kor}} = \frac{100 \%}{A_m} \quad (4)$$

Gdje je:

- n_{kor} – Korisni vijek trajanja [god]
- A_m – godišnja stopa amortizacije [%]

Linearna metoda amortizacije rezultira jednakim iznosom amortizacije tijekom vijeka uporabe. Ukoliko je dugotrajna imovina stavljena u funkciju tijekom poslovne godine, računovodstveni standardi nalažu da amortizacija imovine započne od trenutka kada je imovina spremna za uporabu odnosno kada se nalazi na lokaciji i u uvjetima potrebnim za korištenje [41]. Za potrebe analize u razmatranje je uzeto da amortizacija za cjelokupnu investiciju iznosi 10 godina.

9.1. Definirana fiksna odobalna vjetroelektrana

Za ovu analizu, uz već ranije definirane ulazne podatke, u razmatranje su uzete prosječne europske vrijednosti za CAPEX, OPEX i DECEX. Također, za početnu točku analize, promatrat će se vjetroelektrana kapaciteta 80 MW uz faktor iskoristivosti od 40 %.

Za promatrane rezultate, postrojenje je isplativo ukoliko je unutrašnja stopa povrata (IRR) veća od zadane diskontne stope. Uz to, IRR utječe na neto sadašnju vrijednost projekta (NPV) koji pokazuje neto vrijednost sadašnjih i budućih novčanih tokova generiranih od strane investicije [41]. Ulazni podaci analize su prikazani u Tablici 11.

Tablica 11. Ulazni podaci za izračun analize osjetljivosti ekonomske isplativosti za fiksnu odobalnu vjetroelektranu

ULAZNI PODACI (Fiksna odobalna VE):			
Snaga vjetroelektrane	80	MW	
Broj radnih sati u godini	8760	h	
Faktor iskoristivosti vjetroelektrane	0,4		
Proizvedena el. energija	280320	MWh/god	
Životni vijek postrojenja	25	god	
CAPEX (fiksne odobalne VE)	2364	€/kW	
	2364000	€/MW	
Ukupni investicijski troškovi	189120000	€	
Dodatni troškovi:	OPEX (20,5 % od LCoE)	16,81	€/MWh
		4712179,2	€/god
	DECEX (1,8 % od LCoE)	1,476	€/MWh
		413752,32	€/god
Ukupni troškovi:		5125931,52	€/god
Amortizacija	10	godina	
Diskontna stopa	8 %		
Porez na dobit	12 %		
Investicija:	Privatni kapital (20 %)	37824000	€
	Kredit (80 %)	151296000	€
	Godišnja kamatna stopa	5 %	
	Rok otplate kredita	20	godina
PRIHOD	LCoE	82	€/MWh
	Godišnji prihod od prodaje el. energije	22986240	€/god

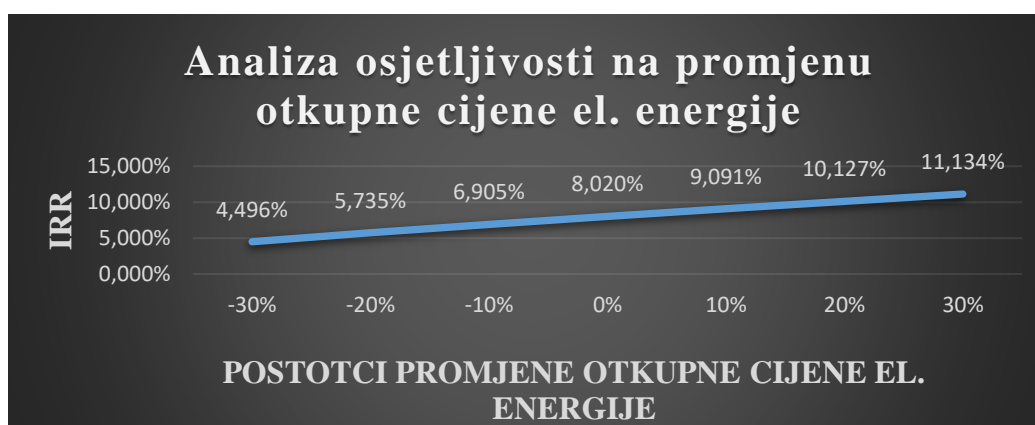
Za zadane vrijednosti dolazi se do rezultata kako nivelirani trošak električne energije (LCoE) za konkretnu odobalnu fiksnu vjetroelektranu iznosi 82 €/MWh. Po toj cijeni je potrebno prodati proizvedenu električnu energiju kako bi postrojenje bilo „na nuli“, što znači da otkupna cijena proizvedene električne energije mora biti viša od spomenutog iznosa kako bi za zadane uvjete postrojenje bilo isplativo. Posljedično ovim vrijednostima, za definiranu fiksnu odobalnu vjetroelektranu, OPEX troškovi iznose 16,81 €/MWh, a DECEX troškovi 1,475 €/MWh.

