

# Idejno rješenje hibridne elektrane s kombinacijom fotonaponskih panela i vjetroturbina

---

**Smiljan, Matija**

**Master's thesis / Diplomski rad**

**2022**

*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:235:385421>

*Rights / Prava:* [Attribution-NonCommercial 4.0 International/Imenovanje-Nekomercijalno 4.0 međunarodna](#)

*Download date / Datum preuzimanja:* **2024-11-23**

*Repository / Repozitorij:*

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



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU  
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

# **DIPLOMSKI RAD**

**Matija Smiljan**

Zagreb, 2022.

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU  
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

## **DIPLOMSKI RAD**

**Mentor:**

Prof. dr. sc. Neven Duić, dipl. ing.

**Student:**

Matija Smiljan

Zagreb, 2022.

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

Zahvaljujem se prvenstveno svojoj obitelji, roditeljima Dubravki i Ivici te sestrama Zrinki i Danijeli, što su mi svojom brigom i ljubavlju omogućili neometano studiranje na Fakultetu strojarstva i brodogradnje. Također se zahvaljujem i projektu *Interreg MED PRISMI PLUS, IMED15\_2.2\_MI\_215*, financiranom kroz Europski fond za regionalni razvoj pod brojem 1099, na ustupljenim materijalima.



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, inženjersko modeliranje i računalne simulacije i brodstrojarski

Sveučilište u Zagrebu	
Fakultet strojarstva i brodogradnje	
Datum	Prilog
Klasa: 602 - 04 / 22 - 6 / 1	
Ur.broj: 15 - 1703 - 22 -	

## DIPLOMSKI ZADATAK

Student: **Matija Smiljan**

JMBAG: 0035197084

Naslov rada na hrvatskom jeziku: **Idejno rješenje hibridne elektrane s kombinacijom fotonaponskih panela i vjetroturbina**

Naslov rada na engleskom jeziku: **Conceptual solution of a hybrid power plant consisting of photovoltaic panels and wind turbines**

Opis zadatka:

U sustavima s visokim udjelom obnovljivih izvora energije, za zadovoljenje svih energetskih potreba potrebne su velike količine energije proizvedene iz varijabilnih obnovljivih izvora, poput sunčevih fotonaponskih elektrana i vjetroelektrana. U svrhu boljeg iskorištenja prostora na raspolaganju, ideja hibridne elektrane, koja koristi isti prostor za vjetroelektanu i sunčevu fotonaponsku elektanu (tvoreći na taj način hibridnu elektanu), se nameće kao moguće rješenje. Da bi se ispitalo tehno-ekonomsku opravdanost takvog rješenja, u okviru ovog zadatka potrebno je:

1. Izraditi pregled znanstvene i stručne literature o hibridnim elektranama
2. Izraditi pregled svih nužnih koraka u pripremi projekta hibridne elektrane, uključujući pregled trenutno važećih zakona i propisa vezanih uz priključenje takvih elektrana na mrežu
3. Analizirati potencijal energije Sunca i vjetra na području Dalmacije, koristeći se programima PVSyst i WindPRO
4. Izraditi idejno rješenje za projekt hibridne elektrane s kombinacijom fotonaponskih panela i vjetroturbina
5. Izraditi tehno-ekonomsku analizu isplativosti projekta

U radu je potrebno navesti korištenu literaturu i eventualno dobivenu pomoć.

Zadatak zadan:

11. studenoga 2021.

Datum predaje rada:

13. siječnja 2022.

Predviđeni datumi obrane:

17. – 21. siječnja 2022.

Zadatak zadao:

Prof. dr. sc. Neven Duić

Predsjednik Povjerenstva:

Prof. dr. sc. Tanja Jurčević Lulić

**SADRŽAJ**

POPIS SLIKA.....	III
POPIS TABLICA .....	V
POPIS KRATICA.....	VI
SAŽETAK .....	VIII
SUMMARY .....	IX
<b>1. UVOD .....</b>	<b>1</b>
<b>2. EUROPSKI ZELENİ PLAN .....</b>	<b>2</b>
<b>2.1. Dekarbonizacija energetskog sektora.....</b>	<b>4</b>
<b>3. PREGLED LITERATURE .....</b>	<b>8</b>
<b>3.1 Nivelirani troškovi proizvodnje električne energije.....</b>	<b>8</b>
<b>3.2 Hibridne elektrane .....</b>	<b>11</b>
<b>4. ELEKTROENERGETSKI SUSTAV REPUBLIKE HRVATSKE .....</b>	<b>21</b>
<b>5. RAZVOJ PROJEKATA I GRADNJA OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE .....</b>	<b>27</b>
<b>5.1. Ishođenje dozvola prema Priručniku za postupanje u postupcima odobravanja dozvola za PCI (Project of Common Interest) projekte .....</b>	<b>33</b>
<b>5.2. Priključenje na mrežu.....</b>	<b>46</b>
<b>5.3. Sudjelovanje na tržištu .....</b>	<b>53</b>
<b>6. ANALIZA POTENCIJALA SUNCA I VJETRA U DALMACIJI .....</b>	<b>56</b>
6.1.1 <i>Potencijal vjetra.....</i>	56
6.1.2 <i>Potencijal Sunca .....</i>	63
<b>7. METODE .....</b>	<b>66</b>
<b>7.1. Analiza mikrolokacije .....</b>	<b>66</b>
7.1.1. <i>Google Earth Pro.....</i>	66
7.1.2. <i>Windographer .....</i>	66
7.1.3. <i>WindPRO .....</i>	67
7.1.4. <i>PVsyst.....</i>	76
<b>6.2 Ekonomska analiza .....</b>	<b>81</b>
6.2.1 <i>Scenarijski pristup .....</i>	81
6.2.2 <i>Troškovi.....</i>	82
6.2.3 <i>Amortizacija .....</i>	82
6.2.4 <i>Kredit .....</i>	82

6.2.5	<i>Dobit i porez na dobit</i> .....	83
6.2.6	<i>Procjena povrata ulaganja metodom sadašnje vrijednosti</i> .....	84
6.2.7	<i>Procjena povrata ulaganja metodom untrašnje stope povrata</i> .....	85
<b>8.</b>	<b>TEHNO - EKONOMSKA ANALIZA HIBRIDNE ELEKTRANE</b> .....	<b>86</b>
<b>8.1.</b>	<b>Primjena metoda</b> .....	<b>86</b>
8.1.1.	<i>Mjerni podaci</i> .....	86
8.1.2.	<i>Validacija WindPRO modela</i> .....	88
8.1.3.	<i>Neto proizvodnja električne energije – vjetar</i> .....	89
8.1.4.	<i>Neto proizvodnja električne energije – sunce</i> .....	90
8.1.5.	<i>Ukupna neto proizvedena električna energija postrojenja – sunce i vjetar</i> .....	93
<b>8.2.</b>	<b>Ekonomska analiza</b> .....	<b>95</b>
8.2.1.	<i>Cijena električne energije</i> .....	95
8.2.2.	<i>Prihodi</i> .....	96
8.2.3.	<i>Troškovi</i> .....	98
8.2.4.	<i>Otplata kredita</i> .....	98
8.2.6.	<i>Neto dobit i porez na dobit</i> .....	99
8.2.7.	<i>Procjena isplativosti projekta metodom neto sadašnje vrijednosti</i> .....	102
8.2.8.	<i>Procjena isplativosti projekta metodom unutrašnje stope povrata</i> .....	105
8.2.9.	<i>Isplativost prema prosječnim cijenama za pojedine godine trećeg scenarija</i> .	106
<b>9.</b>	<b>ZAKLJUČAK</b> .....	<b>108</b>
<b>10.</b>	<b>LITERATURA</b> .....	<b>110</b>
<b>11.</b>	<b>PRILOG</b> .....	<b>113</b>

**POPIS SLIKA**

Slika 1 <i>Europski zeleni plan [1]</i> .....	3
Slika 2. <i>Usporedba scenarija [6]</i> .....	6
Slika 3 <i>LCOE pojedinih obnovljivih tehnologija [7]</i> .....	8
Slika 4 <i>LCOE za Njemačku, lipanj 2021. [8]</i> .....	9
Slika 5 <i>Usporedba LCOE i troškova održavanja [8]</i> .....	10
Slika 6. <i>Trajanje sijanja Sunca [9]</i> .....	11
Slika 7. <i>Prosječna mjesečna insolacija na horizontalnu površinu u okolici Zadra [10]</i> .....	12
Slika 8 <i>Prosječne brzine vjetra u okolici Zadra na visini od 80 metara [11]</i> .....	13
Slika 9. <i>Tip A (lijevo) i tip B (desno) konfiguracije sunce - vjetar hibridne elektrane [12]</i> ....	14
Slika 10. <i>Raspodjela objavljene literature na temu hibridnih elektrana [13]</i> .....	17
Slika 11. <i>Raspodjela objavljene literature na temu hibridnih elektrana - kontinenti i države [13]</i> .....	17
Slika 12 <i>Raspodjela objavljene literature na temu hibridnih elektrana prema priključku na mrežu [13]</i> .....	18
Slika 13. <i>Karakteristike sinergije sunca i vjetra uz vršno opterećenje usrednjene za 2010. godinu za referentni priključak u državi Victoria (Australija) [16]</i> .....	20
Slika 14. <i>Shema hrvatskog EES-a [18]</i> .....	23
Slika 15. <i>Porijeklo priključne snage 2020. godina [18]</i> .....	24
Slika 16. <i>Godišnja proizvodnja za period od 2018. do 2020. [18]</i> .....	25
Slika 17. <i>Shema HROTE [19]</i> .....	29
Slika 18. <i>Model tržišta električne energije [20]</i> .....	29
Slika 19. <i>Ostali zakoni koji reguliraju OIE [21]</i> .....	32
Slika 20. <i>Faze realizacije projekata u kontekstu potrebnih dozvola</i> .....	33
Slika 21. <i>Najvažniji upravni postupci kod OIE projekata u RH [21]</i> .....	34
Slika 22. <i>Potrebni koraci pri ishođenju dozvola [23]</i> .....	35
Slika 23. <i>Izrada idejnog projekta [23]</i> .....	36
Slika 24. <i>Usklađivanje projekta s prostornim planom [23]</i> .....	37
Slika 25. <i>Ocjena prihvatljivosti zahvata za ekološku mrežu [23]</i> .....	37
Slika 26. <i>Ocjena o potrebi studije utjecaja na okoliš [23]</i> .....	38
Slika 27. <i>Provedba procjene utjecaja na okoliš [23]</i> .....	39
Slika 28. <i>Geodetski projekt [23]</i> .....	39
Slika 29. <i>Lokacijska dozvola [23]</i> .....	40
Slika 30. <i>Izrada glavnog projekta [23]</i> .....	40
Slika 31. <i>Građevinska dozvola [23]</i> .....	41
Slika 32. <i>Pokusni rad [23]</i> .....	42
Slika 33. <i>Okolišna dozvola [23]</i> .....	43
Slika 34. <i>Uporabna dozvola [23]</i> .....	43
Slika 35. <i>EOTRP - shema postupaka [24]</i> .....	49
Slika 36. <i>Shema - ugovor o korištenju mreže [24]</i> .....	51
Slika 37. <i>Opći dijagram [24]</i> .....	52
Slika 38. <i>Tržišna cijena na Dan unaprijed tržištu [26]</i> .....	53



Slika 39. Isplata premija [28].....	55
Slika 40. Dalmacija (crvenom bojom) [29] .....	56
Slika 41. Karta prosječnih godišnjih brzina vjetra u Republici Hrvatskoj, visina 80 m [30] .	57
Slika 42. Karta prosječne gustoće snage vjetra u Hrvatskoj, visina 80 m [31] .....	58
Slika 43. Profil usrednjenih brzina strujanja zraka u atmosferskom graničnom sloju [32] ...	59
Slika 44. Aerodinamička hrapavost [23] .....	59
Slika 45. Bura, formiranje vrtloga [31].....	61
Slika 46. Simulirane brzine vjetra na 3D modelu reljefa [23] .....	62
Slika 47. Vjetroelektrane u Hrvatskoj, 2019. [18].....	63
Slika 48. Vrste sunčevog zračenja [34] .....	64
Slika 49. Središnja godišnja ukupna ozračenost vodoravne plohe [35] .....	65
Slika 50. Hrapavost i namorske visine terena u WindPRO programu [36].....	68
Slika 51. Ruža vjetrova – MERRA2 [36] .....	70
Slika 52. Weibullova raspodjela – MERRA2 [36].....	71
Slika 53. Unos podataka [36] .....	72
Slika 54. Prilagodba modela – MCP [36].....	72
Slika 55. Prilagođavanje podataka – MCP [36] .....	73
Slika 56. Odabir matematičkog modela – MCP [36] .....	73
Slika 57. Odabir vrste proračuna u PARK modulu [36] .....	74
Slika 58. Postavke PARK modula .....	75
Slika 59. Osnovni izbornik projekta – PVsyst [10].....	77
Slika 60. Orijehtacija FN modula [10].....	78
Slika 61. Izbornik za odabir komponenata [10].....	79
Slika 62. Izbornik zasjenjenja [10] .....	79
Slika 63. 3D model – PVsyst [10].....	80
Slika 64. Odabir vrste rezultata – PVsyst [10] .....	80
Slika 65. Profil brzina vjetra [36] .....	87
Slika 66. Weibullova raspodjela, smjer SI – mjerni podaci [36] .....	87
Slika 67. Vjetroturbina SG 6.6 – 155 [39].....	89
Slika 68. Odabrani FN modul [40] .....	92
Slika 69. Proizvedena električna energija – vjetar , solar, ukupno .....	94
Slika 70. Grafički prikaz bruto i neto dobiti, poreza i porezne osnovice za slučaj hibridizacije (1. scenarij).....	100
Slika 71. Grafički prikaz bruto i neto dobiti, poreza i porezne osnovice te amortizacije i kamate za slučaj nove hibridne elektrane (1. scenarij) .....	101
Slika 72. Analiza osjetljivosti NPV-a (1. scenarij) .....	104
Slika 73. Analiza osjetljivosti IRR-a (1. scenarij – nova elektrana).....	106

**POPIS TABLICA**

Tablica 1 <i>Ciljevi Plana [5]</i> .....	5
Tablica 2. <i>Prednosti i nedostaci konfiguracija hibridne elektrane sunce – vjetar [12]</i> .....	15
Tablica 3. <i>Elektroenergetska bilanca EES-a Republike Hrvatske [18]</i> .....	21
Tablica 4. <i>Ukupna godišnja proizvodnja el. energije, ZD4 [11]</i> .....	88
Tablica 5. <i>Specifikacije odabranih vjetroturbina</i> .....	89
Tablica 6. <i>Prosječna mjesečna proizvodnja električne energije</i> .....	90
Tablica 7. <i>Specifikacije izabranog FN modula</i> .....	91
Tablica 8. <i>Specifikacije izabranog invertera</i> .....	91
Tablica 9. <i>Prosječna proizvodnja električne energije</i> .....	93
Tablica 10. <i>Ukupna neto proizvedena električna energija</i> .....	95
Tablica 11. <i>Pretpostavljena cijena električne energija ovisno o scenariju</i> .....	96
Tablica 12. <i>Cijene električne energije u 3. scenariju [41]</i> .....	96
Tablica 13. <i>Godišnji prihod za prvi i drugi scenarij</i> .....	97
Tablica 14. <i>Prihodi treći scenarij</i> .....	97
Tablica 15. <i>Kredit</i> .....	99
Tablica 16. <i>Amortizacija</i> .....	99
Tablica 17. <i>NPV - hibridizacija</i> .....	102
Tablica 18. <i>Analiza osjetljivosti NPV-a (1. scenarij)</i> .....	103
Tablica 19. <i>NPV - hibridizacija</i> .....	104
Tablica 20. <i>IRR - hibridizacija</i> .....	105
Tablica 21. <i>IRR – nova elektrana</i> .....	105
Tablica 22. <i>Pokazatelji isplativosti prema cijenama el. energije za prošle tri godine (hibridizacija postojeće elektrane)</i> .....	107
Tablica 23. <i>Pokazatelji isplativosti prema cijenama el. energije za prošle tri godine (nova elektrana)</i> .....	107

**POPIS KRATICA**

<b>Kratika</b>	<b>Opis</b>
CROPEX	Hrvatska burza električne energije
EES	Elektroenergetski sustav
ENTSO-E	Europska mreža operatora prijenosnih sustava
EO	Energetsko odobrenje
EOTRP	Elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja
EU	Europska unija
EUR	Euro
HEP	Hrvatska elektroprivreda
HEP-ODS	Hrvatska elektroprivreda - operator distribucijskog sustava
HERA	Hrvatska regulatorna agencija
HOPS	Hrvatski operator prijenosnog sustava
HROTE	Hrvatski operator tržišta energije
IRENA	Međunarodna agencija za obnovljive izvore energije
IRR	Unutrašnja stopa povrata
LCOE	Nivelirani troškovi električne energije
MGIPU	Ministarstvo prostornog uređenja, graditeljstva i državne imovine
MINGOP	Ministarstvo gospodarstva i održivog razvoja
MZOE	Ministarstvo zaštite okoliša i energetike
NASA	Američka svemirska agencija
NN	Narodne novine
NPV	Neto sadašnja vrijednost
OIE	Obnovljivi izvori energije
RH	Republika Hrvatska
USD	Američki dolar

<b>Kratice</b>	<b>Opis</b>
ZOIEiVUK	Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji

## **SAŽETAK**

U ovom diplomskom radu dan je pregled literature o hibridnim elektranama s naglaskom na kombinaciju sunca i vjetra kao izvora obnovljive energije u istim. Također je napravljen pregled potrebnih koraka za gradnju obnovljive hibridne elektrane te spajanje na mrežu takvog postrojenja u Republici Hrvatskoj prema trenutno važećim zakonima i propisima. Analizirana je Dalmacija u kontekstu potencijala sunca i vjetra odnosno kao potencijalna makrolokacija za građenje ovakvih postrojenja. Koristeći WindPRO i PVsyst računalne programe analizirana je i mikrolokacija na kojoj se nalazi vjetroelektrana ZD4 u vlasništvu tvrtke Eko Zadar dva d.o.o. sa svrhom procjene prosječne godišnje proizvodnje električne energije iz Sunca i vjetra u slučaju gradnje hibridne elektrane. Uzevši procjenjenu proizvodnju električne energije proračunata je isplativost gradnje hibridne elektrane za dva slučaja od kojih je jedan gradnja novog postrojenja, a drugi zamjena postojećih vjetroturbina s novima te postavljanje fotonaponskih modula odnosno hibridizacija i modernizacija vjetroelektrane ZD4. Za oba slučaja analizirana su tri scenarija u kontekstu različitih pretpostavljenih cijena električne energije u budućnosti. Na kraju, dan je osvrt na kretanje cijena električne energije na hrvatskoj burzi električne energije (CROPEX-u) u posljednje tri godine te njihov utjecaj na isplativost gradnje hibridne elektrane.

Ključne riječi: hibridna elektrana, fotonaponski moduli, vjetroturbine, OIE, ekonomska analiza, WindPRO, PVsyst, električna energija, tržište električne energije

## **SUMMARY**

In this thesis, a review of the literature on hybrid power plants is given, with an emphasis on the combination of sun and wind as sources of renewable energy in them. An overview of the necessary steps for the construction and connection to the grid of a renewable hybrid power plant in the Republic of Croatia was also made, according to the currently applicable laws and regulations. Dalmatia was analyzed as a potential location in the context of sun and wind potential, for the construction of such plants. Using WindPRO and PVsyst computer programs, the location of the ZD4 wind farm owned by Eko Zadar dva d.o.o. was analyzed for the purpose of estimating the average annual production of electricity from the Sun and wind in the case of the construction of a hybrid power plant. Taking the estimated electricity production, the cost-effectiveness of building a hybrid power plant was calculated for two cases, one of which was the construction of a new plant and the other the replacement of existing wind turbines with new ones and installation of photovoltaic modules. For both cases, three scenarios were analyzed in the context of different assumed electricity prices in the future. Finally, a review is given of the movement of electricity prices on the Croatian electricity exchange (CROPEX) in the last three years and their impact on the cost-effectiveness of building a hybrid power plant.

Keywords: hybrid power plant, photovoltaic modules, wind turbines, RES, economic analysis, WindPRO, PVsyst, electricity, electricity market

## **1. UVOD**

Prve dvije industrijske revolucije oblikovale su u velikoj mjeri svijet koji danas vidimo, snažno ubrzale globalizaciju te pridonijele istom luksuzu koji su u vremenu prije njih bili nezamislivi. Tehnološkim razvojem primarna energija fosilnih goriva dovedena je, njihovim izgaranjem te pretvorbom u električnu (parna turbina) te u toplinsku energiju za grijanje, u domove širom planete. Velike emisije stakleničkih plinova procesom sagorijevanja goriva tog tipa odnosno njihov utjecaj na klimu detektirani su prvi puta kao potencijalni problem pred više od 100 godina. Danas je sasvim jasno da su klimatske promjene pogonjene efektom staklenika najveća prijetnja za dugoročni opstanak i daljnji razvoj društva kakvog poznajemo. Zaštita okoliša posljednjih je desetljeća postepeno pronašla svoje mjesto u zakonskoj regulativi te se danas ne može pokrenuti novi projekt bez svih potrebnih dozvola koje osiguravaju što je manji mogući utjecaj na okoliš. Svijet se, napokon, okreće razvoju koji je održiv odnosno kratkoročno i dugoročno ne ugrožava sebe samog. Naglasak na zaštitu okoliša i zdravlje ljudi postao je norma s pogledom u bolju i sigurniju budućnost.

S time na umu, cilj ovog rada je ispitati isplativost ulaganja u hibridnu elektranu koja se sastoji od dva obnovljiva izvora energije (OIE), vjetra i sunca, na istoj lokaciji u Republici Hrvatskoj. U prvom će dijelu rada biti detaljnije objašnjena motivacija za gradnju OIE odnosno njihovu integraciju u elektroenergetski sustav u kontekstu Europske Unije i Republike Hrvatske. Pregled literature dočarat će trenutnu situaciju u kontekstu hibridnih elektrana. Navest će se prednosti koje pruža stavljanje odnosno spajanje sunčane elektrane i vjetroelektrane na istu lokaciju. Nadalje, analizirat će se stanje hrvatskog elektroenergetskog sustava kao i potrebni koraci pri projektiranju hibridne elektrane te spajanju takvog postrojenja na prijenosnu mrežu. Isplativost jednog ovakvog projekta ispitat će se tehno – ekonomskom analizom, a isti će biti zamišljen u dva slučaja. Prvi slučaj odnosit će se na hibridizaciju postojeće vjetroelektrane ZD4 postavljanjem 13 MW fotonaponskih modula te zamjenom starih vjetroturbina novima. Drugi slučaj koji će se razmatrati zapravo je identične konačne konfiguracije, no razlikovat će se od prvog procjenom troškova. Ovaj slučaj poslužit će kao primjer gradnje nove hibridne elektrane.

## 2. EUROPSKI ZELENI PLAN

Dana 11. prosinca 2019. predstavljen je Europski zeleni plan (engl. *Green deal*) od strane Europskog parlamenta. Osnovni cilj ove važne strategije je od Europe napraviti prvi klimatski neutralni kontinent do 2050. godine. Predstavljena je detaljna vizija kako do toga doći čuvajući bioraznolikost te kako eliminirati zagađenje i uspostaviti cirkularnu ekonomiju. U isto vrijeme težit će se podići konkurentnost europske industrije i osigurati pravednu tranziciju za sve regije i radnike koji će u nju biti uključeni [1].

Zeleni plan dao je okvir postupanja te su prema njegovim smjernicama uslijedili razni planovi i strategije ostvarivanja konkretnih ciljeva.