9.1.1. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti na promjenu otkupne cijene električne energije

Da bi se uvidjelo kako se isplativost projekta mijenja promjenom otkupne cijene električne energije, tj. kako se mijenja vrijednost unutrašnje stope povrata (IRR), referentna vrijednost od 82 €/MWh skalirana je za iznose: -30 %, -20 %, -10 %, 10 %, 20 % i 30 %. Rezultati su prikazani u Tablici 12 i Dijagramu 1.

Tablica 12. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti fiksne odobalne vjetroelektrane na promjenu otkupne cijene električne energije

	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %
Promjena otkupne cijene el. energije [€/MWh]	57,4	65,6	73,8	82	90,2	98,4	106,6
IRR za promjenu otkupne cijene el. energije [%]	4,496	5,735	6,905	8,020	9,091	10,127	11,134
NPV za promjenu otkupne cijene el. energije [mil. €]	-50,029	-33,251	-16,473	0,304	17,082	33,859	50,637



Dijagram 1. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti fiksne odobalne vjetroelektrane na promjenu otkupne cijene električne energije

Analiza pokazuje da vrijednost unutrašnje stope povrata pozitivno raste s porastom otkupne cijene električne energije. Također, analiza pokazuje da je postrojenje osjetljivije na smanjenje otkupne cijene električne energije s obzirom na promjenu unutrašnje stope povrata kada se za jednake postotke poveća ili smanji otkupna cijena električne energije. Još jedan pokazatelj isplativosti projekta je izračunata vrijednost neto sadašnje vrijednosti investicije (NPV). NPV je razlika između ukupne sadašnje vrijednosti investicije i gotovinskih priljeva i odljeva tijekom vremena, uzimajući u obzir vrijednost novca kroz vrijeme. Ovim pristupom se može vidjeti hoće li postrojenje biti isplativo s obzirom na otkupne cijene električne energije koje su na tržištu.

9.1.2. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti na promjenu cijene investicije

Uz zadržavanje niveliranog troška električne energije (LCoE) od 82 €/MWh iz prve analize, a za zadane iste ostale parametre, prikazana je analiza osjetljivosti na promjenu cijene investicije. Prosječna cijena investicije skalirana je za slijedeće iznose: -30 %, -20 %, -10 %, 10 %, 20 %, 30 %. Rezultati analize prikazani su u Tablici 13 i Dijagramu 2.

Tablica 13. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti fiksne odobalne vjetroelektrane na promjenu cijene investicije

	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %
Promjena cijene investicije [€/kW]	1654,8	1891,2	2127,6	2364	2600,4	2836,8	3073,2
IRR za promjenu cijene investicije [%]	12,394	10,634	9,208	8,02	7,008	6,132	5,362
NPV za promjenu cijene investicije [mil. €]	55,459	33,799	17,052	0,304	-16,443	-33,19	-49,372



Dijagram 2. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti fiksne odobalne vjetroelektrane na promjenu cijene investicije

Analiza pokazuje da je isplativost samog postrojenja, uz fiksni iznos cijene otkupa električne energije od 82 €/MWh, dosta osjetljiva na promjenu cijene investicije. Ukoliko se cijena investicije samo malo poveća, postrojenje postaje neisplativo. Nasuprot, ukoliko se u razvijanju projekta uspije optimizirati pojedine procese (uštete na radu, odabir opreme i sl.) i na taj način ostvari ušteta, značajno se može utjecati na isplativost samog postrojenja uz garantiranu cijenu otkupa električne energije (koja je prije izgradnje analizirana održivom). Ova analiza pokazuje da je bitno dobro procijeniti sve čimbenike koji utječu na financijski aspekt projekta, pomno sastaviti troškovnik i paziti da ne dođe do nepredviđenih troškova pri izgradnji.