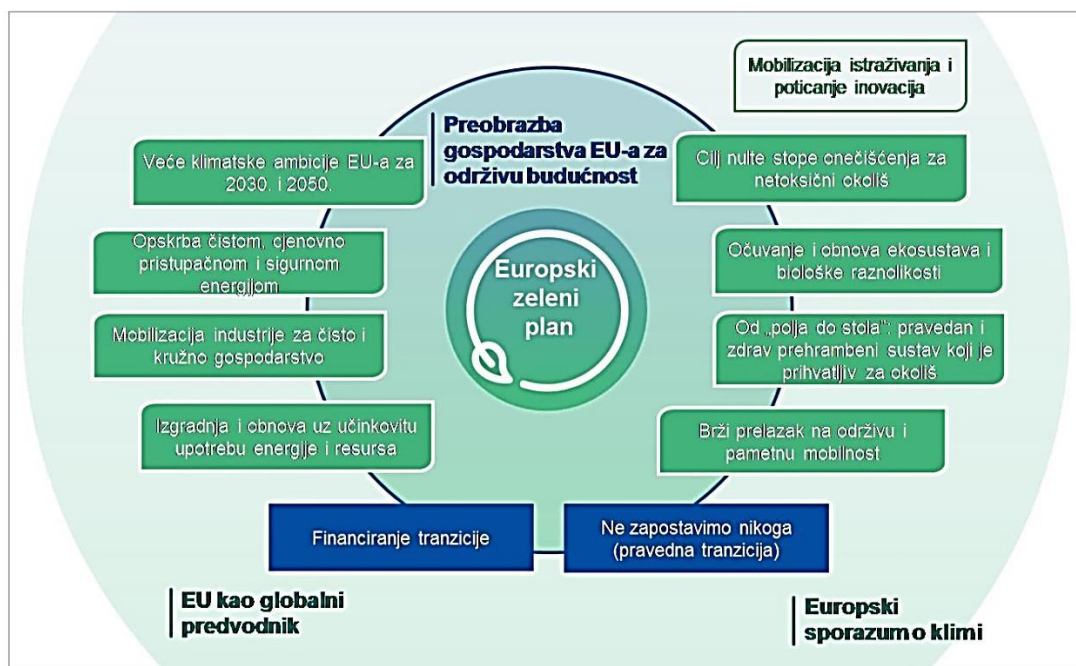
- predstavljen *Plan ulaganja za europski zeleni plan i mehanizma za pravednu tranziciju* – 14. siječnja 2020.
- prijedlog *Europskog propisa o klimi* – 4. ožujka 2020.
- *Europska industrijska strategija* – 10. ožujka 2020.
- prijedlog *Akcijskog plana za kružno gospodarstvo* – 11. ožujka 2020.
- predstavljanje *Strategije EU-a za biološku raznolikost do 2030 te Strategije „od polja do stola“* – 20. svibnja 2020.
- donošenje *Strategije EU-a za integraciju energetske sustava te Strategije EU-a za vodik* – 8. srpnja 2020.
- predstavljanje *Plana za postizanje klimatskog cilja do 2030.* – 17. rujna 2020.
- *Strategija za val obnove* (energetska učinkovitost zgrada), *Strategija za metan*, *Strategija održivosti za kemikalije* – 14. listopada 2020.
- *Strategija za energiju iz obnovljivih izvora na moru* – 19. studenoga 2020.
- *Europski klimatski pakt* – 9. prosinca 2020.
- *Europski savez za baterije* – 10. prosinca 2020.
- *Nova strategija EU-a za prilagodbu klimatskim promjenama* – 24. veljače 2021.
- *Ekološki akcijski plan* – 25. ožujka 2021.
- *Akcijski plan za postizanje nulte stope onečišćenja* – 12. svibnja 2021.
- *Održivo plavo gospodarstvo* – 17. svibnja 2021.
- *Ostvarivanje europskog zelenog plana* – 14. srpnja 2021.

Kao što se vidi iz navedenih odluka, tranzicija na klimatsku neutralnost je kompliciran proces koji nužno obuhvaća mnoga područja te je bitno da se odvija usklađeno kroz sve sfere



gospodarstva i društva. Europska komisija, također, redovito objavljuje revizije donesenih odluka i planova te zatim, ako je potrebno, mijenja odnosno dopunjuje određene ciljeve. Kako je i bilo najavljeno *Zelenim planom*, predstavljanjem *Plana za postizanje klimatskog cilja do 2030.* usvojen je novi cilj ukupnog smanjenja emisije stakleničkih plinova od najmanje 55 % u odnosu na razinu iz 1990. godine.

U srpnju 2021. usvojen je *Europski propis o klimi* čime je cilj klimatske neutralnosti do 2050. godine ugrađen u zakonodavstvo te je komisija predstavila niz zakonskih prijedloga, pod imenom *Ostvarivanje europskog zelenog plana*, kako postići klimatsku neutralnost do 2050. godine uključujući smanjenje emisija stakleničkih plinova do 2030 [2].



Slika 1 *Europski zeleni plan* [1]

## 2.1. Dekarbonizacija energetskeg sektora

Europska komisija prepoznala je da će dekarbonizacija energetskeg sektora odigrati ključnu ulogu u transformaciji gospodarstva odnosno Unije na klimatski neutralno do 2050. godine. Takav stav ne čudi, budući da je upravo ovaj sektor odgovoran za 75 % ukupnih emisija stakleničkih plinova u EU. Naglasak je stavljen na veći udio obnovljivih izvora energije u integriranom energetskeg sustavu uz istovremeno povećanje energetske učinkovitosti te elektrifikaciji tamo gdje je ona moguća. Prvi konkretan cilj ove transformacije je naravno smanjenje emisija stakleničkih plinova za 55 % do 2030. godine te se njome također želi unaprijediti zdravlje i dobrobit, stvoriti nove poslove, generirati ulaganja i ohrabriti inovacije, smanjiti energetske siromaštvo te osnažiti europsku energetskeg samostalnost. Europska komisija predlaže reviziju trenutnih legislativa odnosno uvođenje novih, ambicioznijih ciljeva do 2030. godine. Dvije direktive su najvažnije, a one su Direktiva o obnovljivim izvorima energije te Direktiva o energetskeg učinkovitosti. Trenutni cilj postotka obnovljivih izvora energije u energetskeg sektoru u 2030. godini je 32 % što bi se povećalo na 40 %, a vrijednost u 2019. godini je bila 19,7 % [3].

Integracija energetskeg sustava podrazumijeva planiranje i rad energetskeg sustava u cjelini, ne ograničenog granicama između različitih potrošačkih sektora, nositelja energije i vrsta infrastrukture. Snažnije veze među tim elementima značile bi resursno učinkovito, pouzdano i bez velikih emisija stakleničkih plinova, pružanje usluga korisnicima uz što manji ukupni trošak za društvo [4].

## 2.2. Republika Hrvatska

Republika Hrvatska kao članica podržava ciljeve Europske unije te je u prosincu 2019. godine, prema EU Uredbi 2018/1999, usvojen *Integrirani nacionalni energetskeg i klimatskeg plan Republike Hrvatske* [5]. U navedenoj uredbi propisuje se izrada ovakvih nacionalnih energetskeg i klimatskeg planova zemalja članica. Prvi nacionalni planovi moraju pokriti desetogodišnje razdoblje od 2021. godine do 2030. godine. Dosljedne nacionalne politike utvrđene ovakvim planovima, uz inicijativu Unije, služit će kao snažni alati za postizanje ciljeva energetske unije. Planom se daje pregled trenutnačnog stanja u kontekstu energetske i klimatske politike te energetskeg sustava. Također su dane politike i mjere za postizanje nacionalnih ciljeva te je naglašeno da pozornost treba posvetiti ciljevima do 2030. godine u koje su uključeni smanjenje emisija stakleničkih plinova, obnovljivi izvori energije, energetskeg učinkovitost te elektroenergetskeg povezanost [5].

Tablica 1 Ciljevi Plana [5]

<b>Indikator</b>	<b>Cilj</b>
Smanjenje emisije stakleničkih plinova za ETS sektor, u odnosu na 2005. godinu	Najmanje 43 %
Smanjenje emisije stakleničkih plinova za sektore izvan ETS-a, u odnosu na 2005. godinu	Najmanje 7 %
Udio OIE u bruto neposrednoj potrošnji energije	36,4 %
Udio OIE u neposrednoj potrošnji energije u prometu	13,2 %
Potrošnja primarne energije (ukupna potrošnja energije bez neenergetske potrošnje)	344,38 PJ
Neposredna potrošnja energije	286,91 PJ

Hrvatski sabor je dana 28. veljače 2020. usvojio *Strategiju energetskega razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu* [6]. Vizija energetskega sektora zasniva se prvenstveno na korištenju niskougljičnih energenata, većoj energetskej učinkovitosti te elektrifikaciji gdje je ona moguća, sve s ciljem smanjenja emisija stakleničkih plinova na razini cijelog sektora. Razmatrana su tri scenarija iza kojih stoji zajednički motiv smanjenja emisija stakleničkih plinova, no međusobno se razlikuju u dosezima. Scenarij 0 (S0) odnosno Scenarij razvoja uz primjenu postojećih mjera predstavlja nastavak primjene postojećih mjera u tranziciji energetskega sektora. Scenarij 1 (S1) odnosno Scenarij ubrzane energetske tranzicije razmatra najintenzivnije djelovanje u kontekstu dostizanja ciljeva Pariškog sporazuma. Iz tog razloga ovaj scenarij najoptimističnije prognozira integraciju OIE-e i poboljšanje energetske učinkovitosti. Scenarij 2 (S2) ili Scenarij umjerene energetske tranzicije skoro je jednak po osnovnim karakteristikama S1 scenariju, ali dosezi nisu predviđani prema toliko intenzivnim promjenama kao što je slučaj u S1 scenariju. [6]

Slika 2 prikazuje usporedbu scenarija prema glavnim odrednicama.

	Početno stanje	S0		S1		S2	
	2016./2017.*	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***	-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% godišnje	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%

\*početno stanje je 2017. godine osim kod emisija stakleničkih plinova kada je za početno stanje relevantna 2016. godina

\*\*u odnosu na razinu emisije iz 1990. godine

\*\*\*u odnosu na potrošnju iz 2005. godine

Slika 2. Usporedba scenarija [6]

Strategija je kreirana uzevši scenarij umjerene energetske tranzicije (S2) kao referentni prilikom praćenja ostvarenja pojedinih ciljeva te donosi projekcije odnosno pokazatelje u kontekstu energetike i ekonomije za oba tranzicijska scenarija (S1 i S2). Naglasak je stavljen i na usklađenost svih razina energetskeg sektora od značaja za izgradnju energetskih objekata. Pri tome se misli na zakonodavni, institucionalni te financijski okvir na razini EU i Republike Hrvatske [6].

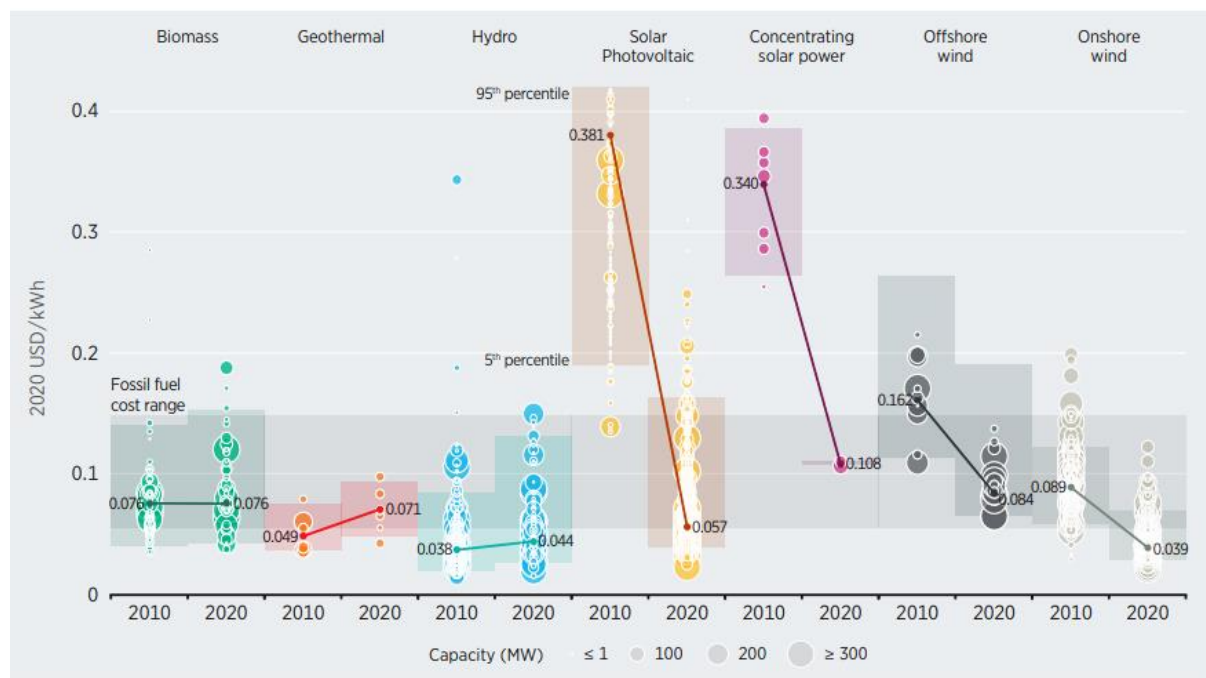
### 3. PREGLED LITERATURE

U ovome poglavlju napravljen je pregled literature na temu hibridnih elektrana s naglaskom na postrojenja priključena na mrežu te ona koja kombiniraju sunce i vjetar kao izvore energije na istoj lokaciji.

#### 3.1 Nivelirani troškovi proizvodnje električne energije

Jasno je iz prijašnjeg poglavlja da obnovljivi izvori energije, zbog težnje za smanjenjem emisija stakleničkih plinova, sve snažnije zauzimaju svoje mjesto prvog i najboljeg odabira u današnjoj energetici te se nameću kao jedina opcija za održivu energetska budućnost. Iako je očigledno i oduvijek jasno kako OIE nemaju štetnih emisija za atmosferu, tek u posljednjih nekoliko desetljeća svijet se okreće ovim čistim odnosno obnovljivim izvorima energije. Razlog je svakako klimatska kriza koja je u tom periodu, napokon, prepoznata kao osnovni problem za planet odnosno čovječanstvo u cijelosti.

Ulaganja odnosno razvoj tehnologija doveli su do situacije da su se nivelirani troškovi proizvodnje električne energije (engl. *LCOE*) za sunčeve elektrane te kopnene (engl. *onshore*) i pučinske (engl. *offshore*) vjetroelektrane u zadnjih desetak godina najviše smanjili.

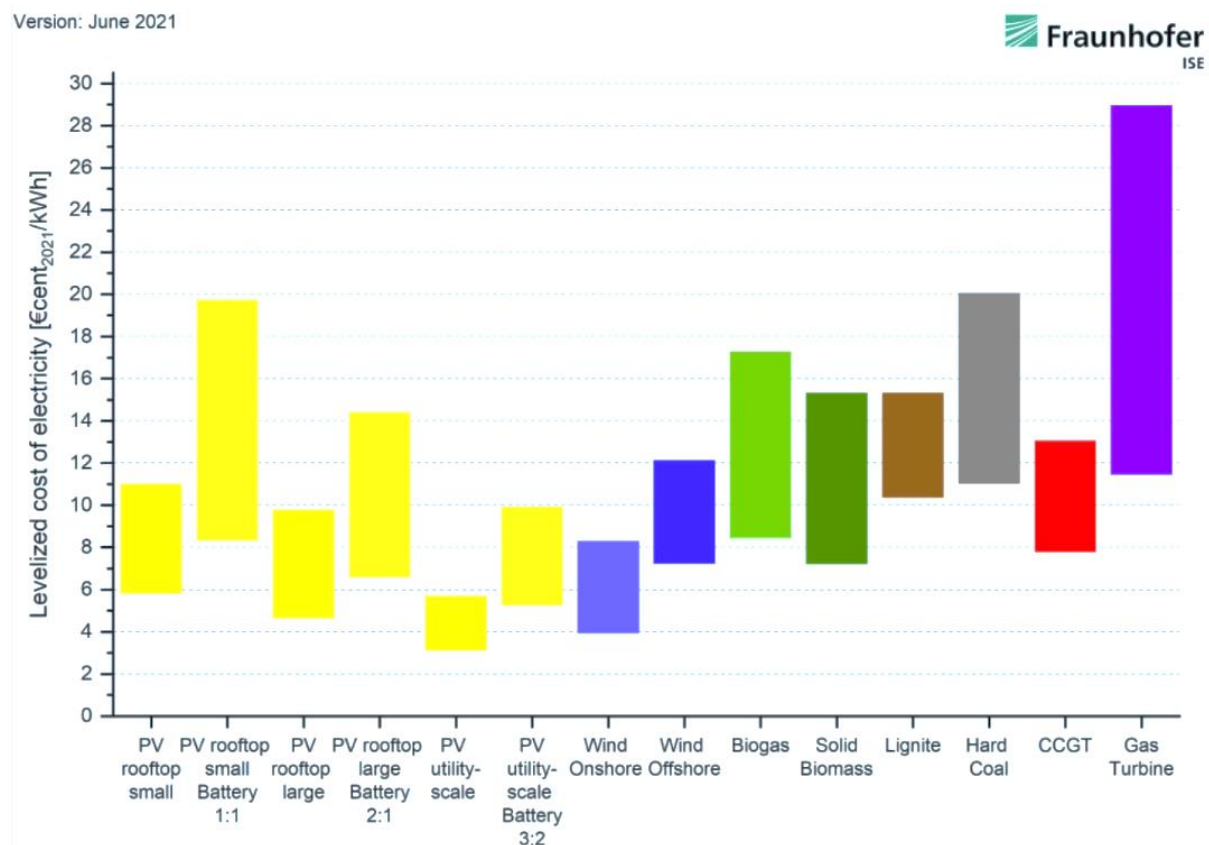


Source: IRENA Renewable Cost Database

Slika 3 LCOE pojedinih obnovljivih tehnologija [7]

Svjetski prosjek LCOE-a za fotonaponske elektrane pao je za 85% od 2010. do 2020. godine, sa 0,381 USD/kWh do 0,057 USD/kWh, dok je ukupni kapacitet (uzimajući u obzir i male elektrane na privatnim krovovima) porastao sa 40 GW na 707 GW. Razlog tomu je prvenstveno pad cijena fotonaponskih modula koji iznosi 93 % od 2010. godine do danas, dok je u isto vrijeme efikasnost modula rasla te se i proizvodnja kontinuirano povećavala. LCOE kopnenih vjetroelektrana pao je za 56 % u istom desetljeću, sa 0,089 USD/kWh na 0,039 USD/kWh dok je u istom periodu ukupni instalirani kapacitet narastao sa 178 GW na 699 GW. Smanjenje cijena turbina i povećanje faktora kapaciteta novih turbina najviše su doprinijeli smanjenju troškova [7].

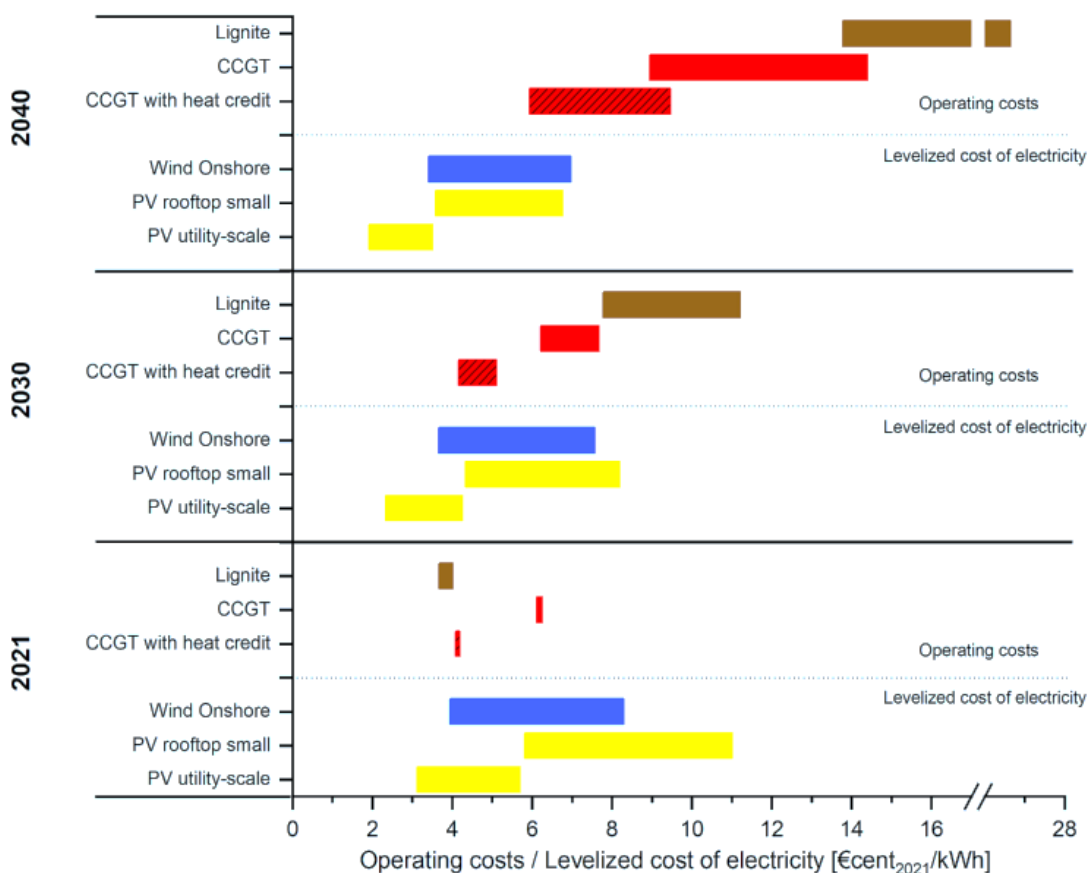
Analize na primjeru Njemačke za 2021. godinu pokazuju da je u toj zemlji najbolji izbor nova fotonaponska elektrana te potvrđuju trend uočen na globalnoj razini.



Slika 4 LCOE za Njemačku, lipanj 2021. [8]

Usporedba trenutnih i predviđenih LCOE vrijednosti novih sunčanih elektrana i kopnenih vjetroelektrana s operativnim troškovima proizvodnje električne energije iz postojećih fosilnih elektrana jasno oslikava svijetlu budućnost u kontekstu konkurentnosti ovih izvora energije.