9.2. Definirana plutajuća odobalna vjetroelektrana

Analogno analizi osjetljivosti ekonomske isplativosti za fiksne odobalne vjetroelektrane, prikazana je i analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti i za plutajuće odobalne vjetroelektrane. Za ovu analizu, kako je objašnjeno u Poglavlju 8.2., u razmatranje je uzeta prosječna europska vrijednost za CAPEX, uvećana za 20 %. Ulazni podaci analize su prikazani u Tablici 14.

Tablica 14. Ulazni podaci za izračun analize osjetljivosti ekonomske isplativosti za plutajuću odobalnu vjetroelektranu

ULAZNI PODACI (Plutajuća odobalna VE):			
Snaga vjetroelektrane	80	MW	
Broj radnih sati u godini	8760	h	
Faktor iskoristivosti vjetroelektrane	0,4		
Proizvedena el. energija	280320	MWh/god	
Životni vijek postrojenja	25	god	
CAPEX (fiksne odobalne VE)	2825	€/kW	
	2825000	€/MW	
Ukupni investicijski troškovi	226000000	€	
Dodatni troškovi:	OPEX (20,5 % od LCoE)	20,09	€/MWh
		5631628,8	€/god
	DECEX (1,8 % od LCoE)	1,764	€/MWh
		494484,48	€/god
Ukupni troškovi:		6126113,28	€/god
Amortizacija	10	godina	
Diskontna stopa	8 %		
Porez na dobit	12 %		
Investicija:	Privatni kapital (20 %)	45200000	€
	Kredit (80 %)	180800000	€
	Godišnja kamatna stopa	5 %	
	Rok otplate kredita	20	godina
PRIHOD	LCoE	98	€/MWh
	Godišnji prihod od prodaje el. energije	27471360	€/god

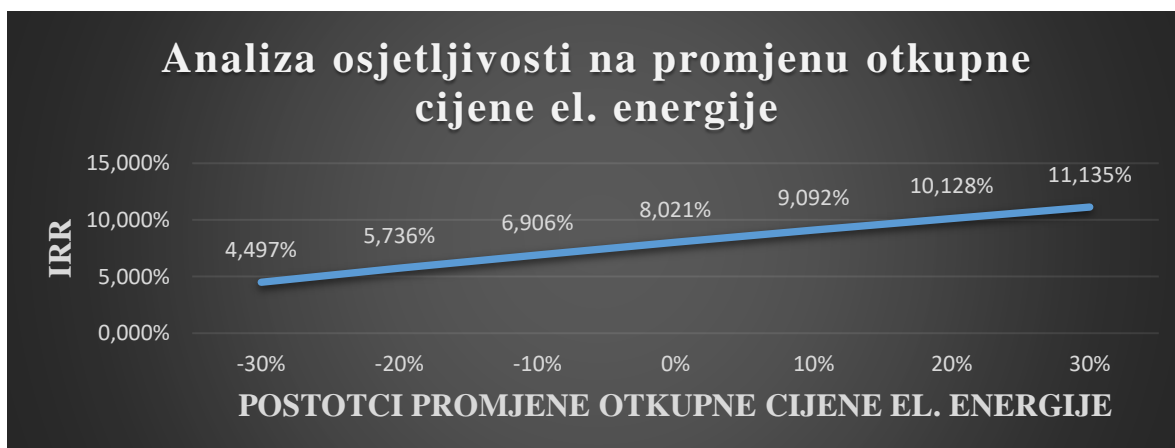
Za zadane vrijednosti dolazi se do rezultata kako nivelirani trošak električne energije (LCoE) za konkretnu odobalnu plutajuću vjetroelektranu iznosi 98 €/MWh. Po toj cijeni je potrebno prodati proizvedenu električnu energiju kako bi postrojenje bilo „na nuli“, što znači da otkupna cijena proizvedene električne energije mora biti viša od spomenutog iznosa kako bi za zadane uvjete postrojenje bilo isplativo. Posljedično ovim vrijednostima, za definiranu plutajuću odobalnu vjetroelektranu, OPEX troškovi iznose 20,09 €/MWh, a DECEX troškovi 1,764 €/MWh.