Version: June 2021



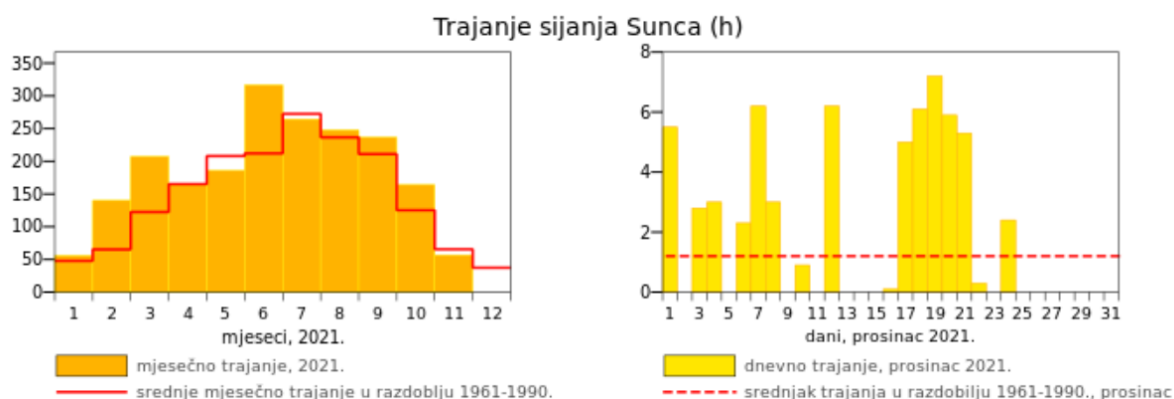
Slika 5 Usporedba LCOE i troškova održavanja [8]

Uz energiju sunca i vjetra, svakako je jasno da i voda te nuklearna energija spadaju pod čiste izvore energije, bez emisija stakleničkih plinova. U usporedbi s ova dva energenta, vjetroelektrane te posebno sunčeve elektrane, puno su jednostavnije za izgradnju što svakako pridonosi njihovoj prednosti u kontekstu konkurentnosti. Potencijal vode kao izvora energije do danas je iskorišten gotovo do kraja te su preostale lokacije rijetke, a njihov je energetska potencijal najčešće vrlo malen. S druge strane, iako je energija dobivena iz vode bez ugljičnog otiska, utjecaj na okoliš je značajan u slučaju akumulacijskih jezera. Energija iz nuklearnih elektrana je velika, stabilna i kontinuirana, no vrijeme izgradnje često je i preko deset godina. Dozvole potrebne za gradnju nije lako pribaviti zbog prirode goriva odnosno svođenja potencijalne opasnosti na minimum te uz kompliciranu gradnju, troškovi tijekom perioda gradnje znaju značajno narasti od onih predviđenih. Rizik takve investicije neusporedivo je veći uzme li se u obzir da se u istom periodu može sagraditi najmanje jednaki kapacitet vjetroelektrana i/ili sunčevih elektrana uz puno ranije priključenje na mrežu nego što je to slučaj za projekt nove nuklearne elektrane.



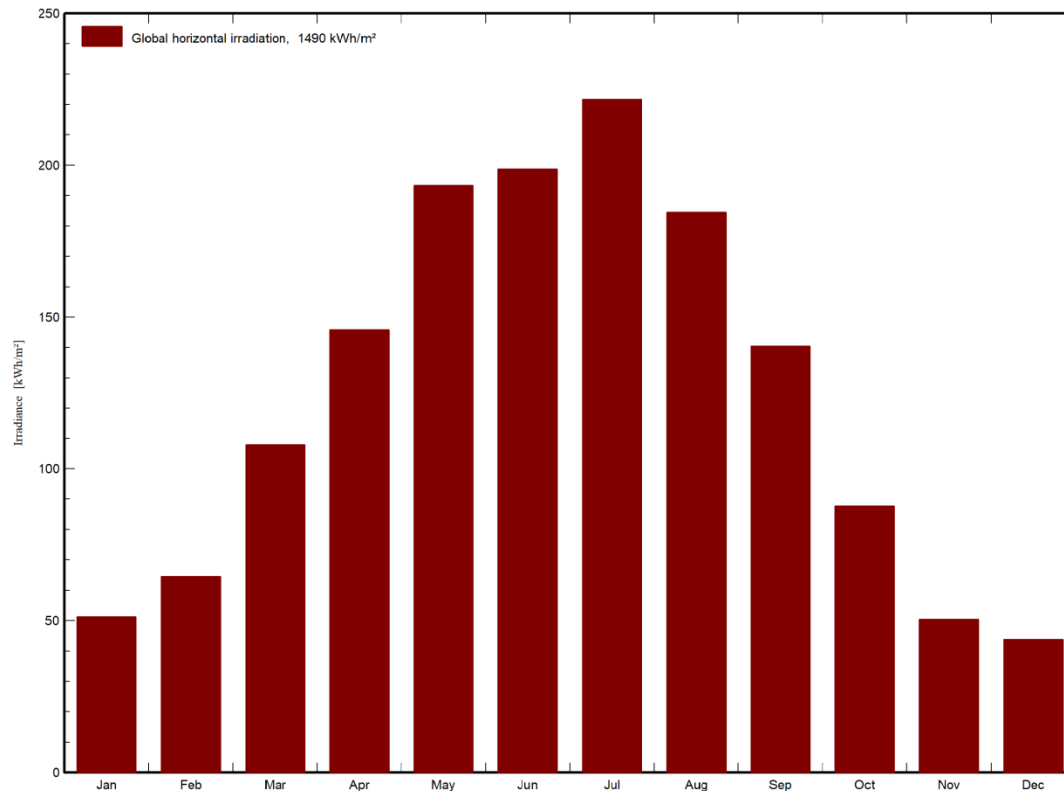
### 3.2 Hibridne elektrane

Definicija hibridne elektrane podrazumijeva kombinaciju dva ili više izvora energije. Iako je moguća kombinacija različitih izvora energije, u kontekstu obnovljivosti istih, u ovom poglavlju bit će opisane obnovljive hibridne elektrane, s naglaskom na kombinaciju sunca i vjetra kao izvora energije na istoj lokaciji. Opće je poznato kako je glavni problem ova dva izvora energije varijabilnost u vremenu te upravo iz njega proizlazi najveća motivacija za njihovom kombinacijom. Pretpostavi li se najbolji scenarij za proizvodnju električne energije za sunčanu elektranu, ljetni dan bez naoblake, očigledno je da takva elektrana proizvodi električnu energiju samo preko dana. Nadalje, varijabilnost ovog sustava samo se povećava uračunaju li se i varijacije u iznosu insolacije kroz godinu te naoblaka. Slika 6. prikazuje trajanje sisanja sunca za prosinac 2021. do 25. prosinca te prosječne mjesečne iznose (osim prosinca budući podaci nisu potpuni) za cijelu godinu što jasno oslikava navedenu varijabilnost u kontekstu vremena.



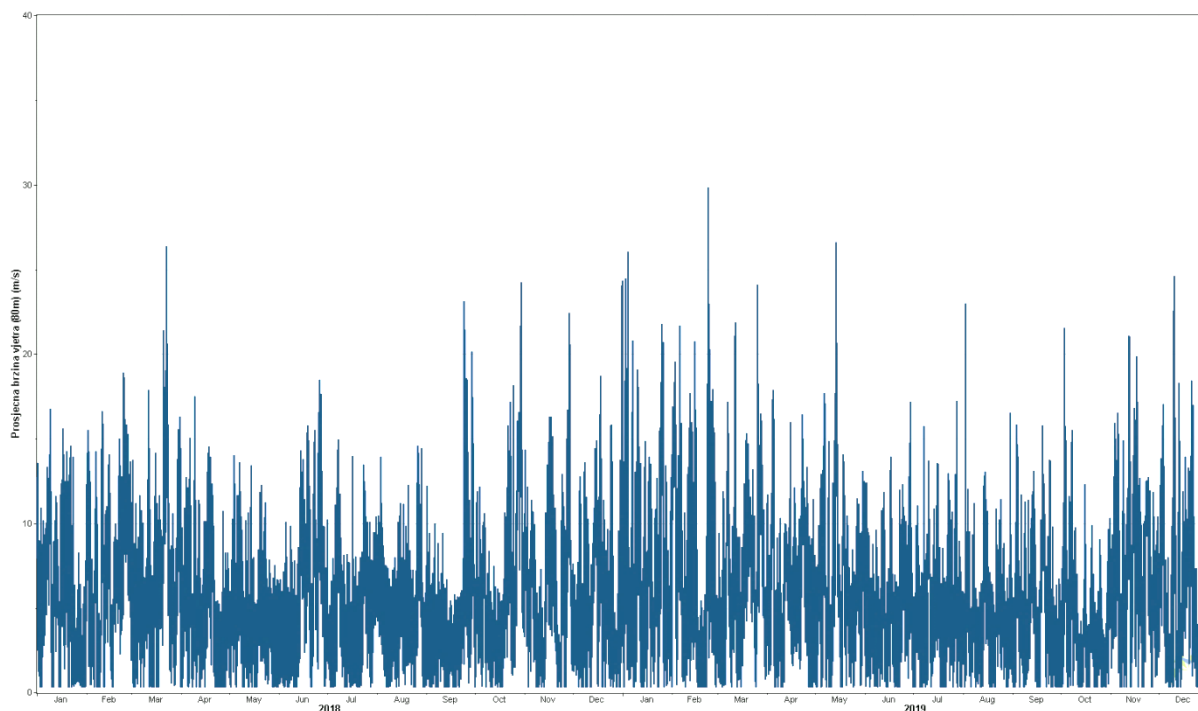
Slika 6. *Trajanje sisanja Sunca [9]*

Jasno je i da insolacija varira godišnje ovisno o položaju Sunca na nebu odnosno godišnjem dobu. Zbog nagnutosti Zemlje, upadni kut zraka Sunca mijenja se tijekom godine što je i uzrok godišnjih doba na našem planetu. Uzme li se geografska lokacija Republike Hrvatske kao primjer, ljeti je Sunce visoko na nebu te je upadni kut tada najveći odnosno obrnuto vrijedi za zimu. Budući da je količina dozračene energije proporcionalna upadnom kutu zraka na površinu, ljeti je insolacija najveća. Slika 7. prikazuje meteorološke podatke za lokaciju u blizini Zadra.



Slika 7. Prosječna mjesečna insolacija na horizontalnu površinu u okolini Zadra [10]

Proizvodnja energije iz vjetra također je varijabilna u vremenu na satnoj razini te mjesečnoj kroz godinu. Može se kao i kod Sunca uočiti ponavljajući uzorak prosječnih brzina vjetra kroz godine na mjesečnoj razini, no brzine vjetra mogu veoma varirati od jednog dana do drugog što zorno prikazuju mjerni podaci s anemometra postavljenog na visinu od 80 m u vlasništvu tvrtke ENCRO d.o.o. Podaci su prikazani računalnim alatom Windographer za 2018. i 2019. godinu. Lokacija mjernog stupa nalazi se u okolini Zadra.



Slika 8 Prosječne brzine vjetra u okolici Zadra na visini od 80 metara [11]

Iskorištavajući oba izvora energije (sunce i vjetar) smanjuje se ukupna varijabilnost postrojenja dok je izlazna snaga na priključku više vremena bliže pa i na ugovorenoj, nominalnoj razini što posljedično diže ukupnu iskoristivost elektrane. Prema [12] hibridne elektrane mogu pružiti razne benefite u usporedbi s konvencionalnim obnovljivim elektranama koje koriste jedan izvor energije te su u nastavku navedeni neki od njih.

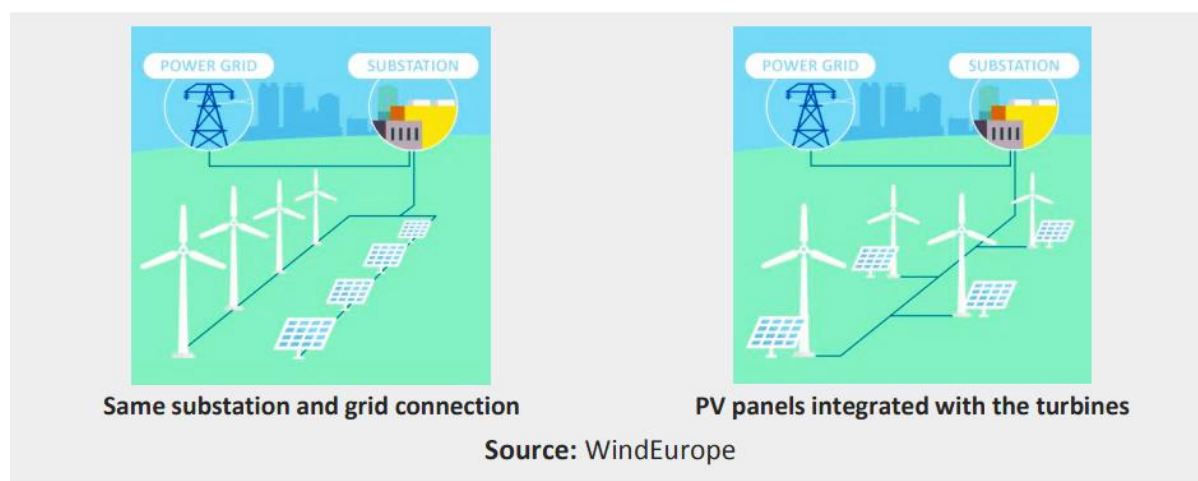
- Mogućnost optimizacije priključenja na mrežu instalacijom većeg kapaciteta od ugovorenog ugovorom o priključku.
- Stabilnija krivulja proizvedene snage u vremenu (smanjivanje varijabilnosti) te samim time veći godišnji faktor kapaciteta.
- U većini slučajeva dovoljan je jedan priključak na mrežu što rezultira manjim infrastrukturnim troškovima.
- Veća iskoristivost zemljišta budući su instalirani kapacitet i snaga veći po metru kvadratnom.
- Troškovi projektiranja, investicijski troškovi te troškovi održavanja se smanjuju zbog činjenice da se u slučaju hibridne elektrane radi o jednom projektu odnosno postrojenju, a ne više zasebnih elektrana.
- Hibridne elektrane mogu ubrzati elektrifikaciju ruralnih područja.

Iako su sunčane elektrane kao i vjetroelektrane danas dobro definirane u tehnološkom odnosno zakonodavnom kontekstu, hibridna elektrana odnosno njihova kombinacija tek ulazi u zakonodavni i regulatorni okvir (npr. Indija). Većina svjetskih vlada iznosi svoje planove za integraciju obnovljivih izvora energije odnosno reforme elektroenergetskog sustava pa je svrsishodno jasno definirati hibridne elektrane kako bi bilo lakše uskladiti njihov ulazak i integraciju. Predložena definicija prema [12] opisuje hibridnu elektranu kao postrojenje za proizvodnju električne energije iz primarne energije pritom koristeći više od jednog izvora energije koristeći jedan priključak na mrežu. Definicija uključuje i sustave s fosilnim izvorima energije, ali ovaj će se rad baviti samo sustavima baziranim na obnovljivim izvorima energije te će se u radu nadalje misliti upravo na takve sustave pod pojmom hibridna elektrana.

Podijeliti ih se može prvenstveno na sustave s mogućnošću skladištenja energije i one bez istog. Ova podjela je važna zato što je lakše diferencirati koristi koje pruža jedan odnosno drugi sustav odnosno pronaći zajedničke benefite.

Hibridne elektrane također je moguće podijeliti na dva tipa u kontekstu konfiguracije na primjeru kombinacije sunčeve energije i energije vjetra.

- Tip A: Zajednička podstanica i priključak za solar i vjetar (slika 9. lijevo)
- Tip B: Fotonaponski paneli integrirani uz vjetroagregate (slika 9. desno)



Slika 9. Tip A (lijevo) i tip B (desno) konfiguracije sunce - vjetar hibridne elektrane [12]

Prednosti i mane za ove dvije konfiguracije dane su u tablici 2 u nastavku.

Tablica 2. Prednosti i nedostaci konfiguracija hibridne elektrane sunce – vjetar [12]

	TIP A	TIP B
PREDNOSTI	<ul style="list-style-type: none"> <li>- smanjeni investicijski troškovi i vrijeme dobivanja dozvola zahvaljujući jednom priključku na mrežu</li> <li>- maksimiziranje iskoristivosti kapaciteta priključenja</li> <li>- združeno projektiranje i održavanje</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- jednostavnija i fleksibilnija opcija u kontekstu razvoja i veličine, pogotovo ako je uključeno skladištenje energije</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- solarni inverteri mogu biti eliminirani</li> </ul>
NEDOSTATCI	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Priključenje i nadzor nisu još standardizirani</li> </ul>	
		<ul style="list-style-type: none"> <li>- mogućnost zasjenjenja od lopatica</li> <li>- kapacitet FN panela je ograničen evakuacijskim kapacitetom snage turbina te prostorom</li> </ul>

U slučaju uključenog skladištenja energije mogu se identificirati još tri podtipa:

- Skladišni modul kao pomoćna komponenta
- Skladišni modul kao nezavisno kontrolirana komponenta
- Miješani slučaj

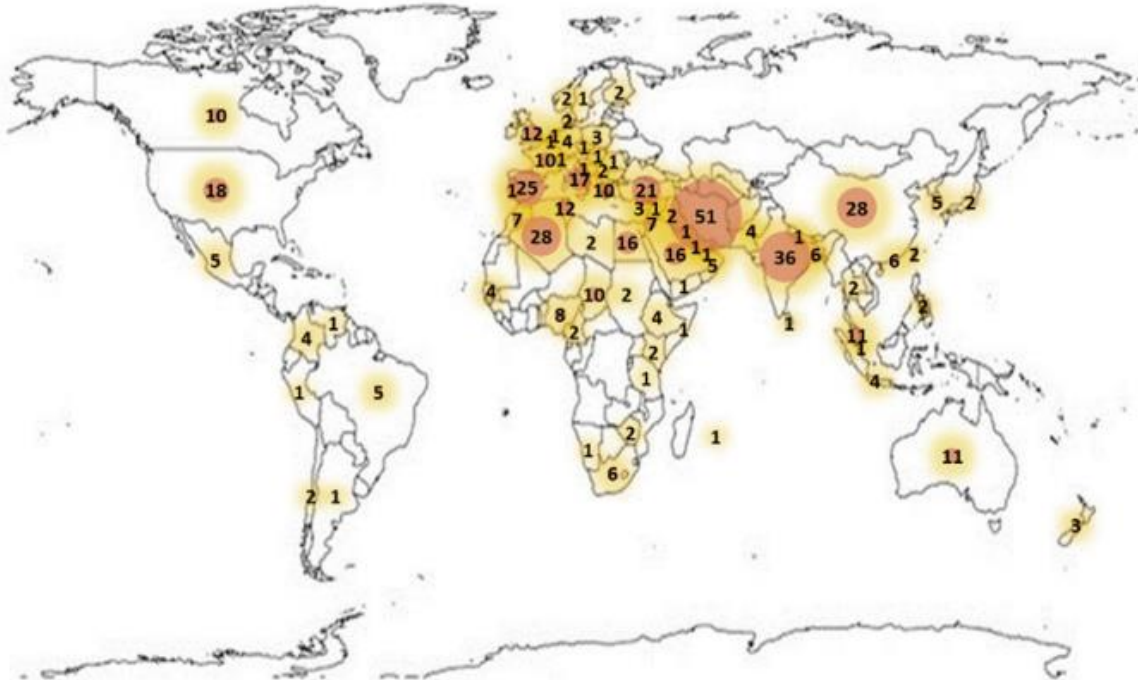
U svibnju 2021. godine objavljen je znanstveni članak pod imenom „*A literature review and statistical analysis of photovoltaic-wind hybrid renewable system research by considering the most relevant 550 articles: An upgradable matrix literature database*“ [13] u časopisu *Journal of Cleaner Production*. Cilj istraživanja bio je stvoriti obnovljivu bazu literature na temu hibridnih sustava u izvedbi sunce – vjetar. Analizirano je 550 najrelevantnijih članaka i radova objavljenih u razdoblju od 1995. do 2020. godine (na platformama *ScienceDirect* i *Scopus*) koji su kategorizirani na nekoliko načina kao naprimjer geografska lokacija, vrste komponenata, namjena itd [13].

Osnovne karakteristike u bazi podataka (tablicama) su:

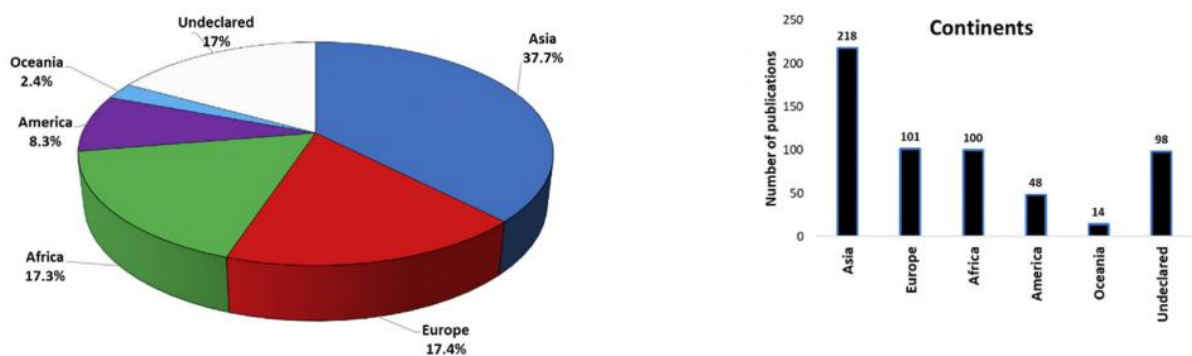
- Generalni podaci o radu
- Lokacija
- Tip studije (eksperimentalni ili postojeći sustav)
- Konfiguracija sustava
  - o dodatne komponente ako postoje (baterija, ostali načini spremanja energije itd.)
  - o sustav spojen na mrežu (*on – grid*) ili otočni sustav (*off – grid*)
- Namjena hibridnog sustava
  - o rezidencijski
  - o okružni
  - o sveučilišni
  - o ne rezidencijski
  - o punjenje električnih vozila
- Tip analize
  - o parametarska analiza
  - o energetska analiza
  - o ekonomska analiza
  - o analiza utjecaja na okoliš
- Indikatori i optimizacijski algoritmi
- Statistička analiza instalirane snage [13]

Zanimljivo je pogledati kontinentalnu raspodjelu lokacija te je ista dana slikom 10. Jasno je da najveći dio istraživanja dolazi iz Azije, otprilike jednako kao zbroj svih ostalih lokacija. U Europi i Africi također se frekventno objavljivalo istraživanja na temu hibridnih sustava. U

kontekstu klime najveći broj radova lociran je u vrućem pustinjskom pojasu što je objašnjivo naglaskom na iskorištavanje sunca čiji je potencijal upravo na tom području globalno najbolji [13].