9.2.1. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti na promjenu otkupne cijene električne energije

Da bi se uvidjelo kako se isplativost projekta mijenja promjenom otkupne cijene električne energije, tj. kako se mijenja vrijednost unutrašnje stope povrata (IRR), referentna vrijednost od 98 €/MWh skalirana je za iznose: -30 %, -20 %, -10 %, 10 %, 20 % i 30 %. Rezultati su prikazani u Tablici 15 i Dijagramu 3.

Tablica 15. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti plutajuće odobalne vjetroelektrane na promjenu otkupne cijene električne energije

	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %
Promjena otkupne cijene el energije [€/MWh]	68,6	78,4	88,2	98	107,8	117,6	127,4
IRR za promjenu otkupne cijene el. energije [%]	4,497	5,736	6,906	8,021	9,092	10,128	11,135
NPV za promjenu otkupne cijene el. energije [mil. €]	-59,771	-39,719	-19,669	0,383	20,434	44,853	60,537



Dijagram 3. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti plutajuće odobalne vjetroelektrane na promjenu otkupne cijene električne energije

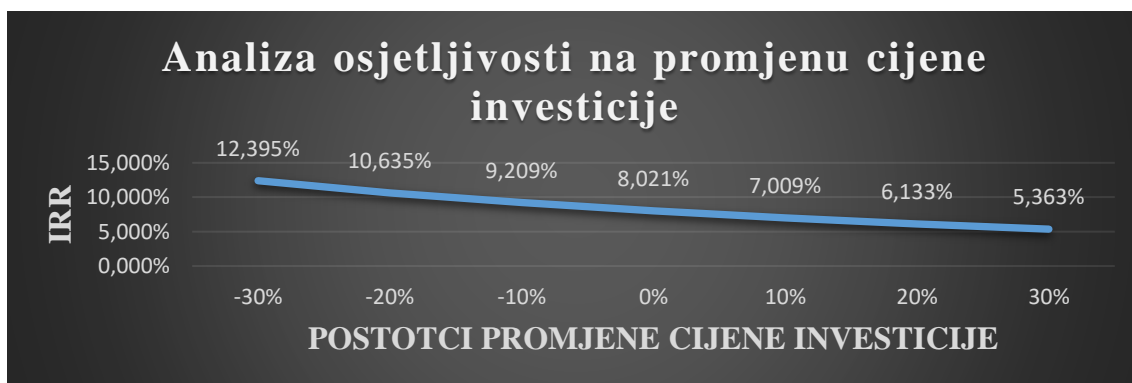
Kao i kod fiksne odobalne vjetroelektrane, analiza pokazuje da vrijednost unutrašnje stope povrata pozitivno raste s porastom otkupne cijene električne energije. Budući da je kod ovih postrojenja veća cijena otkupa električne energije, samim time su i veći prihodi za jednake postotke unutrašnje stope povrata investicije.

9.2.2. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti na promjenu cijene investicije

Uz zadržavanje niveliranog troška električne energije (LCoE) od 98 €/MWh iz prve analize, a za zadane iste ostale parametre, prikazana je analiza osjetljivosti na promjenu cijene investicije. Prosječna cijena investicije skalirana je za slijedeće iznose: -30 %, -20 %, -10 %, 10 %, 20 %, 30 %. Rezultati analize prikazani su u Tablici 16 i Dijagramu 4.

Tablica 16. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti plutajuće odobalne vjetroelektrane na promjenu cijene investicije

	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %
Promjena cijene investicije [€/kW]	1977,5	2260	2542,5	2825	3107,5	3390	3672,5
IRR za promjenu cijene investicije [%]	12,395	10,635	9,209	8,021	7,009	6,133	5,363
NPV za promjenu cijene investicije [mil. €]	60,422	40,409	20,396	0,383	-19,63	-39,643	-59,656



Dijagram 4. Analiza osjetljivosti ekonomske isplativosti plutajuće odobalne vjetroelektrane na promjenu cijene investicije

Kao i kod fiksne odobalne vjetroeturbine, i u ovom slučaju analiza pokazuje da je isplativost samog postrojenja, uz fiksni iznos cijene otkupa električne energije od 98 €/MWh, dosta osjetljiva na promjenu cijene investicije. Svakako je važno paziti da ne dođe do nepredviđenih troškova kako bi isplativost investicije bila veća.