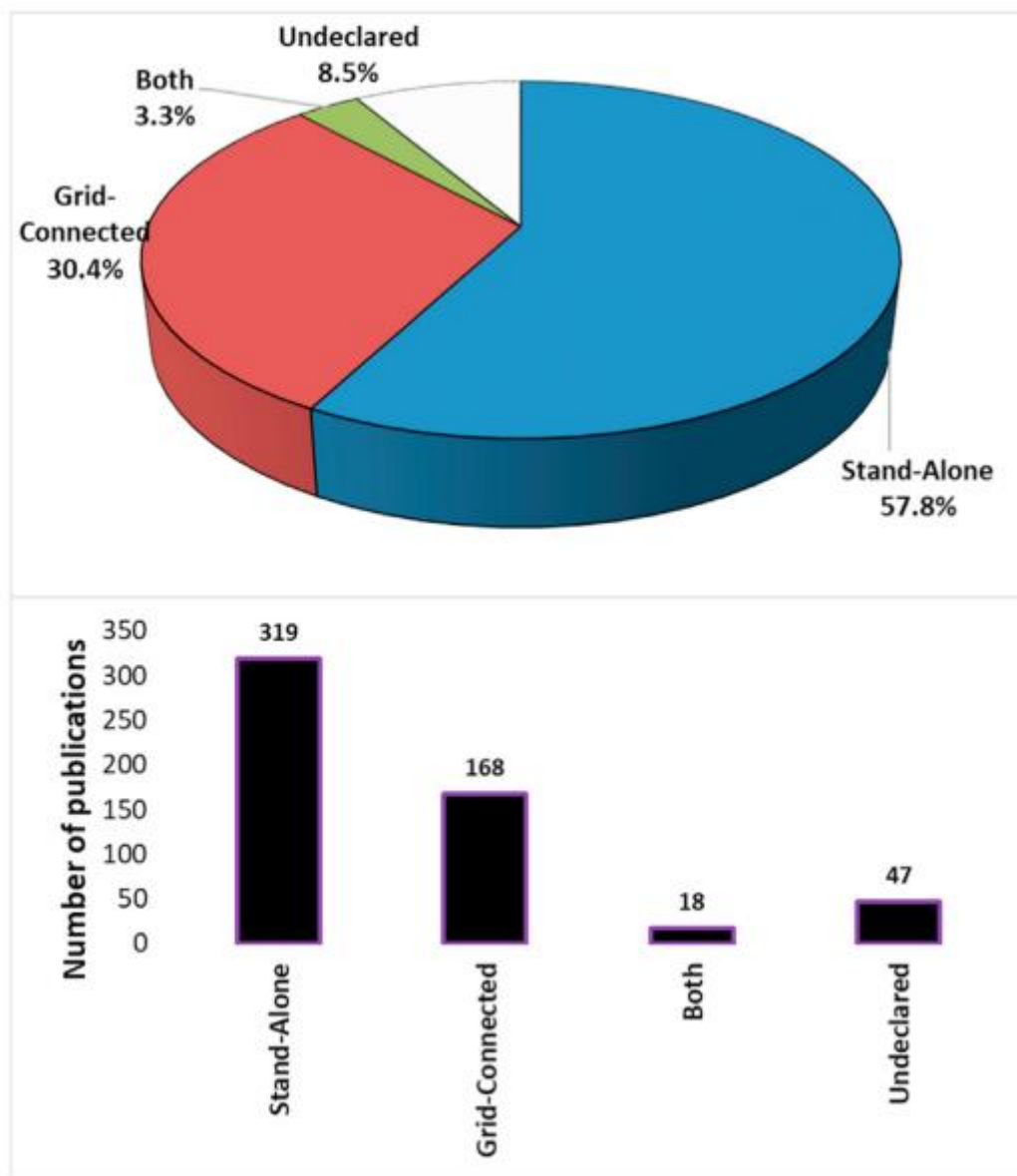
Slika 10. Raspodjela objavljene literature na temu hibridnih elektrana [13]



Slika 11. Raspodjela objavljene literature na temu hibridnih elektrana - kontinenti i države [13]

U kontekstu konfiguracije prevladavaju otočni sustavi, istraživanja se fokusiraju na zadovoljavanje izoliranih korisnika te osiguravanju energetske sigurnosti bez spajanja na

nacionalne mreže. Tako je jasno vidljivo sa slike 12 da su sustavi spojeni na mrežu subjekti istraživanja otprilike duplo manje od onih koji nisu spojeni na mrežu [13].



Slika 12 Raspodjela objavljene literature na temu hibridnih elektrana prema priključku na mrežu [13]

Za potrebe ovog rada zanimljivo je još navesti neke korisne zaključke ove velike analize literature [13].

- Iran, Indija i Kina su države s najvećim brojem objavljenih radova na svijetu.
- Suhe i tople klimatske zone prevladavaju brojem objavljenih istraživanja.
- Najzastupljenija korištena metoda je simulacija

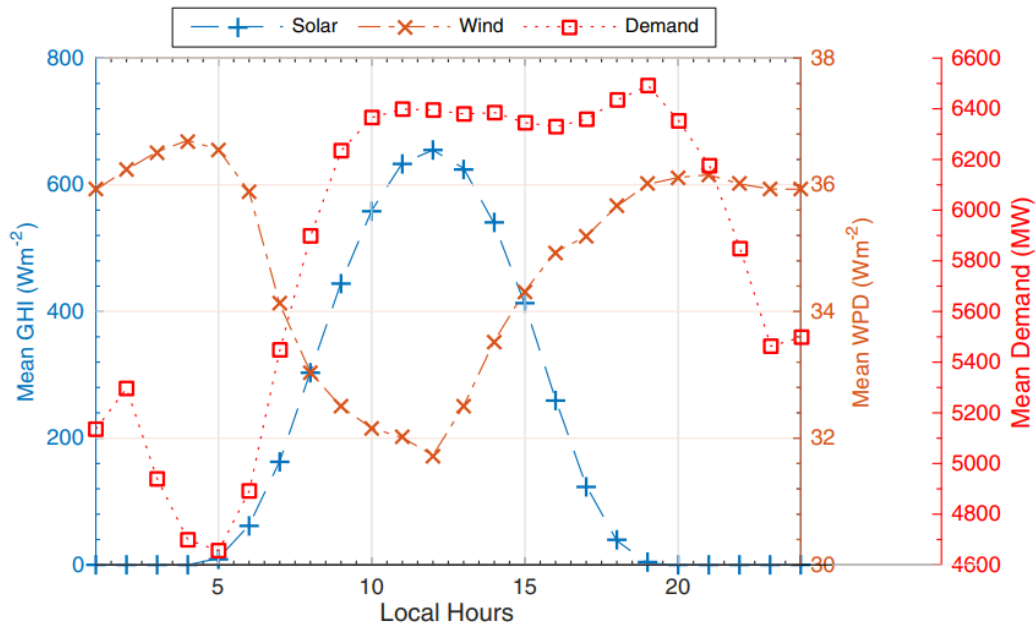


- Baterija je najviše korištena dodatna komponenta za sve konfiguracije, slijede ju dizelski generator za otočne sustave odnosno gorive ćelije za sustave spojene na mrežu
- Otočni sustavi su najzastupljenija konfiguracija u istraživanjima
- Rezidencijska namjena korištenja sustava je najviše istraživana
- PV moduli su više korišteni za sustave manjih snaga, dok vjetroagregati prevladavaju u sustavima većih snaga

Pored navedene analize i sinteze najrelevantnijih članaka u zadnjih 25 godina, korisno je obratiti pažnju i na članak imena „*A review on the complementarity between grid-connected solar and wind power systems*“ [14] objavljen 2020. godine s ciljem kritičkog osvrta na najnovije načine razumijevanja komplementarnosti sunca i vjetra u kontekstu elektroenergetske mreže. Ovo istraživanje analiziralo je 41 rad na temu komplementarnosti sunca i vjetra te je zanimljivo obratiti pažnju na istaknute radove koji su promatrali upravo hibridna postrojenja kao kombinaciju ova dva obnovljiva izvora energije, na istoj lokaciji. Izdvojena su istraživanja brazilske vlade te australskih znanstvenika [14].

Brazilsko ministarstvo zaduženo za energiju objavilo je 2017. godine izvješće o sunce – vjetar hibridnim sustavima. Analizirane su četiri lokacije u Brazilu na kojima su zamišljena hibridna postrojenja od kojih se svako sastajalo od sunčanih agregata i fotonaponskih modula u radijusu od 20 km. Korištena je ista podstanica odnosno priključak na mrežu je bio isti za obje tehnologije te su rezultati studije potvrdili da ove dvije tehnologije mogu koristiti isti priključak na mrežu [15].

Australski znanstvenici istraživali su sinergiju sunca i vjetra kao izvora energije u kontekstu lokacije i vremena. Slika 13 prikazuje karakteristike sinergije sunca i vjetra u odnosu na vršno opterećenje. Sve veličine usrednjene su za godinu 2010. Veličina GHI (*global horizontal irradiation*) predstavlja energetske potencijal sunca, a veličina WPD (*wind power density*) potencijal vjetra [16].



Slika 13. Karakteristike sinergije sunca i vjetra uz vršno opterećenje usrednjene za 2010. godinu za referentni priključak u državi Victoria (Australija) [16]

Objektive studije zaključuju kako kombinacija sunca i vjetra kao izvora energije na istoj lokaciji pokazuje bolje parametre u kontekstu varijabilnosti sustava od korištenja samo jednog od ova dva obnovljiva izvora energije. U vremenu kada se svijet oslanja na ubrzan i što veći prodor obnovljivih izvora energije u elektroenergetske sustave, pogotovo sunca i vjetra, te svjestan njihovih nedostataka u smislu varijabilnosti, ovakvi rezultati su ohrabrujući te dobra motivacija za nastavak istraživanja i ulaganja u pametna rješenja za što kvalitetniju tranziciju svjetskih elektroenergetskih sustava u kontekstu obnovljivosti.

#### 4. ELEKTROENERGETSKI SUSTAV REPUBLIKE HRVATSKE

Korisno je za ovaj rad opisati elektroenergetski sustav Republike Hrvatske te naglasiti neke karakteristike poput proizvodnje električne energije, trenutna opterećenja, uvoz, izvoz i povezanost sa susjednim elektroenergetskim sustavima.

Hrvatski elektroenergetski sustav (EES) čine proizvodni objekti i postrojenja, prijenosna i distribucijska mreža i potrošači električne energije na području Republike Hrvatske. Radi sigurne i kvalitetne opskrbe kupaca električnom energijom i razmjene električne energije, hrvatski EES povezan je s EES-ima susjednih država i ostalim sustavima članica ENTSO-E koji zajedno tvore sinkronu mrežu kontinentalne Europe. Kupci u Hrvatskoj opskrbljuju se električnom energijom iz elektrana na području Hrvatske, iz elektrana izgrađenih za hrvatske potrošače u susjednim državama i nabavom električne energije iz inozemstva [17].

Elektroenergetska bilanca za 2020. godinu, prikazana tablicom 3, prikazuje stanje u sustavu na razini proizvodnje, uvoza i izvoza električne energije te daje koristan uvid u kapacitet elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske kao i generirane gubitke.

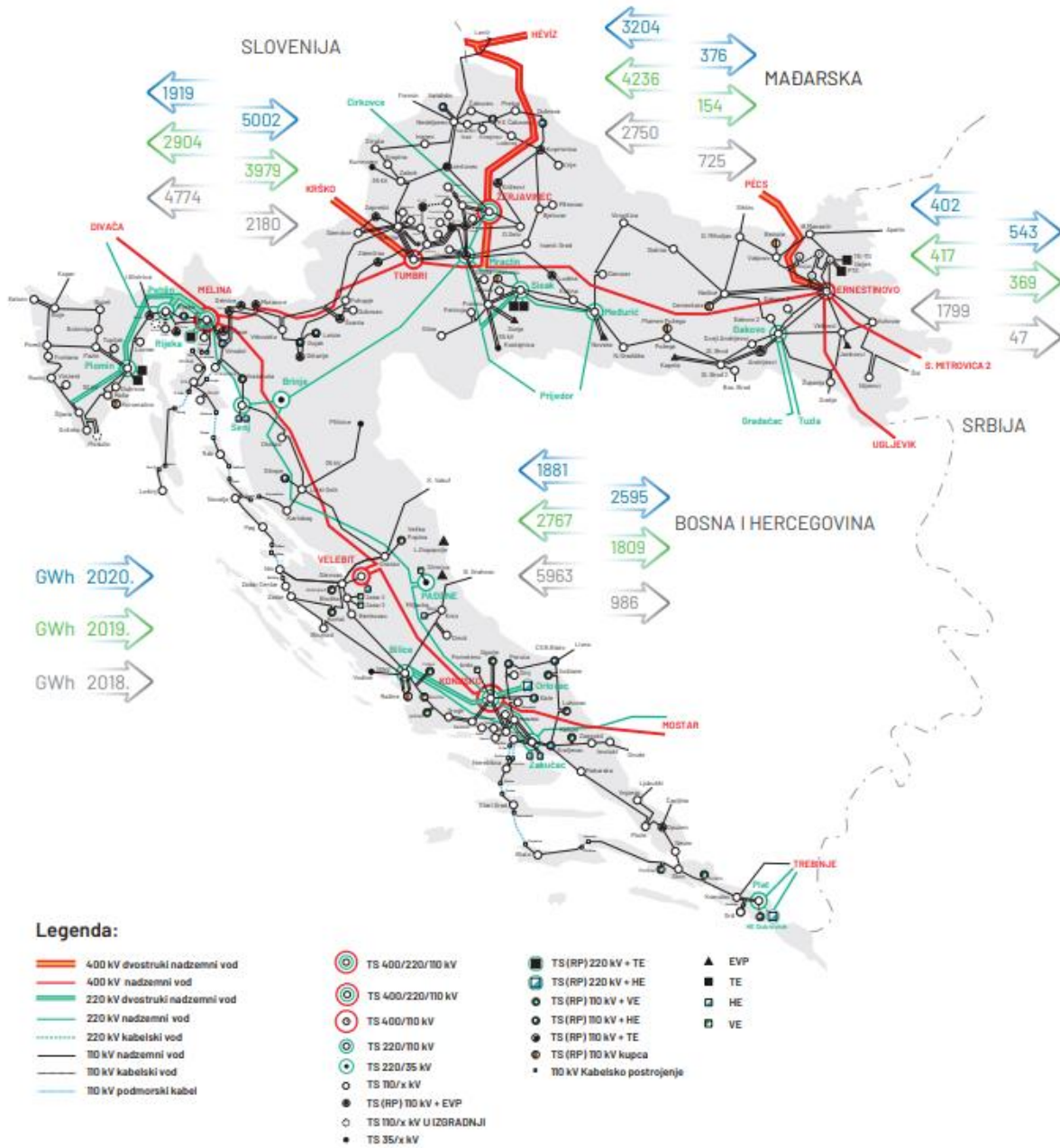
Tablica 3. *Elektroenergetska bilanca EES-a Republike Hrvatske [18]*

Br.	Bilanca	Energija [GWh]
1	Proizvodnja el. energije u priključenim elektranama	10801
2	Prekogranični ulaz el.energije u RH	10490
3	Prekogranični izlaz el. energije iz RH	5434
4 (3-2)	Razlika razmjene el. energije	5056
5 (1+2)	Ukupna dobava el. energije na mrežu	21291
6 (5-3)	Ukupna potrošnja na mreži	15857
7	Isporuka izravno priključenim kupcima	1057
8	Ostvareni ukupni gubici	373
9	Ukupna prenesena energija	21432

Krajem 2020. godine prijenosni sustav se sastojao od ukupno šest transformatorskih stanica najviše naponske razine od 400 kV te 1246 kilometara dalekovoda iste naponske razine. Dalekovodi od 400 kV koji se prostiru od istočnog dijela teritorija (Ernestinovo), preko sjeverozapadnog (Zagreb) i zapadnog (Rijeka) do južnog (Split) povezuju hrvatski

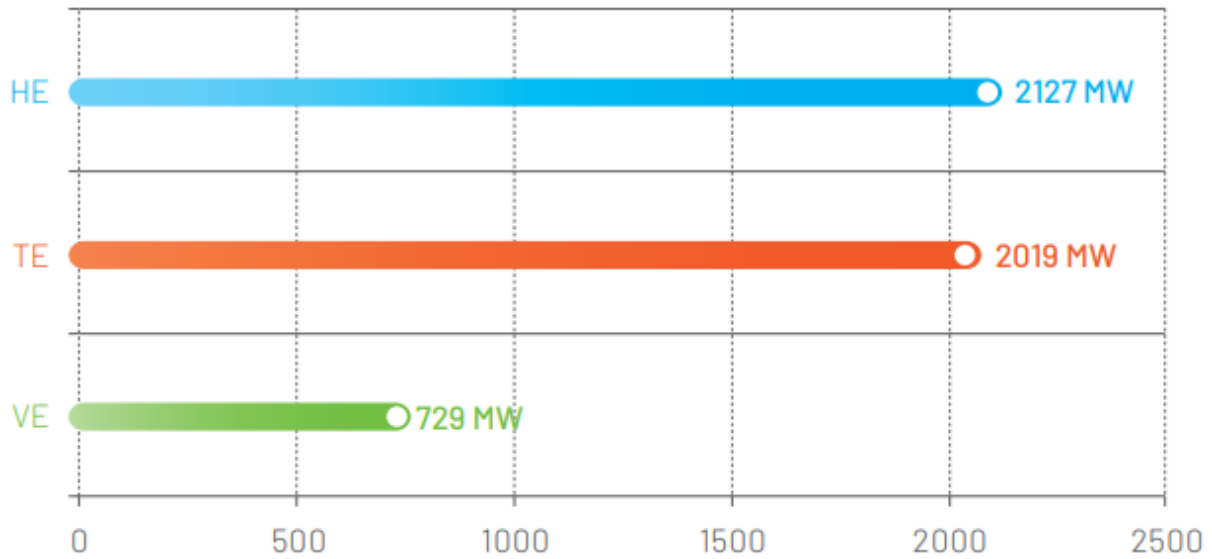
elektroenergetski sustav sa susjednim sustavima Bosne i Hercegovine, Mađarske, Srbije i Slovenije. Osam dalekovoda naponske razine 220 kV ukupne dužine od 1331 km te 18 dalekovoda ukupne dužine od 5181 km u trajnom ili povremenom pogonu međusobno povezuju hrvatski EES s ostalim zemljama članicama ENTSO – E. Dobra povezanost hrvatskog prijenosnog sustava s prijenosnim sustavima susjednih zemalja omogućuje značajan izvoz, uvoz i tranzit električne energije, a Republiku Hrvatsku pozicionira kao vrlo važnu poveznicu EES-ova srednje i jugoistočne Europe [18].

Slika 14 prikazuje shemu hrvatskog EES-a zajedno sa iznosima prekogranične razmjene za 2018., 2019., i 2020. godinu.






Slika 14. Shema hrvatskog EES-a [18]

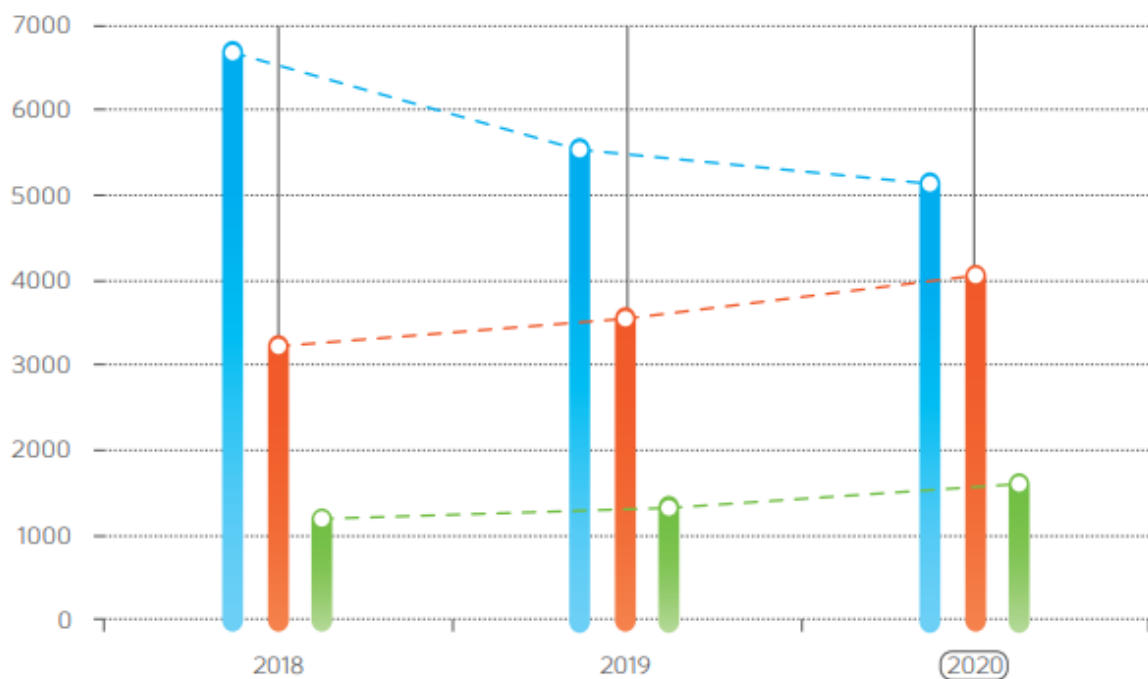
Porijeklo priključene snage dato je na slici 15.



Slika 15. Porijeklo priključne snage 2020. godina [18]

Od ukupnog iznosa od 4875 MW priključne snage najveći postotak pripada hidroelektranama te iznosi 44 % s iznosom od 2127 MW. Termoelektrane sudjeluju sa sličnim postotkom kao i hidroelektrane te je njihov udio 41 % odnosno iznos od 2019 MW. Najmanji udio pripada vjetroelektranama s 15 % ukupne priključne snage, u iznosu od 729 MW. Godišnja proizvodnja dodatno oslikava situaciju te je prikazana na slici 16 [18].

		2018	2019	2020
Proizvodnja HE		6691	5606	5134
Proizvodnja TE		3206	3709	4073
Proizvodnja VE		1240	1343	1594



Slika 16. Godišnja proizvodnja za period od 2018. do 2020. [18]

Vidljivo je iz svega navedenog da Republika Hrvatska više od pola ukupne energije proizvodi iz obnovljivih izvora energije što ju stavlja u dobru poziciju u kontekstu dostizanja postavljenih ciljeva smanjenja emisija stakleničkih plinova. Problem je doduše vidljiv u smanjenju proizvedene električne energije hidroelektrana odnosno nadoknađivanja iste paljenjem termoelektrana. Proizvedena energija hidroelektrana, dakako, ovisi o padalinama tijekom godine te je za očekivati kako trend vidljiv sa slike 16 nije pravilo. Proizvodnja vjetroelektrana otprilike linearno raste, no i dalje postoji veliki potencijal, pogotovo u smislu gašenja termoelektrana odnosno zamjene njihovih kapaciteta obnovljivim vjetroelektranama i sunčanim elektranama. Elektrane koje koriste Sunce kao izvor primarne energije nisu

navedene u godišnjim izvješćima budući da su kapaciteti spojeni na mrežu zanemarivo mali u usporedbi s tri tehnologije prikazane na slikama. Ovdje je važno naglasiti da Republika Hrvatska ima dobru geografsku poziciju za iskorištavanje sunčeve energije te bi svakako trebala ulagati u gradnju takvih elektrana o čemu će više biti govora u sljedećim poglavljima.



## **5. RAZVOJ PROJEKATA I GRADNJA OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE**

U Republici Hrvatskoj organiziranje tržišta električne energije, te prijenos i distribucija električne energije su regulirane djelatnosti koje se obavljaju kao javne usluge. Iste su podijeljene na sljedeći način. Za organiziranje tržišta električne energije zadužen je HROTE odnosno Hrvatski operator tržišta energije. Za prijenos električne energije, održavanje, izgradnju i razvoj prijenosnog sustava te vođenje elektroenergetskog sustava (EES-a) zadužen je HOPS odnosno Hrvatski operator prijenosnog sustava. Na kraju, za distribuciju električne energije, održavanje, razvoj i izgradnju distribucijskog sustava zadužen je HEP – Operator distribucijskog sustava. Sudionici na tržištu električne energije su proizvođači, trgovci, i krajnji kupci. Nadalje, svi tržišni sudionici osim krajnjeg kupca, dakle proizvođač, opskrbljivač i trgovac, moraju imati dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti koje u Republici Hrvatskoj izdaje Hrvatska Regulatorna Agencija odnosno HERA [19].

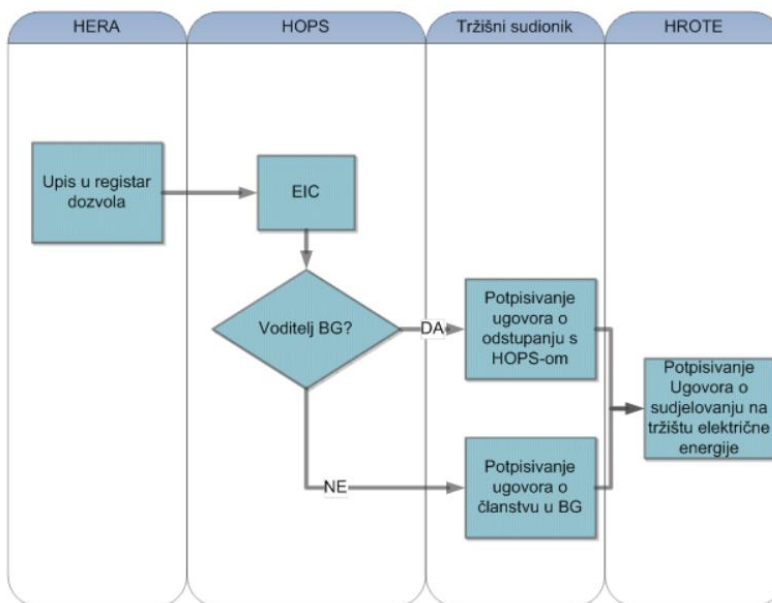
Budući da je svrha ovog rada ispitati isplativost proizvodnje električne energije hibridnim postrojenjem sunce – vjetar, u nastavku je pobliže objašnjen tržišni subjekt „proizvođač“ te potrebni koraci kako se postaje isti. HROTE kao organizator tržišta daje jasne definicije o sudionicima na tržištu te za proizvođače vrijedi sljedeće.