10. ZAKLJUČAK

Energetska tranzicija je u punom jeku, a Hrvatska kao članica Europske unije dio je strateških planova kojima su zadani ambiciozni ciljevi u pogledu implementacije obnovljivih izvora energije. Odobalna vjetroenergija igra važnu ulogu u dostizanju tih ciljeva, stoga je u razmatranje za implementaciju postrojenja odobalnih vjetroelektrana uzeta i hrvatska pučina. Ljepota hrvatske obale omogućila je to da je turizam jedna od glavnih djelatnosti u Republici Hrvatskoj, stoga je izazov na ovom području pronaći ravnotežu između razvoja obnovljivih izvora energije i očuvanja prirodne ljepote okoliša. Hrvatska ima velik potencijal za implementaciju odobalnih vjetroturbina i šteta je da taj potencijal ostane neiskorišten. Pažljivom analizom pokazano je kako se ova postrojenja mogu integrirati na hrvatskoj pučini bez negativnog vizualnog i drugog utjecaja na prirodu. Uzimajući u obzir podatke kao što su brzina vjetra, dubina mora, utjecaj na vizualni izgled prirode, lokacije zaštićenih područja ekološkom mrežom Natura 2000, blizinu elektroenergetske mreže, vrstu morskog dna i druge, konkretnom analizom pokazano je da na području hrvatskog mora preko 18000 km² površine ima povoljne uvjete za izgradnju ovih postrojenja. Za izgradnju fiksnih odobalnih vjetroturbina pogodno je preko 2300 km², a za izgradnju plutajućih odobalnih vjetroturbina preko 15600 km². Konkretna tehno-ekonomska analiza pokazuje kako za prosječne europske vrijednosti CAPEX-a, vrijednost niveliranog troška električne energije (LCoE) za fiksne odobalne vjetroelektrane iznosi 82 €/MWh, a za plutajuće odobalne vjetroelektrane 98 €/MWh.

Primjer nekih europskih država, kao što su Ujedinjeno Kraljevstvo, Njemačka ili Danska, pokazuje isplativost ovih postrojenja. Slijedeći dobre primjere i ulaganjem u obnovljive izvore energije, postiže se održivi sustav koji pozitivno pridonosi u dekarbonizaciji elektroenergetskog sustava. Hrvatska trenutno nema iskustva u pogledu odobalne vjetroenergije te je potrebno uložiti velike napore i ulaganja u dodatna istraživanja kako bi se jasnije razumio ovaj potencijal i jednog dana omogućilo da ova postrojenja zažive i na hrvatskom dijelu Jadrana.

LITERATURA

- [1] Vjetroelektrana, Wikipedia, dostupno na: <https://hr.wikipedia.org/wiki/Vjetroelektrana> (pristupljeno 21.11.2023.)
- [2] OIE Hrvatska, Potencijal vjetroelektrana na moru, 2023., dostupno na: <https://oie.hr/potencijal-vjetroelektrana-na-moru/> (pristupljeno 3.11.2023.)
- [3] IRENA, Renewable energy statistics 2023, 2023., dostupno na: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jul/Renewable-energy-statistics-2023> (pristupljeno 15.10.2023.)
- [4] I. Šimić, I. Dominković Cecelja, M. Turković, V. Ercegovac, K. Vrana, P. Dropulić Vejin, D. Domitrović, B. Leib, J. Trstenjak, I. Komušanac, Vodič za razvoj i provedbu projekata OIE u Hrvatskoj, 2021., dostupno na: <https://oie.hr/predstavljene-studije-za-ubrzanje-razvoja-projekata-obnovljivih-izvora-energije-u-hrvatskoj/> (pristupljeno 3.11.2023.)
- [5] N. Duić, G. Krajačić, H. Mikulčić, D. Beljan, Ž. Koren, T. Legović, Z. Poljanec, B. Radun, N. Bakšić Pavlović, M. Jurišić, M. Bertolino, B. Leib, I. Komušanac, Akcijski plan za OIE na moru u Hrvatskoj, 2023., dostupno na: <https://oie.hr/predstavljena-studija-za-obnovljive-izvore-energije-na-moru-u-hrvatskoj/> (pristupljeno 3.11.2023.)
- [6] INA, Mjerenje potencijala vjetra na plinskim platformama u Jadranu, 2022., dostupno na: <https://www.ina.hr/announcement/ina-pocela-s-mjerenjem-potencijala-vjetra-na-plinskim-platformama-u-jadranu/> (pristupljeno 3.11.2023.)
- [7] I. Kuzle, N. Holjevac, T. Baškarad, G. Majstorović, I. Megla, S. Čurlin, I. Komušanac, J. Đaković, Akcijski plan za potrebna pojačanja elektroenergetske mreže u cilju integracije OIE u Hrvatskoj, 2021., dostupno na: <https://oie.hr/predstavljene-studije-za-ubrzanje-razvoja-projekata-obnovljivih-izvora-energije-u-hrvatskoj/> (pristupljeno 3.11.2023.)
- [8] Wind Europe, European Offshore Wind Farms Map Public, 2023., dostupno na: <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/european-offshore-wind-farms-map-public/> (pristupljeno 3.11.2023.)