Proizvođač električne energije je energetska subjekt koji obavlja djelatnost proizvodnje električne energije i za to posjeduje dozvolu, zatim energetska subjekt koji proizvodi električnu energiju isključivo za vlastite potrebe te energetska subjekt koji električnu energiju proizvodi u proizvodnim objektima snage do 1 MW. Proizvođač može kupiti ili prodati električnu energiju drugom proizvođaču, opskrbljivaču, trgovcu, burzi električne energije, Hrvatskom operatoru prijenosnog sustava u svrhu pružanja pomoćnih usluga, pružanja usluge uravnoteženja, kompenzacijskog plana razmjene i za pokriće gubitaka u prijenosnoj mreži, HEP - Operatoru distribucijskog sustava u svrhu pružanja pomoćnih usluga i za pokriće gubitaka u distribucijskoj mreži ili tako da je uveze ili izveze preko granica Republike Hrvatske. Postoje dvije kategorije proizvođača – povlašteni proizvođač i nezavisni proizvođač. Oni proizvođači koji električnu energiju proizvode iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije mogu steći pravo povlaštenog proizvođača. Zakon o energiji i Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji te posebni podzakonski akti reguliraju poticanje takve proizvodnje te otkup i prodaju tako proizvedene električne energije [19].

Kako bi se postalo proizvođač na tržištu električne energije u Republici Hrvatskoj potrebno je poduzeti sljedeće korake.

- Upis pravne/fizičke osobe u sudski/obrtni registar.
- Ishođenje dozvole za obavljanje energetske djelatnosti proizvodnje električne energije koju izdaje HERA (za proizvodnu snagu veću ili jednaku 1 MW).
- Sklapanje ugovora o korištenju mreže s HOPS-om i/ili HEP-ODS-om.
- Ishođenje EIC oznake u uredu za izdavanje EIC oznaka ovlaštenom od ENTSO-e.
- U slučaju da želi biti:
  - Voditelj bilančne grupe: sklapanje ugovora o odgovornosti za odstupanje s HOPS-om.
  - Član postojeće bilančne grupe: sklapanje ugovora o članstvu u izabranoj bilančnoj grupi.
- Ispunjavanje Zahtjeva za sklapanje Ugovora o sudjelovanju na tržištu električne energije s HROTE-om.
- Sklapanje Ugovora s HROTE-om o sudjelovanju na tržištu električne energije.
- U slučaju uvoza ili izvoza:
  - Podnošenje zahtjeva za sudjelovanje u dodjeli prekograničnih prijenosnih kapaciteta HOPS-u,
  - Sudjelovanje u dodjeli prekograničnih prijenosnih kapaciteta (ovisno o granicama dodjelu organizira i provodi HOPS, JAO ili SEE CAO). [19]

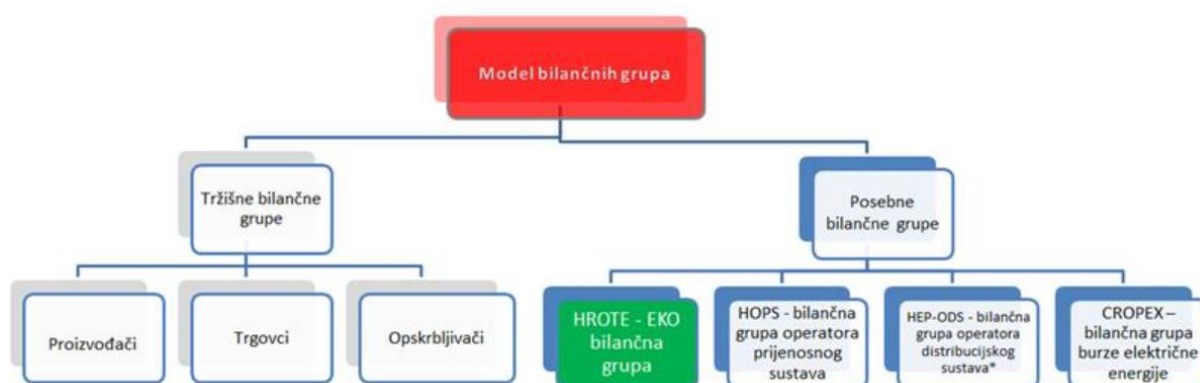
Shema opisanog sustava te algoritam ishoda dozvole za sudjelovanje na tržištu dani su na slici 17.



Slika 17. Shema HROTE [19]

Potrebno je još pojasniti termin bilančna grupa kako bi se u potpunosti razumjelo opisane korake. Dakle, bilančna grupa sastoji se od jednog ili više članova odnosno sudionika na tržištu električne energije. Voditelj bilančne grupe odgovoran je za odstupanje proizvodnje sudionika grupe. Predviđeni su različiti tipovi bilančnih grupa – tržišna bilančna grupa (nema ograničenja u odnosu na broj i vrstu članova unutar pojedine grupe), EKO bilančna grupa, bilančne grupe operatera sustava te bilančna grupa burze električne energije. Sve bilančne grupe osim tržišne ograničene su na jednog člana, operator prijenosnog sustava, operator distribucijskog sustava te burza jedini su članovi u svojim bilančnim grupama. Članovi EKO bilančne grupe su povlašteni proizvođači električne energije koji imaju sklopljen ugovor o otkupu električne energije s HROTE-om, a voditelj te bilančne grupe je HROTE. [18]

Na slici 18 prikazana je shema odnosno model tržišta električne energije.



Slika 18. Model tržišta električne energije[20]

## 5.2. Zakonski okvir

U Hrvatskom zakonodavstvu nekoliko je važnih zakona i propisa koji reguliraju razvoj obnovljivih izvora energije te postavljaju pravila i definiraju način izgradnje, priključenja, regulacije, itd. te ishođenje potrebnih dozvola za realizaciju projekata. U ovome poglavlju dat će se pregled zakona na koje je važno obratiti pozornost za uspješnu gradnju obnovljivih izvora energije u Republici Hrvatskoj.

- Zakon o energiji (NN, br. 120/12, 14/14, 95/15, 102/15, 68/18)

Ovaj zakon je najvažniji u kontekstu gradnje postrojenja u energetske sektoru. Između ostalog definira što je to energetski subjekt te ga definira kao pravnu ili fizičku osobu koja obavlja jednu ili više energetskih djelatnosti te ima dozvolu za obavljanje istih. Energetske djelatnosti prema ovom Zakonu su proizvodnja energije, prijenos (transport) energije, pohrana energije, distribucija energije, upravljanje energetskim objektima, opskrba energijom, trgovina energijom, organiziranje tržišta energije [21].

- Zakon o tržištu električne energije (NN, 111/21)

Ovaj zakon donesen je netom prije pisanja ovog rada (listopad 2021.) stoga je važno naglasiti kako podzakonski propisi koje predviđa poput uredbe za izdavanje energetskog odobrenja, novih pravila priključenja i ostalih, još nisu doneseni.

Zajednička pravila za proizvodnju, skladištenje, distribuciju i prijenos te opskrbu električnom energijom pa i odredbe o zaštiti potrošača definirana su ovim Zakonom. Cilj je stvaranje tržišta električne energije kao dijela elektroenergetskog tržišta Europske Unije koje će biti integrirano, pošteno, fleksibilno, konkurentno i transparentno [21].

### *Energetsko odobrenje*

Novina za projekte obnovljivih izvora i visokoučinkovite kogeneracije te postrojenja za skladištenje energije koju je donio ovaj Zakon je Energetsko odobrenje (EO). Ono se dodjeljuje na javnom natječaju na samom početku projektiranja, ali nije potrebno u slučajevima rekonstrukciji i/ili revitalizacije postojećih proizvodnih postrojenja, za postrojenja za skladištenje energije te za projekte geotermalnih voda koje imaju sklopljen ugovor o eksploataciji geotermalnih voda te u slučaju da investitor ima riješene vlasničke odnose na zemljištu na kojem je proizvodno postrojenje planirano. Ovo odobrenje se prethodno donošenju ovog zakona ishodilo nakon lokacijske dozvole dok. Novim Zakonom

ovo odobrenje ishodi se na početku projektiranja postrojenja te tako pruža raniju informaciju Ministarstvu gospodarstva i održivog razvoja o projektima u razvoju s ciljem boljeg i lakšeg upravljanja ovim sektorom [21].

- Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji (ZOIEiVUK) (NN 138/21)

Kao što mu ime govori ovaj zakon direktno se tiče obnovljivih izvora energije te je poput Zakona o tržištu električne energije, u trenutku pisanja ovog rada, jako kratko na snazi. Počeo je važiti u prosincu 2021. godine odnosno tijekom izrade ovog rada. Također, i kod ovog Zakona situacija je takva da trenutno nisu doneseni zakonski propisi koji su njime propisani, ali ubrzo se očekuju budući Zakon propisuje njihovo donošenje u roku od tri do šest mjeseci. ZOIEiVUK nastoji doprinijeti ciljevima Europske unije, u skladu s međunarodnim obvezama za dekarbonizaciju, promicanjem obnovljivih izvora energije i visokoučinkovite kogeneracije odnosno promicanjem njihove proizvodnje i povećanjem udjela u ukupnoj potrošnji energije. Da bi se to postiglo Zakon propisuje poticajne mehanizme i regulatorni okvir koji je potreban [21].

Ovaj zakon donosi klasifikaciju obnovljivih izvora energije koja glasi:

- energija Sunčevog zračenja
- energija vjetra
- hidroenergija
- geotermalna energija
- energija biomase
- energija mora
- nespecificirani i ostali obnovljivi izvori energije

Također je dana i podjela proizvodnih postrojenja na sljedeće grupe te su se u njima pronašle i hibridne elektrane.

- FN elektrane
- Hidroelektrane
- Vjetroelektrane
- Elektrane na biomasu
- Geotermalne elektrane
- Elektrane na bioplin

- Elektrane na tekuća biogoriva
- Elektrane na ostale obnovljive izvore energije
- kogeneracijska postrojenja koja koriste otpad te druga obnovljiva goriva
- **hibridna proizvodna postrojenja**
  - postrojenja koja koriste kombinaciju najmanje dva različita primarna izvora energije ili koja jedan izvor pretvaraju u dva energetska oblika
  - priključena na elektroenergetsku mrežu preko istog obračunskog mjesta [21]
- Ostali zakonski propisi

Zakoni	Opis
<u>Zakon o prostornom uređenju</u>	Relevantno za dobivanje lokacijske, građevinske i uporabne dozvole
<u>Zakon o gradnji</u>	
<u>Zakon o poljoprivrednom zemljištu</u>	Relevantno za korištenje poljoprivrednog zemljišta u državnom vlasništvu
<u>Zakon o vlasništvu i drugim stvarnim pravima</u>	Uređuje pravo korištenja zemljišta na temelju prava građenja
<u>Zakon o koncesijama</u>	Uređuje pravo korištenja zemljišta na temelju korištenja koncesije
<u>Zakon o zaštiti okoliša</u>	Uključiti odredbe o zaštiti okoliša, prirode i ekoloških mreža i dobivanje srodnih dozvola
<u>Zakon o zaštiti prirode</u>	
<u>Zakon o trgovačkim društvima</u>	Propisuje kako uspostaviti pravni subjekt koji može biti trgovačko društvo ili obrt
<u>Zakon o obrtu</u>	
<u>Zakon o obveznim odnosima</u>	Uređuje odredbe ugovora između pravnih i/ili fizičkih ugovornih strana
<u>Zakon o upravljanju državnom imovinom</u>	Uređuje odredbe o upravljanju državnom imovinom, uključujući nekretnine za moguće projektne lokacije

Slika 19. Ostali zakoni koji reguliraju OIE [21]

### 5.1. Ishođenje dozvola prema Priručniku za postupanje u postupcima odobravanja dozvola za PCI (*Project of Common Interest*) projekte

Ministarstvo zaštite okoliša i energetike donijelo je u prosincu 2017. „Priručnik za postupanje u postupcima odobravanja dozvola za PCI (Project of Common Interest) projekte“ [22] u skladu s Uredbom (EU) br. 347/2013. Naglašeno je u priručniku da će po potrebi biti obnavljan te je opis u nastavku pisan prema zadnjoj dostupnoj verziji pod brojem 1.5. Naglašeno je ranije kako se očekuje nova regulacija odredbama koje će biti donesene u skorijoj budućnosti, temeljem novih Zakona (ZOIEiVUK te Zakon o tržištu električne energije) stoga se uskoro može očekivati i novija verzija ovog priručnika. Iako je situacija u ovom kontekstu trenutno zamršena pokušat će se ovim poglavljem pojasniti proces dobivanja dozvola.

Upravo je proces dobivanja dozvola najkompliciraniji te često zamršen dio realizacije projekta. Korisno je, dakle, ovdje opisati odnosno prikazati proceduru te potrebne korake dobivanja dozvola za izgradnju i puštanje u pogon jednog takvog projekta.

Cijela procedura podijeljena je u dvije procedure:

#### 1. Postupak pretprijave

Ovaj proces pokriva razdoblje između početka postupka odobravanja dozvola i prihvaćanja dokumenata za prijavu od strane nadležnog tijela što uključuje i pripremu svih potrebnih ekoloških izvještaja. Trajanje ove faze indikativno se procjenjuje na dvije godine.

#### 2. Zakonska procedura odobravanja dozvola

Razdoblje trajanja od maksimalno godinu i šest mjeseci.



Slika 20. Faze realizacije projekata u kontekstu potrebnih dozvola

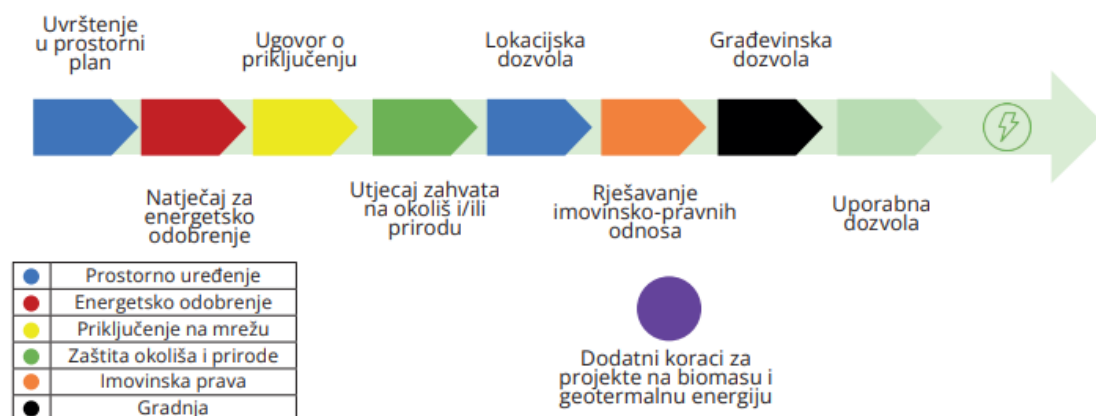
Slika 20 odnosno dijagram toka ishođenja svih potrebnih dozvola i dokumenata prikazuje tijekom prepoznatih faza. U prvoj fazi (FAZA I) projekt se priprema te ona nije regulirana iako je često bitna za učinkovitu provedbu projekta. Sadrži aktivnosti koje je potrebno provesti

prije početka postupka na temelju kojih se predviđa datum početka procesa. Faza II sadrži gore navedene dvije procedure. Postupak pretprijave traje oko 530 dana, a zakonska procedura ishoda dozvola okvirno traje 120 dana. Ovisno o složenosti projekta neki postupci mogu trajati i duže. Faza III započinje nakon završenih radova te traje okvirno 98 dana, a i kod nje je moguće da potraje duže. Ukupno trajanje procjenjuje se na oko 1,7 godina. Dio postupaka može se odvijati u isto vrijeme što pozitivno utječe na vrijeme ishoda dozvola odnosno realizacije projekta.

Problem koji se javlja leži u činjenici kako razvoj tehnologija teče brže od ukupnog razvoja i realizacije projekta što se donekle može ublažiti prilikom predaja određene dokumentacije i to šturim pisanjem tehnoloških svojstava opreme, sve u svrhu korištenja što aktualnijih tehnologija odnosno što bolje opreme pri završnim fazama kada je nužno navesti egzaktnu opremu i njene karakteristike. U nastavku je dana slika 5.1.2. na kojoj su grafički prikazani procesi ishoda dozvola (faza II).

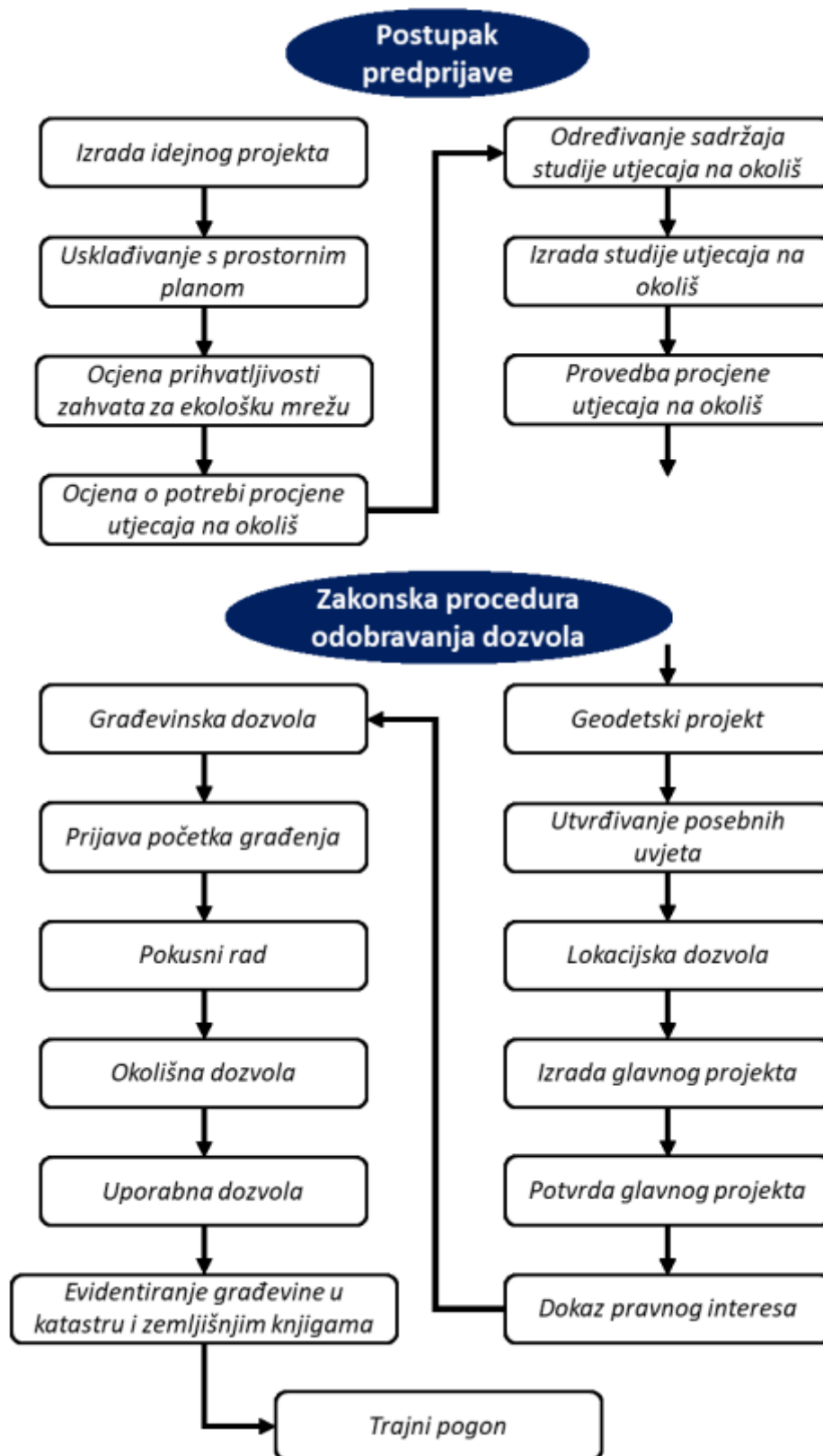
U prosincu 2021. godine, ponovno u tijeku pisanja ovog rada, objavljen je „Vodič za razvoj i provedbu projekata obnovljivih izvora energije u Hrvatskoj“ izrađen financiranjem Europske banke za obnovu i razvoj, a izradila ga je EnergoVizija d.o.o. u suradnji s timom OIE stručnjaka iz privatnog sektora [21].

U ovom vodiču također je dan pregled najvažnijih upravnih koraka pri realiziranju OIE projekata u Republici Hrvatskoj te je grafički prikazan slikom 21. Valja naglasiti kako se u samom vodiču tvrdi da sadrži samo općeniti pregled glavnih postupaka za koje se može tvrditi da su u skladu s već spomenutim Priručnikom na početku poglavlja, uz naglasak na novo uvedeno i već pojašnjeno Energetsko odobrenje [21].



Slika 21. Najvažniji upravni postupci kod OIE projekata u RH [21]

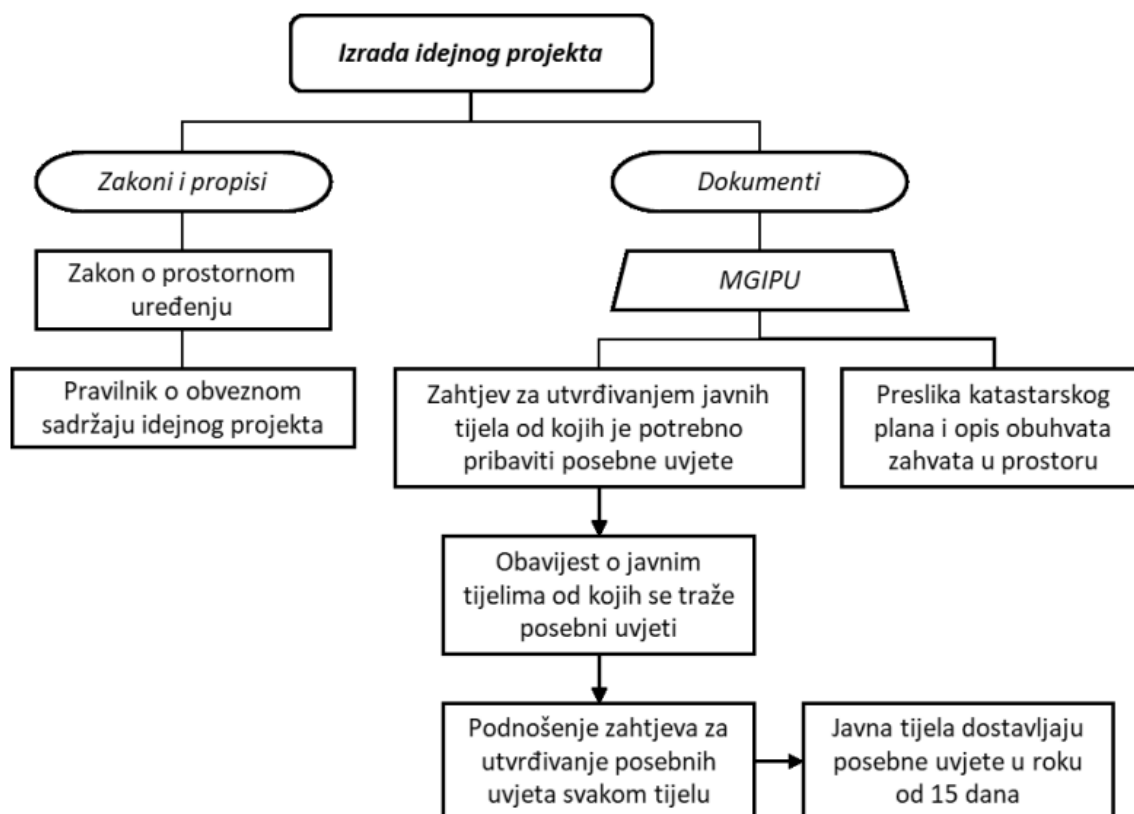




Slika 22. Potrebni koraci pri ishođenju dozvola [23]

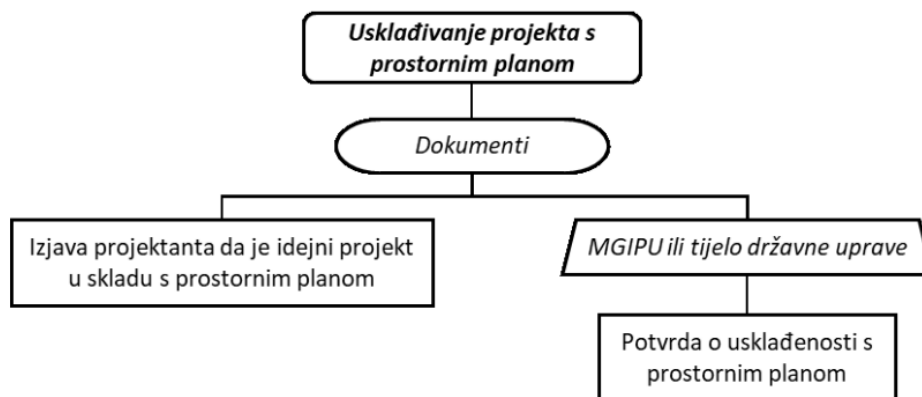
U nastavku su opisani pojedini koraci te navedeni svi dokumenti koji su potrebni za njihovo izvršavanje.

### 1. Izrada idejnog projekta

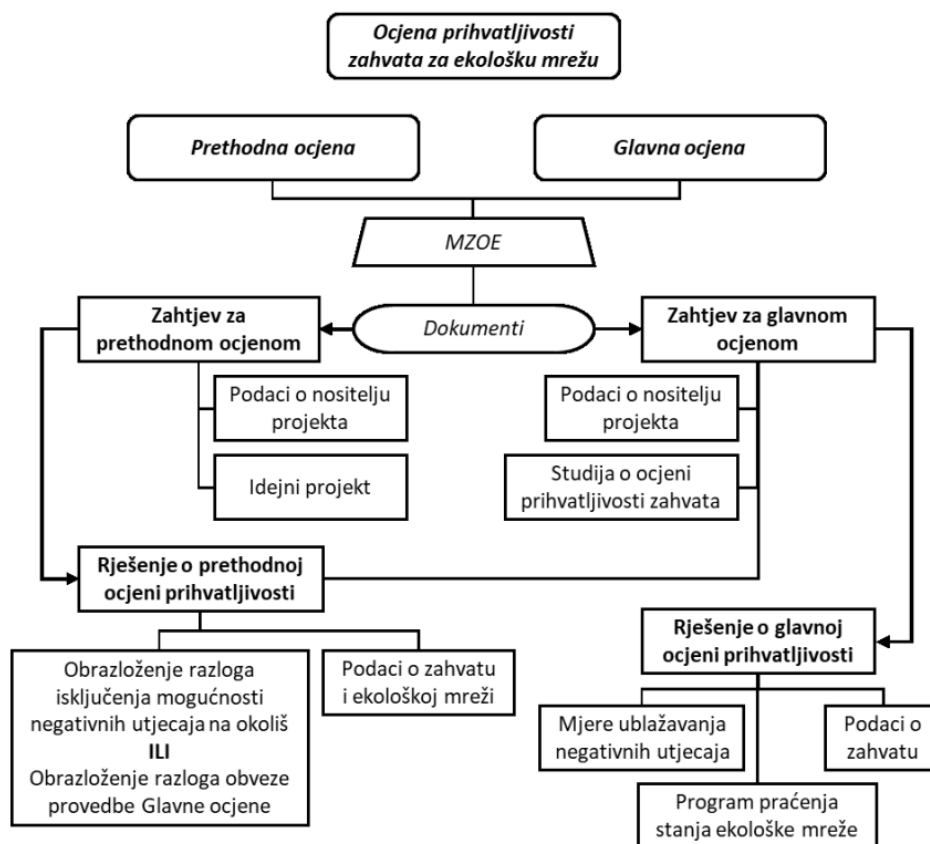


Slika 23. Izrada idejnog projekta [23]

Slika 23 prikazuje izradu idejnog projekta sukladno Zakonu o prostornom uređenju i Pravilniku o obveznom sadržaju idejnog projekta. Posebne uvjete može se podijeliti u nekoliko kategorija ovisno o čemu ovise: o vrsti građevine (zaštita od požara, sanitarni uvjeti, zaštita okoliša, zaštita od buke itd.), o lokaciji zahvata (npr. uvjeti Ministarstva obrane, kulturne i spomeničke vrijednosti), uvjeti priključenja (komunalna mreža, distribucijska odnosno prijenosna elektroenergetska mreža...) te postoje i uvjeti koji mogu ovisiti o vrsti građevine i o lokaciji (vodopravni uvjeti, konzervatorski uvjeti...). Javnopravna tijela dužna su posebne uvjete utvrditi ili odbiti zahtjev za rješenjem u roku od 15 dana nakon primitka zahtjeva za njihovim izdavanjem, u suprotnom smatra se da posebnih uvjeta nema.

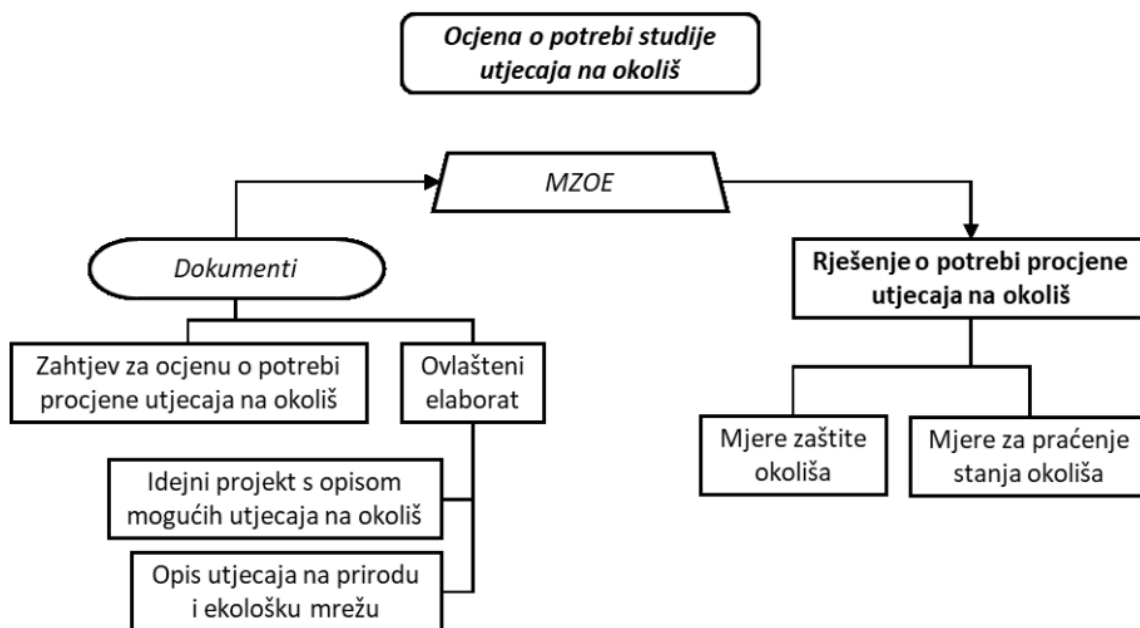
2. Usklađivanje projekta s prostornim planom

Slika 24. Usklađivanje projekta s prostornim planom [23]

3. Prehodna ocjena prihvatljivosti zahvata za ekološku mrežu i/ili Glavna ocjena prihvatljivosti za ekološku mrežu

Slika 25. Ocjena prihvatljivosti zahvata za ekološku mrežu [23]

#### 4. Ocjena o potrebi procjene utjecaja na okoliš



Slika 26. Ocjena o potrebi studije utjecaja na okoliš [23]

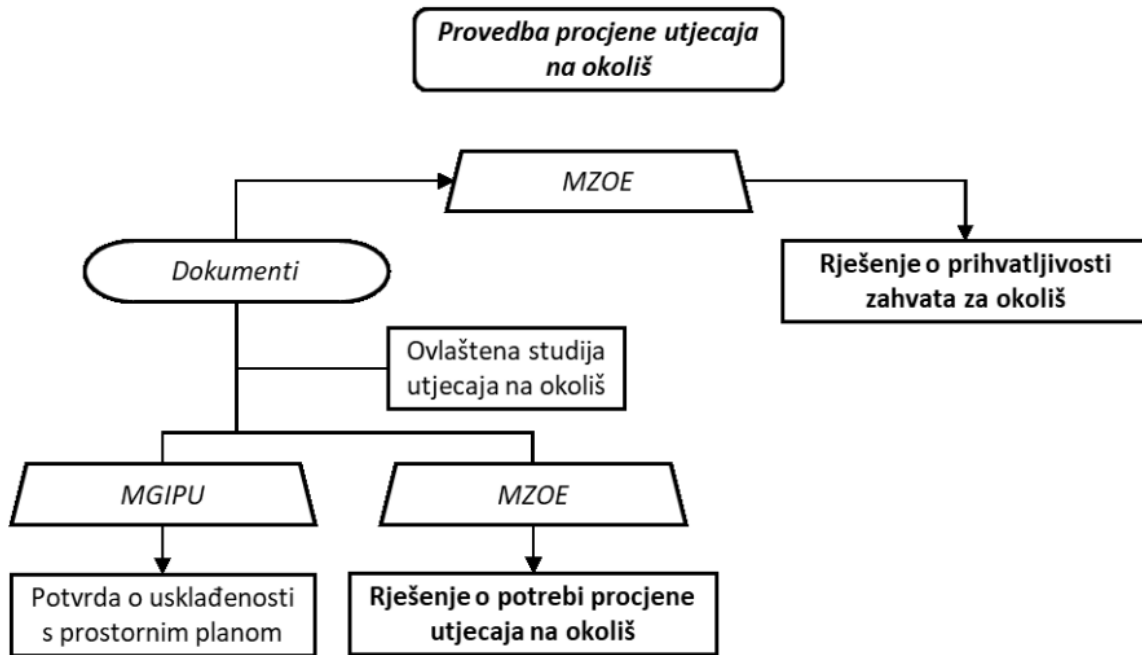
#### 5. Određivanje sadržaja studije utjecaja na okoliš

Od dokumenata potreban je elaborat izrađen od ovlaštenika koji sadrži načelni opis zahvata s opisom potencijalnih utjecaja na okoliš, prirodu te ekološku mrežu. MZOE tada izdaje mišljenje s prijedlogom sadržaja studije te je dužno isto učiniti u roku od 3 mjeseca. Ovaj korak nije obavezan, no koristan je jer definira kako se provodi studija u sljedećem koraku.

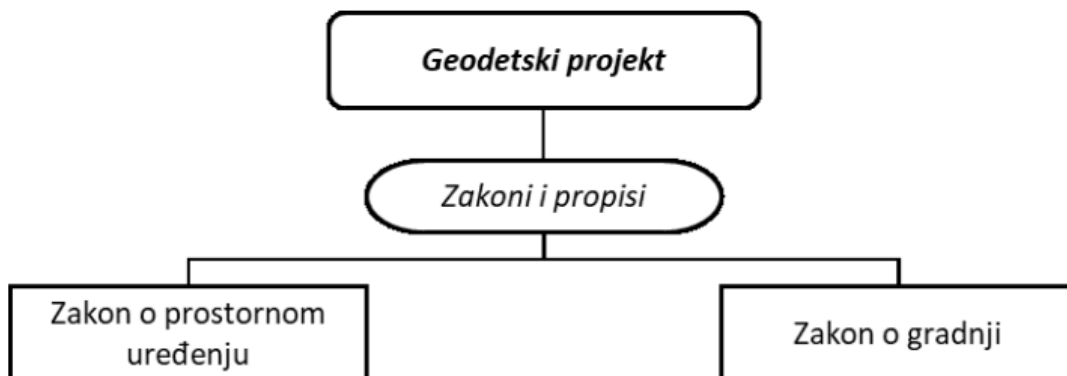
#### 6. Izrada studije utjecaja na okoliš.

Provodi se prema mišljenju odnosno prijedlozima iz prethodnog koraka

#### 7. Provedba procjena utjecaja na okoliš



Slika 27. Provedba procjene utjecaja na okoliš [23]

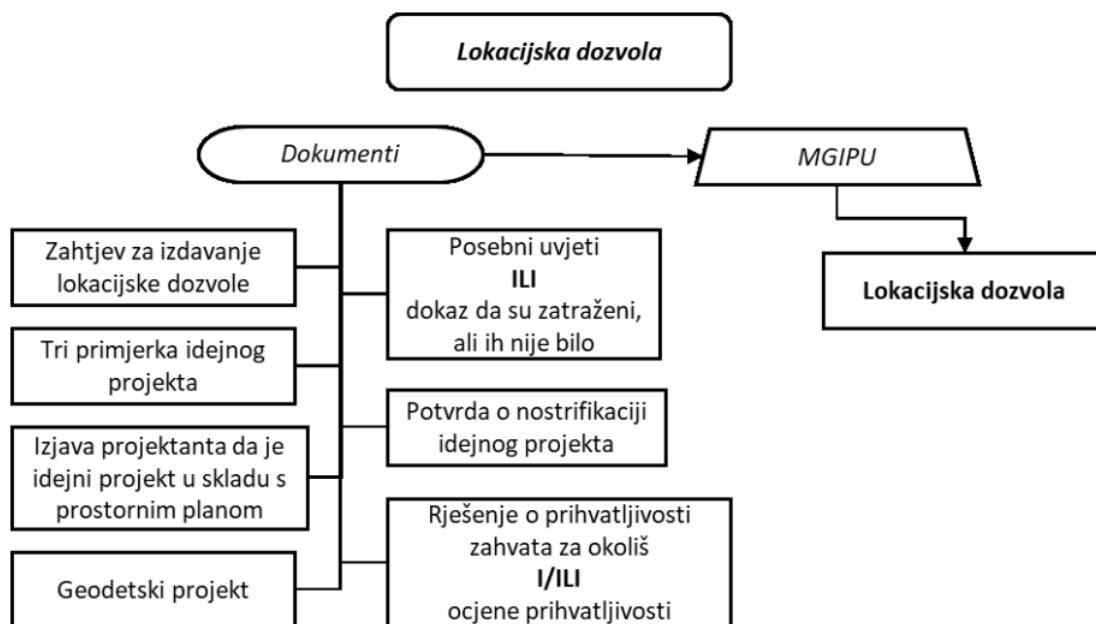
Zakonska procedura ishodaenja dozvola8. Geodetski projekt

Slika 28. Geodetski projekt [23]

## 9. Utvrđivanje posebnih uvjeta

Posebni uvjeti pribavljaju se prije pokretanja postupka za izdavanje lokacijske dozvole. Ukoliko to nije slučaj, MGIPU poziva na uvid u idejni projekt tijela i/ili osobe određene posebnim propisima radi utvrđivanja posebnih uvjeta.

## 10. Lokacijska dozvola



Slika 29. Lokacijska dozvola [23]

## 11. Izrada glavnog projekta



Slika 30. Izrada glavnog projekta [23]

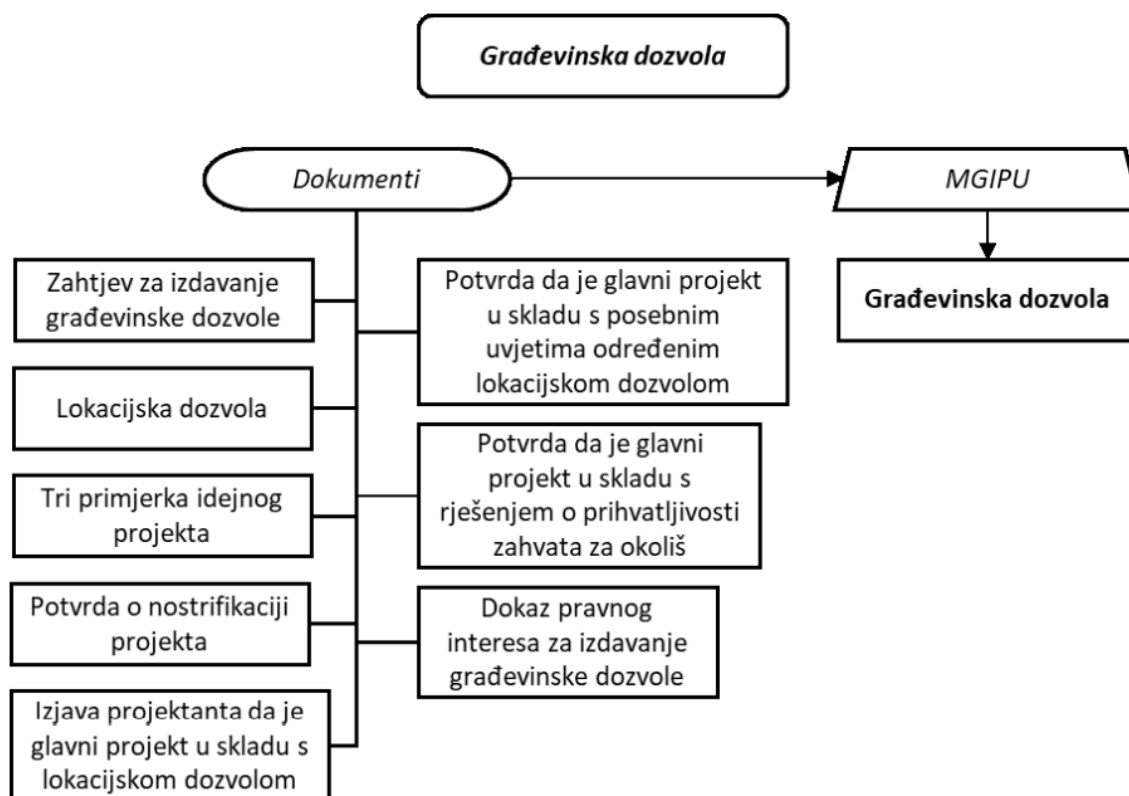
## 12. Potvrda glavnog projekta

Svako javno tijelo koje je u prethodnom koraku izdalo posebne uvjete potvrđuje glavni projekt. Zahtjev se odbija u slučaju da glavni projekt nije usklađen s lokacijskom dozvolom i svim posebnim uvjetima 15 dana nakon što je investitor prvi puta pozvan da to učini.

## 13. Dokaz pravnog interesa

U slučaju da se postrojenje planira graditi na državnom zemljištu mora predložiti dokaz pravnog interesa koji ostvaruje na natječaju za pravo građenja PCI na takvoj lokaciji. Ovaj dokument potreban je za izdavanje građevinske dozvole.

## 14. Građevinska dozvola



Slika 31. *Građevinska dozvola* [23]

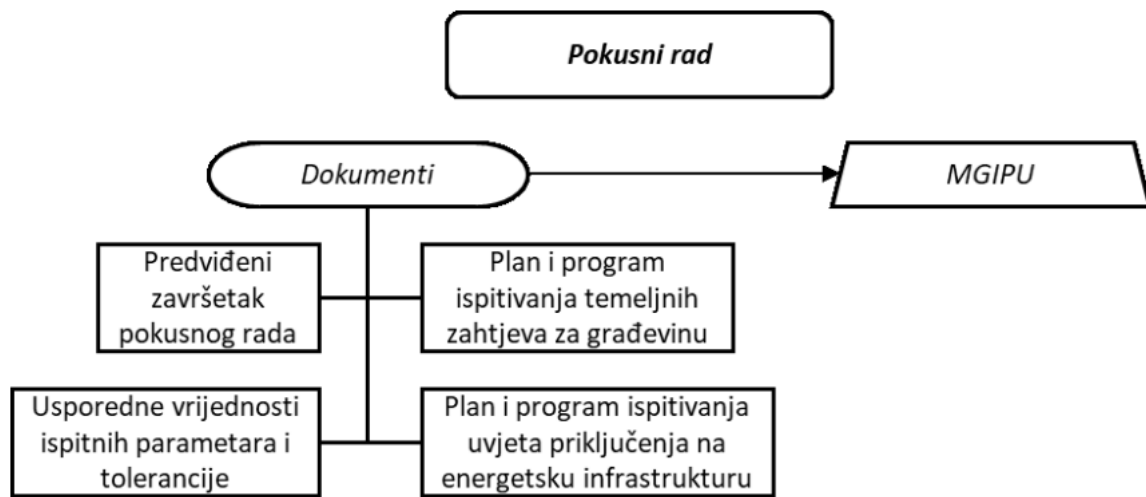
Investitor podnosi zahtjev za izdavanje građevinske dozvole nadležnom uredu za graditeljstvo i prostorno uređenje u mjestu gdje se planira zahvat. Zakon o upravnom postupku propisuje rok od 60 dana za izdavanje dozvole. Nakon što dobije dozvolu, investitor

je dužan započeti gradnju u roku od tri godine nakon zaprimanja dozvole. Ako to ne učini postupka mora ponoviti.

### 15. Prijava početka građenja

Početak građenja mora biti prijavljen najkasnije u roku od 8 dana prije početka građenja od strane investitora. Početak građenja prijavljuje se nadležnom ministarstvu za gradnju te svim tijelima koja su izdala dozvolu. U prijavi je potrebno imati podatke o građevinskoj dozvoli, izvođaču, nadležnom inženjeru te dokaz da je u katastru formirana građevna čestica.