- [9] Ørsted, Hornsea 2, 2023., dostupno na: <https://orsted.co.uk/energy-solutions/offshore-wind/our-wind-farms/hornsea2> (pristupljeno 5.11.2023.)
- [10] D. Fraile, A. Vandenberghe, V. Klonari, L. Ramirez, I. Pineda, P. Tardieu, B. Malvault, I. Komušanac, Getting fit for 55 and set for 2050, 2021., dostupno na: <https://etipwind.eu/publications/getting-fit-for-55/> (pristupljeno 3.11.2023.)
- [11] G. Constanzo, G. Brindley, P. Cole, Wind energy in Europe: 2022 Statistics and the outlook for 2023-2027, 2023., dostupno na: <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2022-statistics-and-the-outlook-for-2023-2027/> (pristupljeno 3.11.2023.)
- [12] K. Freeman, C. Frost, G. Hundleby, A. Roberts, B. Valpy, H. Holttinen, L. Ramirez, I. Pineda, Our energy, our future, 2019., dostupno na: <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/our-energy-our-future/> (pristupljeno 3.11.2023.)
- [13] A. Myhr, C. Bjerkseter, A. Agotnes, T. A. Nygaard, Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective, Science Direct, 2014., dostupno na: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114000469> (pristupljeno 10.11.2023.)
- [14] OIE Hrvatska, Energetska kretanja u Hrvatskoj 2018.-2022., 2023., dostupno na: <https://oie.hr/energetska-kretanja-u-hrvatskoj-2018-2022/> (pristupljeno 15.10.2023.)
- [15] B.O., Južni Jadran dobiva plutajuću vjetroelektranu, Energetika-net.com, 2022., dostupno na: <https://www.energetika-net.com/obnovljivi-izvori/juzni-jadran-dobiva-plutajucu-vjetroelektranu-35684> (pristupljeno 21.11.2023.)
- [16] QGIS – A Free and Open Source Geographic Information System, 2023., dostupno na: <https://qgis.org/en/site/> (pristupljeno 22.09.2023.)
- [17] Open Street Map, 2023., dostupno na: <https://www.openstreetmap.org/#map=14/45.7506/16.0397> (pristupljeno 22.09.2023.)
- [18] Global Wind Atlas, EnergyData, 2023., dostupno na: <https://globalwindatlas.info/en> (pristupljeno 22.09.2023.)
- [19] Materijali s kolegija Vjetroturbine i postrojenja – FSB (pristupljeno 21.11.2023.)
- [20] DHMZ, 2023., dostupno na: <https://meteo.hr/> (pristupljeno 14.11.2023.)