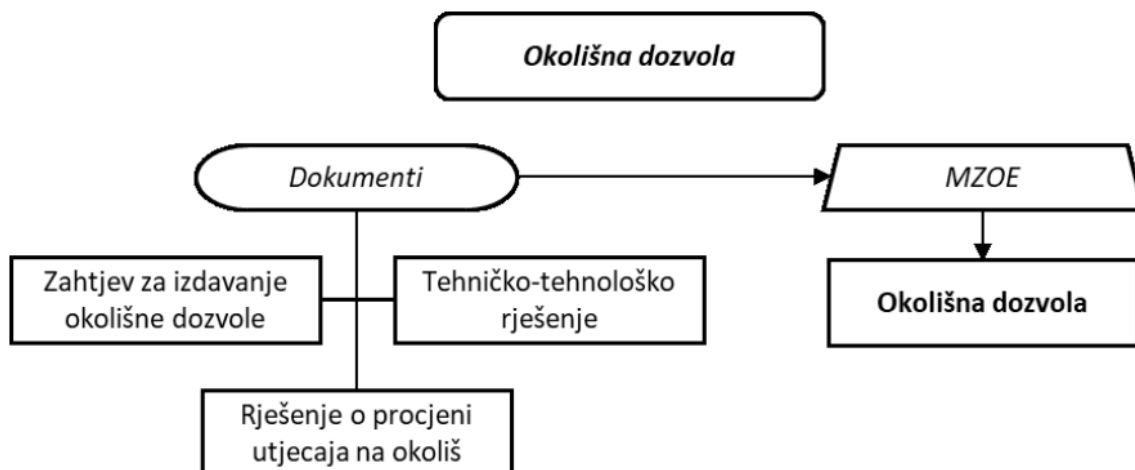
### 16. Pokusni rad



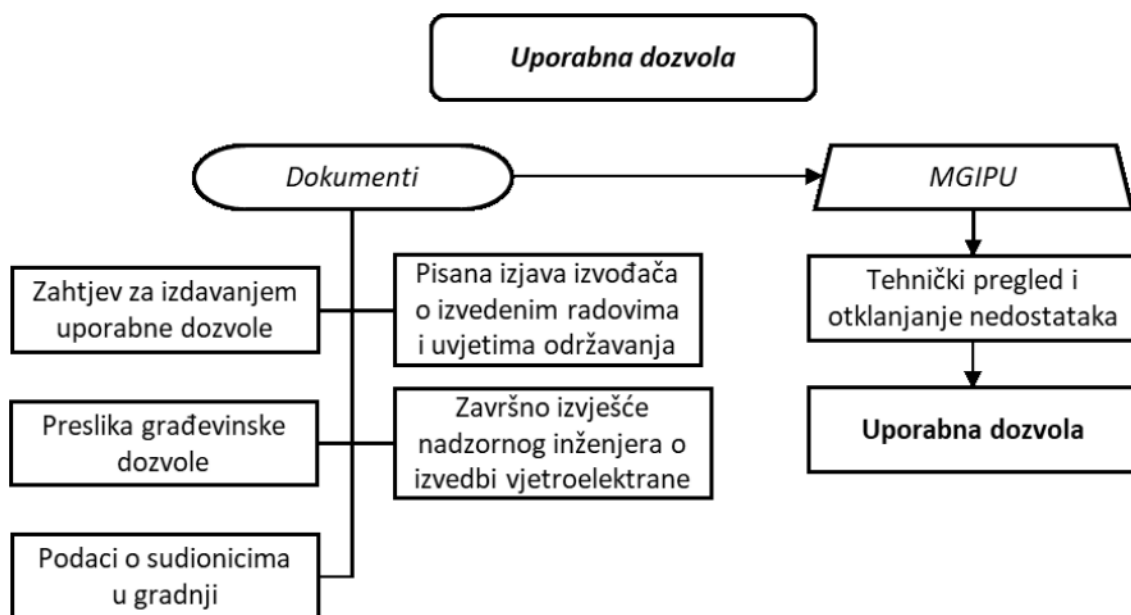
Slika 32. *Pokusni rad* [23]

Ako postoji potreba za ispitivanjem ispunjenja temeljnih zahtjeva za građevinu (predviđeno glavnim projektom) investitor mora prijaviti pokusni rad Ministarstvu graditeljstva i prostornog uređenja.



17. Okolišna dozvola

Slika 33. Okolišna dozvola [23]

18. Uporabna dozvola

Slika 34. Uporabna dozvola [23]

19. Evidentiranje građevine u katastru i zemljišnim knjigama

U katastarski ured predaju se izvršna uporabna dozvola, geodetski projekt te izjava ovlaštenog inženjera geodezije da je zgrada ili druga građevina izgrađena u skladu s geodetskim projektom. Ured izdaje rješenje o izvedbenom stanju te evidentira građevinu u katastar odnosno upisuje građevinu u zemljišne knjige.

## 20. Trajni pogon

Ako su zadovoljeni svi navedeni koraci odnosno ishođene sve dozvole postrojenje se pušta u pogon.

### Popis važećih zakona i propisa.

U nastavku je dan popis svih relevantnih zakona na kojima se temelje odluke i mišljenja za projekte od zajedničkog interesa (PCI projekti) te popis svih nadležnih tijela za izdavanje dozvola.

#### Popis relevantnih zakona

- Zakon o strateškim investicijskim projektima (NN 29/18, 114/18)
- Zakon o prostornom uređenju (NN 153/13, 65/17, 114/18, 39/19, 98/19)
- Zakon o gradnji (NN 153/13, 20/17, 39/19, 125/19)
- Zakon o zaštiti okoliša (NN 80/13, 153/13, 78/15, 12/18, 118/18)
- Uredba o procjeni utjecaja zahvata na okoliš (NN 64/08, 67/09, 61/14, 03/17)
- Pravilnik o ocjeni prihvatljivosti za ekološku mrežu (NN 146/14)
- Zakon o zaštiti prirode (NN 80/13, 15/18, 14/19, 127/19)
- Zakon o vodama (NN 66/19, 84/21)
- Zakon o šumama (NN 68/18, 115/18, 98/19, 32/20, 145/20)
- Zakon o poljoprivrednom zemljištu (NN 20/18, 115/18, 98/19)
- Zakon o pomorskom dobru i morskim lukama (NN 158/03, 100/04, 141/06, 38/09, 123/11, 56/16, 98/19)
- Pomorski zakonik (NN 181/04, 76/07, 146/08, 61/11, 56/13, 26/15, 17/19)
- Zakon o izvlaštenju i određivanju naknade (NN 74/14, 69/17, 98/19)
- Zakon o upravljanju državnom imovinom (NN 52/18)
- Zakon o državnoj izmjeri i katastru nekretnina (NN 112/18)
- Zakon o zemljišnim knjigama (NN 63/19)
- Zakon o zaštiti i očuvanju kulturnih dobara (NN 69/99, 151/03, 157/03, 100/04, 87/09, 88/10, 61/11, 25/12, 136/12, 157/13, 152/14, 98/15, 44/17, 90/18, 32/20, 62/20, 117/21)
- Zakon o energiji (NN 120/12, 14/14, 95/15, 102/15, 68/18)

### Popis nadležnih tijela

- Ministarstvo gospodarstva, poduzetništva i obrta (MINGOP)
- Ministarstvo graditeljstva i prostornog uređenja (MGIPU)
  - nadležno za izdavanje lokacijskih, građevinskih i uporabnih dozvola
- Ministarstvo zaštite okoliša i energetike (MZOE)
  - nadležno za energetske projekte te za provedbu procjene utjecaja na okoliš i ekološku mrežu
- Ministarstvo poljoprivrede
  - nadležno za upravljanje šumama
- Ministarstvo pomorstva, prometa i infrastrukture
- Ministarstvo financija
  - odgovorno za pripremu i provođenje vladine fiskalne politike
- Ministarstvo regionalnog razvoja i fondova Europske unije
- Ministarstvo kulture Republike Hrvatske
  - nadležno za zaštitu kulturne baštine
- Državna geodetska uprava
  - vodi brigu o uspostavi nacionalne infrastrukture prostornih podataka
- Ministarstvo državne imovine
  - nadležno za upravljanje državnom imovinom
- Državni zavod za zaštitu prirode
- Hrvatske vode
- Hrvatske šume
- Agencija za poljoprivredno zemljište

Vidljivo je iz količine nadležnih tijela te zakona i uredbi/propisa koje treba poštivati da je proces ishoda dozvola poprilično birokratski opterećen. Kao što je već spomenuto, u kontekstu realizacije što kvalitetnijeg projekta s najboljom dostupnom opremom, ishoda dozvola predstavlja usko grlo te koči učinkovitu realizaciju.

## 5.2. Priključenje na mrežu

Priključak na prijenosnu mrežu jedna je od važnijih komponenti pri ishođenju dozvola za gradnju odnosno puštanje u pogon elektroenergetskog postrojenja te će u ovom poglavlju biti pojašnjeni koraci kako osigurati sve potrebne dokumente za hibridnu elektranu. Izdavanje posebnih uvjeta priključenja nužno je u procesu ishođenja lokacijske dozvole za elektroenergetska postrojenja te je već naglašeno da je poželjno (ne i nužno) iste pribaviti prije početka postupka izdavanja lokacijske dozvole. Operator prijenosnog sustava izdaje posebne uvjete priključenja u dokumentu pod nazivom: elektroenergetska suglasnost (EES), a isti se utvrđuju:, sukladno zakonu kojim se uređuje tržište električne energije, uredbi o priključenju, mrežnim pravilima i ostalim propisima, elaboratom optimalnog tehničkog rješenja priključenja na prijenosnu mrežu (EOTRP). U nastavku su opisani ključni dokumenti (EOTRP, Ugovor o priključenju, EES...).

### Elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja na prijenosnu mrežu (EOTRP)

Ovaj dokument izrađuje operator prijenosnog sustava na zahtjev investitora, u svrhu izdavanja elektroenergetske suglasnosti (EES). Zadatak koji se najmanje mora ispuniti ovim dokumentom je utvrđivanje, vrednovanje i analiza mogućeg načina priključenja na prijenosnu mrežu, zatim potreba stvaranja tehničkih uvjeta u prijenosnoj mreži te ukupni troškovi priključenja i stvaranja uvjeta u mreži. Nužno je također definirati i naknadu za priključenje, u skladu s mrežnim pravilima i metodologijom [24].

Zahtjev za izradu i izdavanje EOTRP-a uz podatke i priloge utvrđene Uredbom o priključenju, mora sadržavati one podatke i dokumente koji su u propisanom obrascu za prijavu navedeni kao obvezni s naglaskom na:

- podaci o investitoru odnosno vlasniku građevine [25]
- osnovni podaci o građevini (vrsta, namjena, procjena potrošnje električne energije, površina [25]
- priključna snaga [25]
- planirani termin priključenja na elektroenergetsku mrežu [25]
- glavne tehničke podatke elektroenergetskog postrojenja [24]
- zahtijevanu pouzdanost napajanja [24]
- podatak odustaje li vlasnik građevine ili korisnik mreže od „N-1“ kriterija na priključku [24]

- kopiju lokacijske dozvole ako ista postoji, [24]
- faznost odnosno etapnost gradnje i priključenja na prijenosnu mrežu ako je to slučaj kod određene građevine [24].

#### Ugovor o priključenju na prijenosnu mrežu

Ovim se dokumentom uređuju svi uvjeti priključenja elektroenergetskog postrojenja te isti mora biti usklađen s izdanim EOTRP-om, odredbama Uredbe o priključenju te pravilima o priključenju. Investitor je dužan u roku od 270 dana od primitka EOTRP-a predati zahtjev za izdavanje elektroenergetske suglasnosti te sklopiti upravo ovaj ugovor. Minimalni sadržaj je kako slijedi: [25]

- podatke o ugovornim stranama [24]
- predmet ugovora [24]
- broj EOTRP-a i datum izrade EOTRP-a [24]
- tehnički opis priključka [24]
- opis stvaranja tehničkih uvjeta u mreži, ukoliko postoji [24]
- iznos naknade za priključenje [24]
- iznos i oblik predujma i uvjete njegove naplate [24]
- rok i dinamiku uplate iznosa naknade za priključenje [24]
- rok priključenja [24]
- popis pridjeljivih poslova, koje može izvoditi ovlaštenu izvođač radova kojega odredi investitor, odnosno vlasnik građevine [24]
- način i nositelje rješavanja imovinsko-pravnih odnosa [24]
- tehničke i ostale uvjete za preuzimanja elektroenergetskih objekata na mreži kada ih izvodi investitor odnosno vlasnik građevine, ukoliko takovi objekti postoje [24]
- uvjete za početak korištenja mreže [24]
- odgovornost za štetu i visinu ugovorne kazne, za slučaj neizvršenja ili neurednog izvršenja ugovora [24]
- rok važenja uvjeta iz ugovora [24]
- razloge i način raskida ugovora [24]
- način rješavanja sporova [25]
- jamstva za plaćanje [24],

- podatke o priključenju u slučaju fazne ili etapne gradnje građevine [24],
- odgovornost za štetu i visinu ugovorne kazne tijekom pokusnog rada [24],
- uvjete za izdavanje uporabne dozvole i potvrde za trajni pogon [24],
- rokovi za izvršenje obveza iz ugovora [24], i
- ostala prava i obveze operatora prijenosnog sustava i investitora, odnosno vlasnika prema Pravilima o priključenju [24]

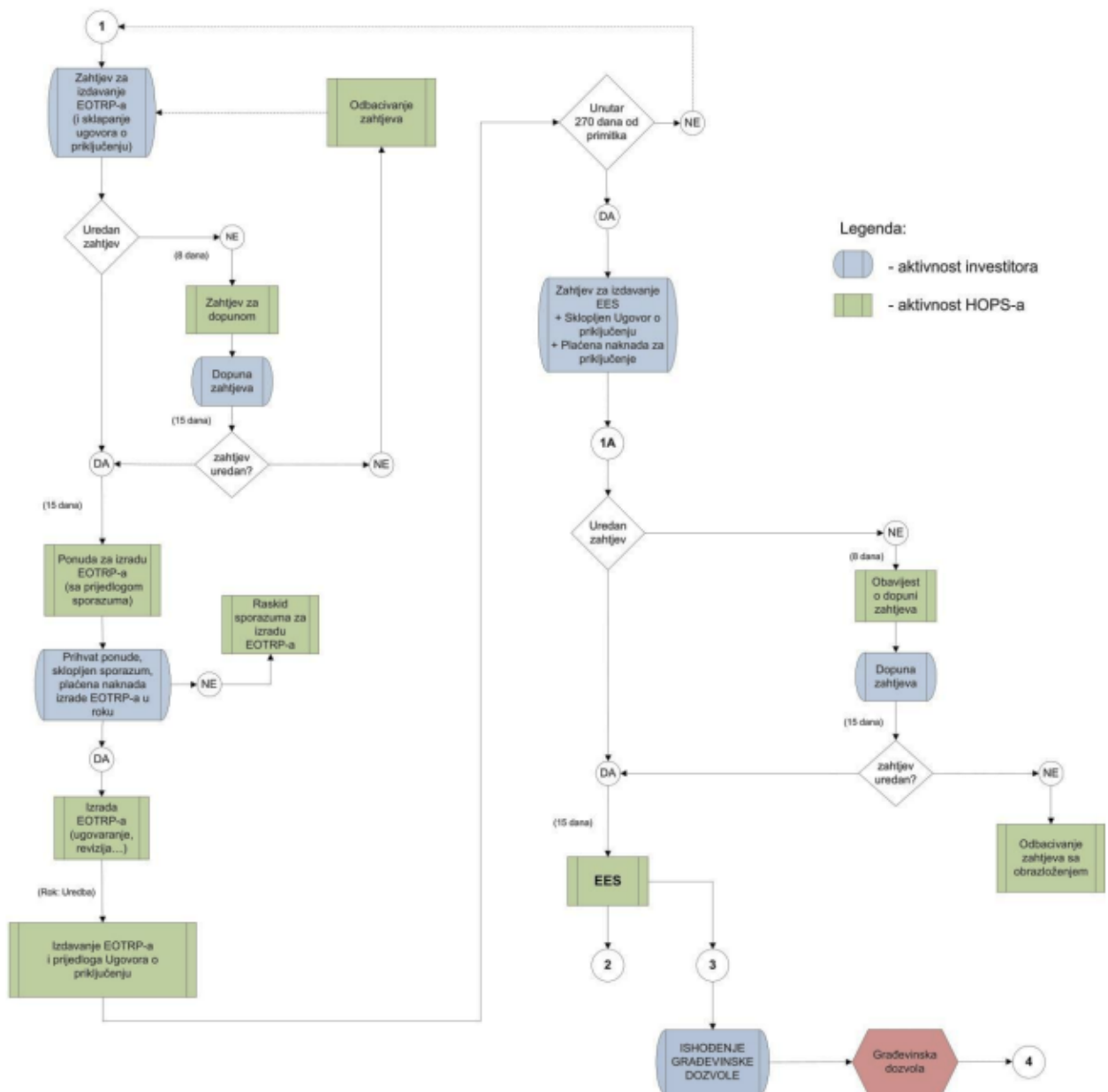
### Elektroenergetska suglasnost (EES)

Ovu suglasnost izdaje operater prijenosnog sustava na zahtjev investitora, a njome se definiraju uvjeti priključenja na elektroenergetsku mrežu. Kao što je već navedeno, investitor je dužan predati zahtjev za suglasnost prema propisanom obrascu te isti mora najmanje sadržavati: [25]

- podatke o investitoru, odnosno vlasniku građevine
- osnovne podatke o građevini
- priključnu snagu
- planirani termin priključenja
- broj i datum izrade EOTRP-a, ne stariji od 270 dana za složene priključke
- ostale podatke, sukladno pravilima o priključenju [25]

EES se izdaje u slučaju priključenja građevine na prijenosnu mrežu novog priključka, povećanja priključne snage na postojećem priključku na prijenosnu mrežu te sljedećih promjena na postojećem priključku: [24]

- I. promjena mjerne opreme na obračunskom mjernom mjestu,
- II. spajanje više obračunskih mjernih mjesta u jedno na istoj lokaciji
- III. dijeljenja jednog obračunskog mjesta na veći broj na istoj lokaciji
- IV. priključenja novih ili povećanja snage postojećih vlastitih izvora napajanja
- V. ostalih promjena koje uvjetuju novo tehničko rješenje izvedbe priključka [24]



Slika 35. EOTRP - shema postupaka [24]

## Ugovori

Odnosi između energetske subjekata i korisnika mreže definirani su Općim uvjetima odnosno sljedećim ugovorima: [24]

- ugovorom o korištenju mreže,
- ugovorom o opskrbi krajnjeg kupca,
- ugovorom kojim se uređuje otkup električne energije,
- ugovorom o pružanju pomoćnih usluga te
- ostalim ugovorima. [24]

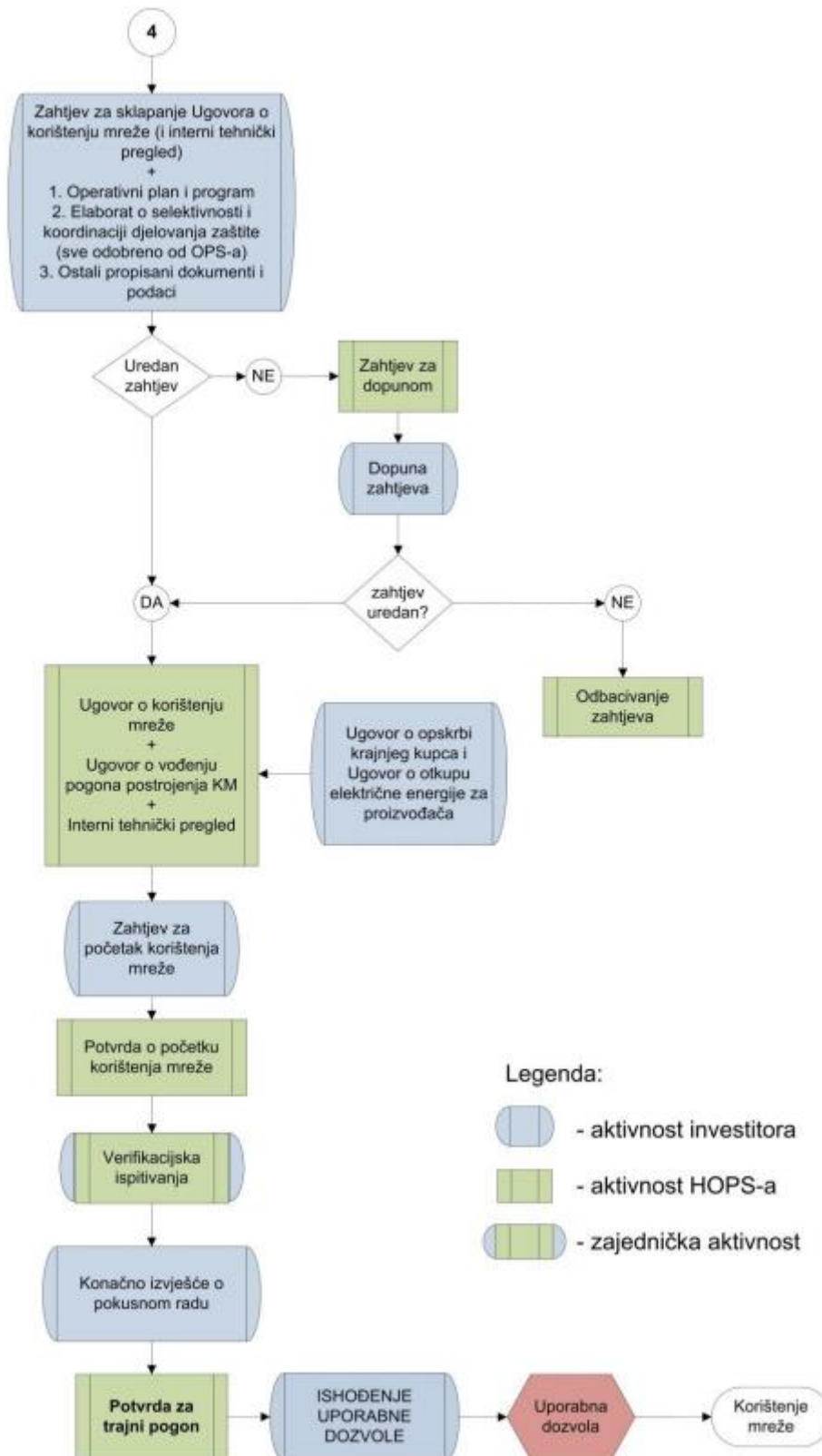
U sklopu ugovora o korištenju mreže ugovara se i interni tehnički pregled kojim se utvrđuje jesi li priključak i postrojenje spremni za pokusni rad. Također, podnositelj zahtjeva za ugovor o korištenju mreže dužan je uz zahtjev priložiti: [24]

- operativni plan i program ispitivanja u pokusnom radu od strane operatera prijenosnog sustava
- elaborat o selektivnosti i koordinaciji djelovanja zaštite odobren od strane operatera prijenosnog sustava
- tehničke podatke za modeliranje elektroenergetskog postrojenja te modele u računalnom formatu koji vjerno simuliraju ponašanje postrojenja u stacionarnim i dinamičkim uvjetima [24]

Investitor i operator prijenosnog sustava dužni su također zaključiti ugovor o vođenju pogona korisnika mreže, sukladno ugovoru o korištenju mreže i mrežnim pravilima [24].