- [21] UNEP/MAP-RAC/SPA, Adriatic Sea: Description of the ecology and identification of the areas that may deserve to be protected, 2015., dostupno na: https://www.rac-spa.org/sites/default/files/doc_open_seas/adriatic_ecology_abnj.pdf (pristupljeno 20.11.2023.)
- [22] Z. Jiang, Installation of offshore wind turbines - A technical review, Science Direct, 2021., dostupno na: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120308601> (pristupljeno 3.11.2023.)
- [23] General Bathymetric Chart of the Oceans (GEBCO),, 2023., dostupno na: <https://www.gebco.net/> (pristupljeno 22.09.2023.)
- [24] Zavod za zaštitu okoliša i prirode Ministarstva gospodarstva i održivog razvoja (2023.): Bioportal – Ekološka mreža Natura 2000., dostupno na: <http://www.bioportal.hr/> (pristupljeno 22.09.2023.)
- [25] HOPS, Informacija o mogućnosti priključenja na prijenosnu mrežu za 2023. godinu, 2022., dostupno na: <https://www.hops.hr/pravila-za-prikljucenja/informacija-o-mogucnosti-prikljucenja-na-prijenosnu-mrezu-za-2023-godinu> (pristupljeno 3.11.2023.)
- [26] Z. Lušić, S. Kos, Glavni plovidbeni putovi na Jadranu, 2006., dostupno na: <https://hrcak.srce.hr/file/12278> (pristupljeno 20.11.2023.)
- [27] EMODnet, European Marine Observation and Data Network, 2023., dostupno na: <https://emodnet.ec.europa.eu/geoviewer/> (pristupljeno 20.11.2023.)
- [28] HIJRM, Adriatic Sea – general map of seabed sediments, 1985.
- [29] Vjetroelektrane u Hrvatskoj, Wikipedia, dostupno na: https://hr.wikipedia.org/wiki/Vjetroelektrane_u_Hrvatskoj (pristupljeno 21.11.2023.)
- [30] M. D. Esteban, J. Santos Lopez-Gutierrez, V. Negro, Gravity Based Foundations in the Offshore Wind Sector, Research Gate, 2019., dostupno na: https://www.researchgate.net/publication/331712317_Gravity-Based_Foundations_in_the_Offshore_Wind_Sector (pristupljeno 15.11.2023.)

- [31] HOPS, Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže 2021.-2030. s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje, 2021., dostupno na: <https://www.hops.hr/vijesti/desetogodisnji-plan-razvoja-hrvatske-prijenosne-mreze-2021-2030-s-detaljnom-razradom-za-pocetno-trogodisnje-i-jednogodisnje-razdoblje> (pristupljeno 15.11.2023.)
- [32] Ørsted, Our energy infrastructure: from wind farm to Grid, 2023., dostupno na: <https://orsted.co.uk/energy-solutions/offshore-wind/how-we-work-onshore> (pristupljeno 21.11.2023.)
- [33] BVG Associates, Wind farm costs - Guide to an offshore wind farm, 2022., dostupno na: <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs> (pristupljeno 15.11.2023.)
- [34] J. Y. Ozato, G. Aquila, E. Oliviera Pamplona, L. Celio Suoza Rocha, P. Rottela Junior, Offshore wind power generation An economic analysis on the Brazilian, Science Direct, 2023., dostupno na: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0964569123003605> (pristupljeno 20.11.2023.)
- [35] IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2022, 2023., dostupno na: <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022> (pristupljeno 3.11.2023.)
- [36] PEAK Wind Insights, OPEX Benchmark – An insight into the operational expenditures of European offshore wind farms, 2022., dostupno na: <https://peak-wind.com/update-2022-opex-benchmark-an-insight-into-the-operational-expenditures-of-european-offshore-wind-farms/> (pristupljeno 20.11.2023.)
- [37] Bela H. Buck, Richard Langan, Aquaculture Perspective of Multi-Use Site in the Open Ocean, 2017., dostupno na: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-51159-7_4 (pristupljeno 15.11.2023.)
- [38] E. Topham, D. McMillan, Sustainable decommissioning of an offshore wind farm, Science direct, 2017., dostupno na: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148116309430> (pristupljeno 15.11.2023.)

- [39] Siemens Gamesa, SG 8.0-167 DD Offshore wind turbine, 2019., dostupno na: <https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services/offshore/wind-turbine-sg-8-0-167-dd> (pristupljeno 20.11.2023.)
- [40] I. Arrambide, I. Zubia, A. Madariaga, Critical review of offshore wind turbine energy production and site potential, Science Direct, 2019., dostupno na: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779618303341?via%3Dihub> (pristupljeno 20.11.2023.)
- [41] M. Kubik, S. Stojanović, Računovodstveni i porezni tretman obračuna amortizacije u poduzećima u Republici Hrvatskoj, 2020., dostupno na: <https://hrcak.srce.hr/file/397575> (pristupljeno 20.11.2023.)

PRILOZI

- I. Slojevi napravljeni u računalnom sučelju QGIS
- II. Excel proračun analize osjetljivosti ekonomske isplativosti