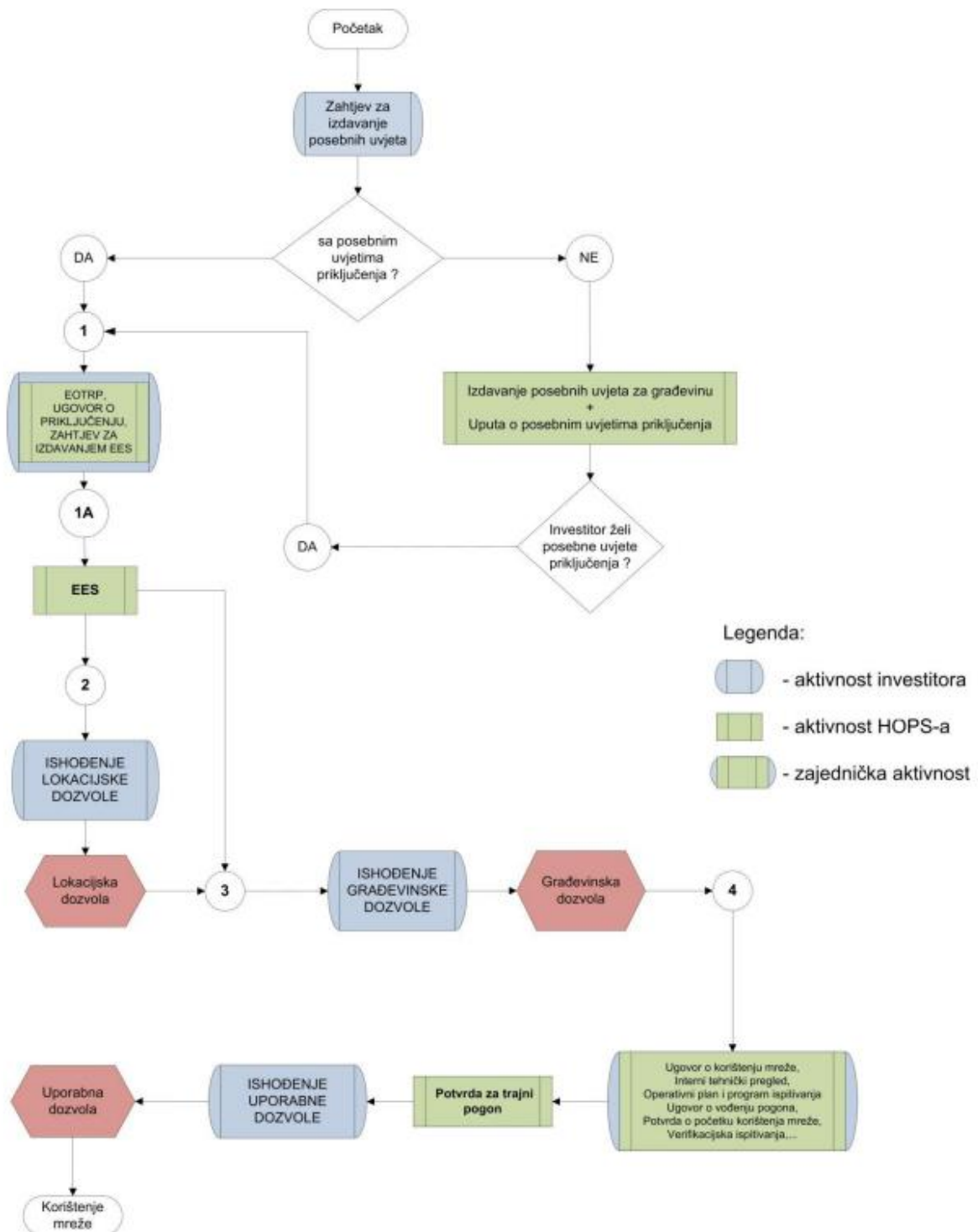
Potrebno je na kraju provesti verifikacijska ispitivanja te je investitor na kraju pokusnog rada dužan izraditi Konačno izvješće o pokusnom radu postrojenja. Nakon uspješnog pokusnog rada i suglasnosti operatera na Konačno izvješće te svih podmirenih financijskih obveza kao i riješenih imovinsko-pravnih odnosa, sukladno ugovoru o priključenju, operator prijenosnog sustava izdaje Potvrdu za trajni pogon. Ovaj dokument je obvezan u procesu ishoda uporbne dozvole te se može reći da je bio cilj provođenja ovih postupaka [24].





Slika 36. Shema - ugovor o korištenju mreže [24]

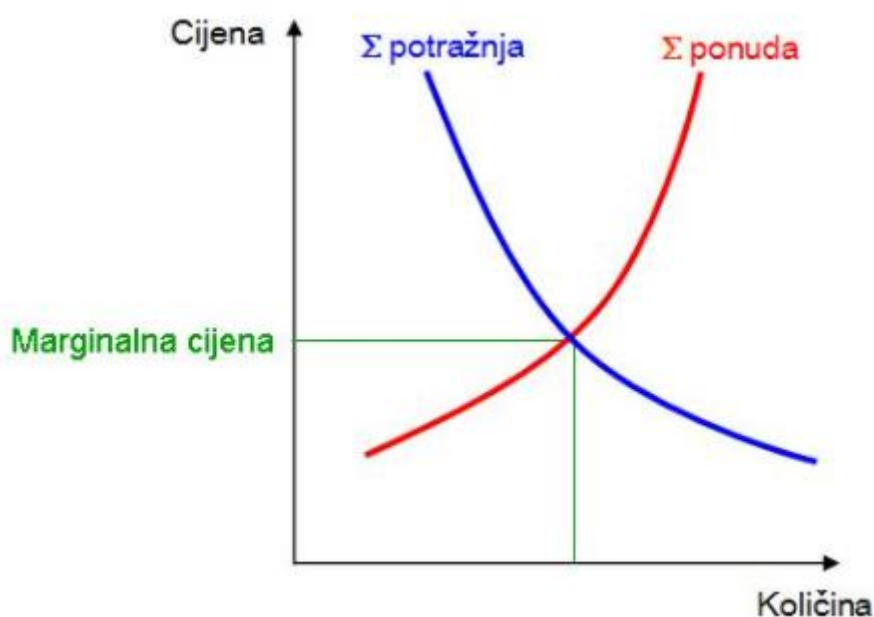
Slika 37 prikazuje dijagram toka ishodajenja lokacijske, građevinske i uporabne dozvole u kontekstu priključenja na prijenosnu mrežu.



Slika 37. Opći dijagram [24]

### 5.3. Sudjelovanje na tržištu

Hrvatska burza električne energije (CROPEX) je središnje mjesto za organiziranu, sigurnu, anonimnu i razvidnu trgovinu električnom energijom između tržišnih sudionika odnosno članova burze. Ovdje se susreću kupci i prodavatelji električne energije, dok članovi burze mogu biti svi tržišni sudionici koji imaju pravo trgovati na području Republike Hrvatske. Sastoji se od dva tržišta, dan unaprijed i unutardnevnog tržišta. Središnja dražba Dan unaprijed tržišta održava se svakodnevno za isporuku električne energije sljedećeg dana, dok se za izračun cijene koristi pravilo jedinstvene cijene (Slika 38) [26].



Slika 38. Tržišna cijena na Dan unaprijed tržištu [26]

Cijena se određuje prema svim nalogima za kupnju odnosno prodaju na način da se za svaki sat formiraju sumarne krivulje ponude i potražnje, a sjecište tih krivulja predstavlja tržišnu cijenu. S druge strane, na Unutardnevnom tržištu trguje se kontinuirano tijekom sati trgovanja. Transakcije se automatski uparuju kada se unesu podudarni nalozi na platformu za trgovanje ovog tržišta [26].

#### Poticanje OIE

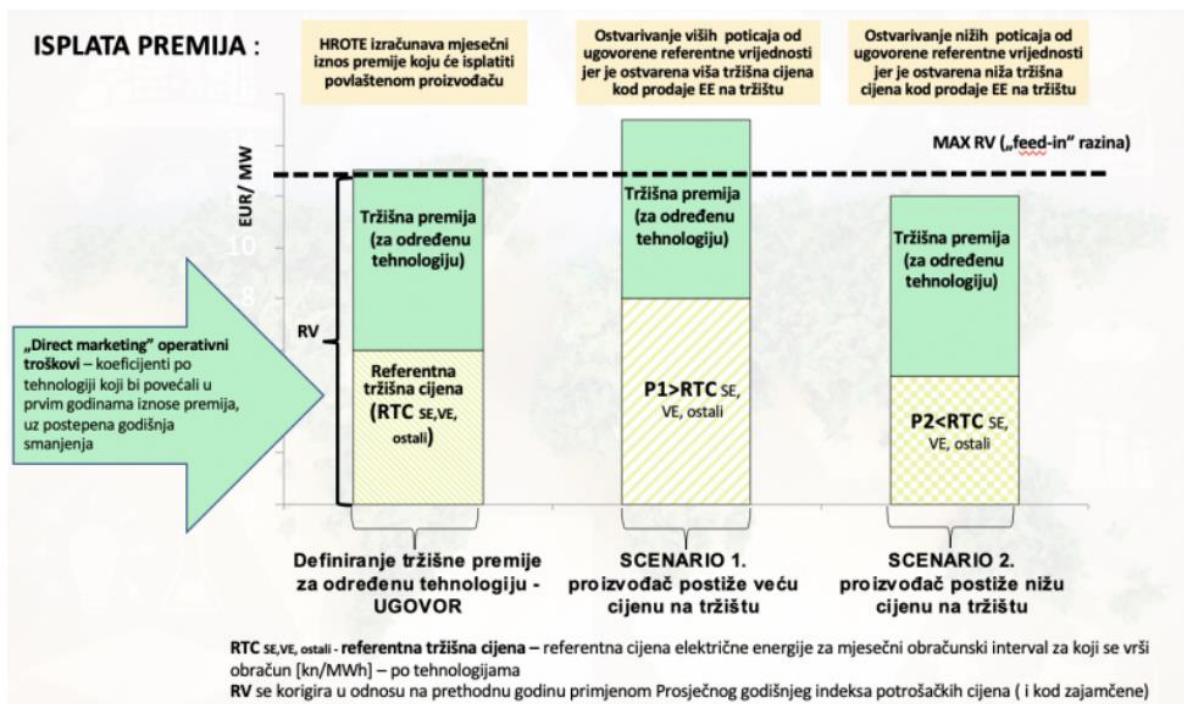
Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji (Zakon o OIEiVUK) donio je novi, premijski model, poticanja obnovljivih izvora energije. Do početka 2016. godine kada je uveden Zakon o OIEiVUK vrijedili su Tarifni sustavi (NN 33/07, NN 63/12, NN 133/13) prema kojima se određivala poticajna cijena (feed –in model) električne energije

za ugovore sklopljene do 31. siječnja 2015. godine. Svi nositelji projekata koji su imali sklopljeni ugovor prije ovog datuma sa HROTE-om nastavili su primati poticajnu cijenu na temelju starih Tarifnih sustava. U novom, premijskom (feed –in premium) modelu pravo na poticaje imaju povlašteni proizvođači električne energije odnosno članovi EKO bilančne grupe te krajnji kupci s vlastitom proizvodnjom. Tržišna premija dodjeljuje se prema javnim natjecajima, a dužan ih je provoditi HROTE. Premija se isplaćuje jednom mjesečno onim proizvođačima koji su pobijedili na natjecajima prema ugovorenom iznosu za neto isporučenu količinu električne energije. Ovaj model vrijedi za projekte s instaliranom snagom većom od 500 kW instalirane snage, dok za one ispod ovog praga model poticanja je onaj sa zajamčenom otkupnom cijenom.

Tržišna premija je novčani iznos koji operater tržišta električne energije isplaćuje povlaštenom proizvođaču za neto isporučenu količinu električne energije. Također, sama premija je varijabilna odnosno promjenjiva. Definirana stavkom 2. članka 32. Zakona o OIEiVUK Tržišna premija (TPi) računa se prema jednadžbi (1):

$$TPi = RV - TCi \quad (1)$$

Gdje su: RV – referentna vrijednost električne energije utvrđena ugovorom o tržišnoj premiji, u kn/kWh te TCi – referentna tržišna cijena električne energije u obračunskom razdoblju, u kn/kWh [27].



Slika 39. Isplata premija [28]

Hibridna postrojenja prepoznata su u dokumentu „Uredba o poticanju proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i visokoučinkovitih kogeneracija“ [25]. Ovakva postrojenja dakle imaju pravo sudjelovati u modelu tržišnih premija te će kasnije u radu biti analizirana opcija takvog poslovanja hibridnog postrojenja. S druge strane, uvijek postoji opcija sudjelovanja na tržištu bez poticanja te će i takav scenarij biti obrađen.

## 6. ANALIZA POTENCIJALA SUNCA I VJETRA U DALMACIJI

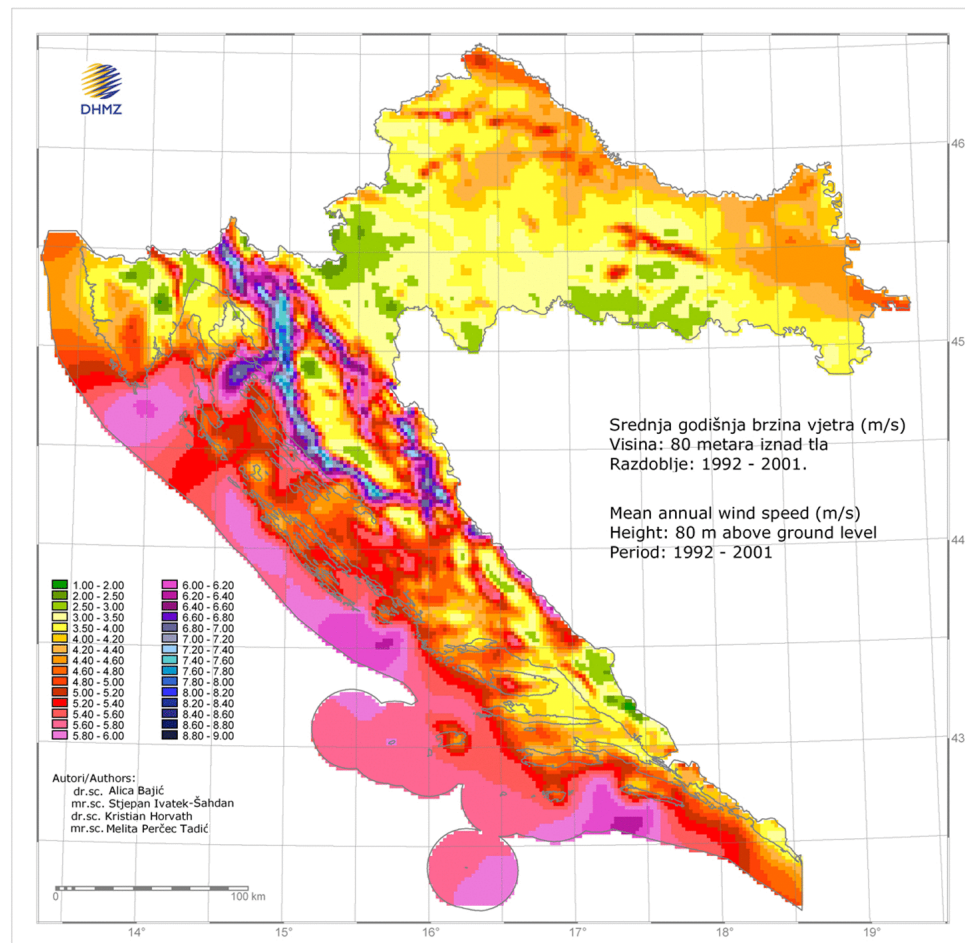
Geografska područja koja su pogodna za izgradnju hibridne elektrane koja kombinira sunce i vjetar kao izvore energije trebala bi imati zadovoljavajući energetska potencijal ova dva izvora. Za vjetar to je zadovoljavajuća brzina vjetra te frekvencija odnosno učestalost tih brzina dok je za sunce bitna godišnja odnosno mjesečna količina dozračene energije po metru kvadratnom te insolacija ili trajanje sisanja Sunca tijekom određenog perioda.



Slika 40. Dalmacija (crvenom bojom) [29]

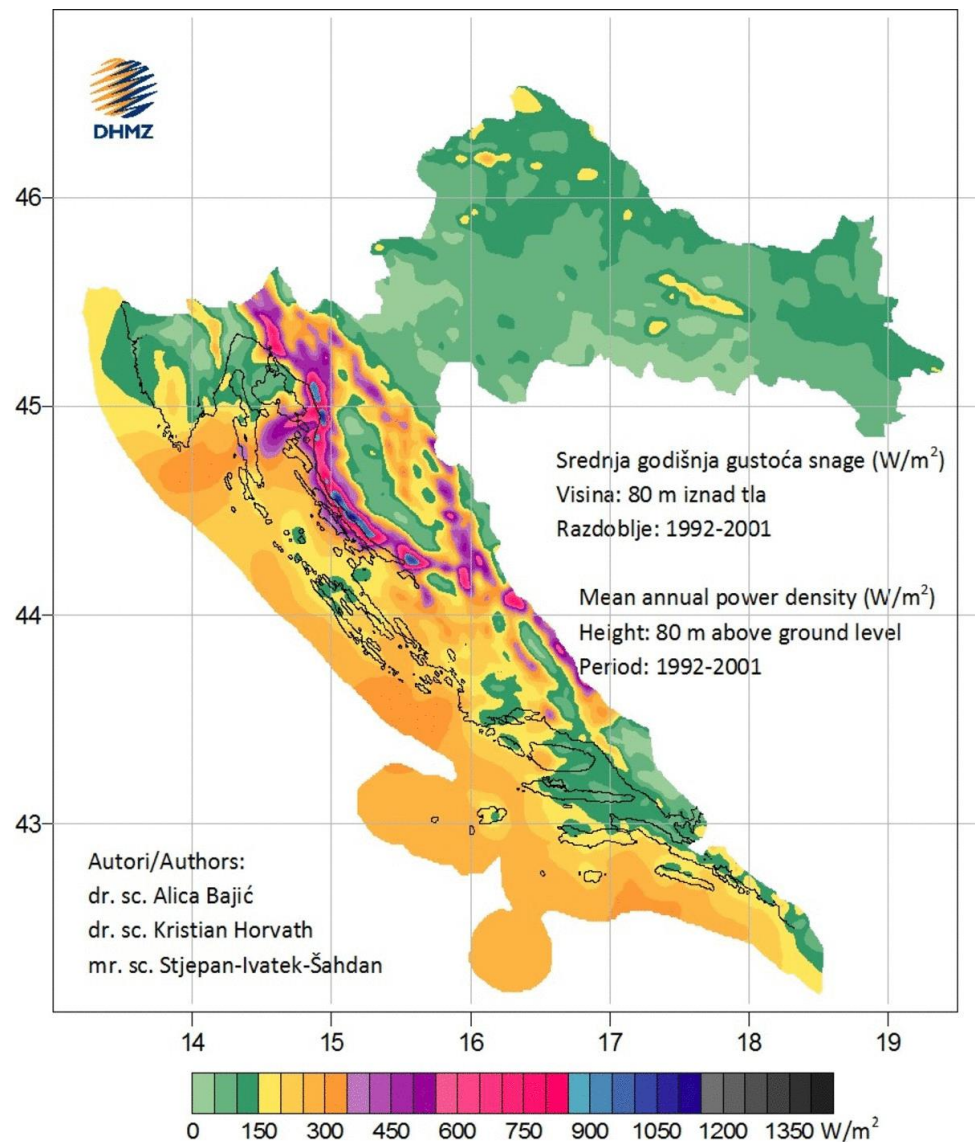
### 6.1.1 Potencijal vjetra

Meteorološki podaci s lokalnih postaja, poput onih sa slike 41 i slike 42 u nastavku, prvi su korak pri traženju lokacije pogodne za iskorištavanje vjetra. Najčešći je slučaj taj da podaci iz javno dostupnih izvora nisu dovoljni za kvalitetnu procjenu stoga je nužno provesti vlastita mjerenja, postavljanjem anemometara na mjerni stup, na lokaciji koja je investitoru zanimljiva. Projekcije za isplativost postrojenja proračunavaju godinama u budućnost stoga je bitno mjerenjima uhvatiti prosječne satne, mjesečne pa i godišnje brzine vjetra te njihove smjerove i frekvencije. Iz tog razloga mjerni stup mora godinama stajati i mjeriti podatke. U ovome radu koristit će se takvi podaci sa mjernog stupa na mikrolokaciji.



Slika 41. Karta prosječnih godišnjih brzina vjetra u Republici Hrvatskoj, visina 80 m [30]

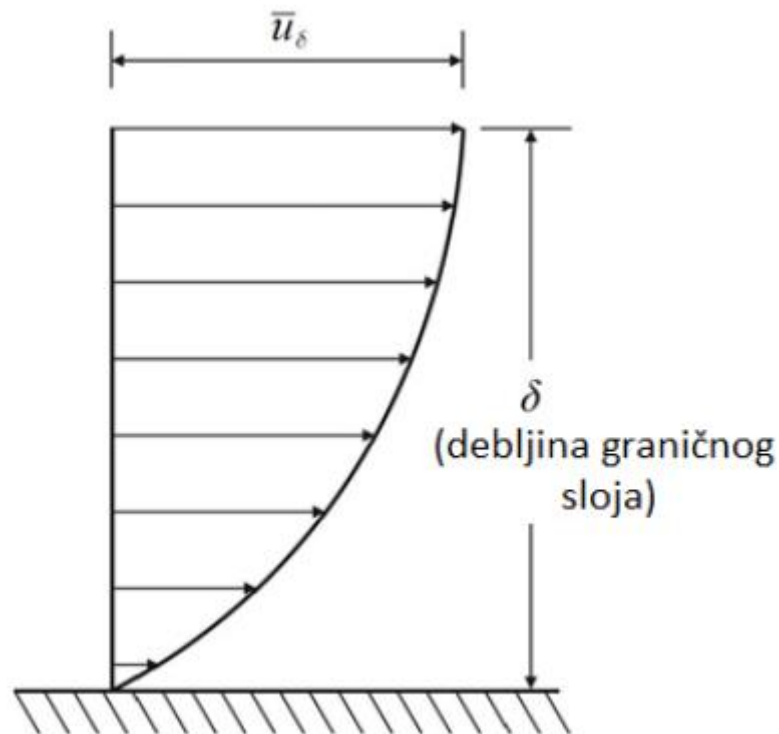




Slika 42. Karta prosječne gustoće snage vjetra u Hrvatskoj, visina 80 m [31]

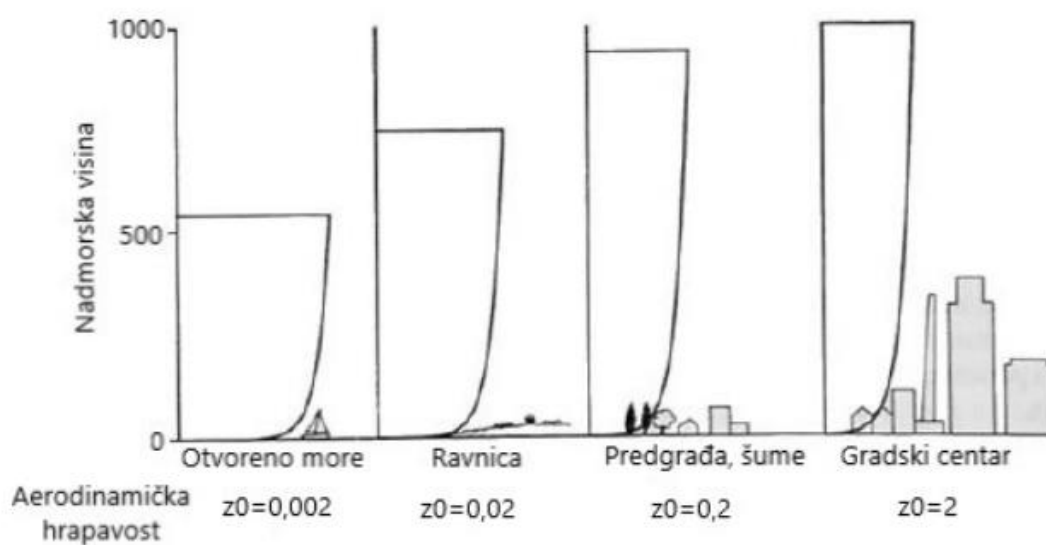
Odluka o lokaciji mjernog stupa uvjetovana je i reljefom. Stabilan profil brzina vjetra nužan je uvjet za eksploataciju ovog izvora energije. Turbulentan vjetar stohastičke prirode nije moguće iskorištavati. Vrtlozi koji su osnovna karakteristika takvog vjetra uzrokuju nagle promjene tlaka i brzine što uzrokuje velike sile na lopatice i stup vjetroagregata. Rad vjetroturbine u takvim uvjetima nije siguran te se na lokacijama s takvim uvjetima niti ne postavljaju. Stabilan profil brzine vjetra dan je na slici 43. Brzina je na tlu jednaka nuli zbog svojstva fluida da se lijepi za površinu, a visina na kojoj postiže maksimalnu brzinu naziva se debljina graničnog sloja.





Slika 43. Profil usrednjenih brzina strujanja zraka u atmosferskom graničnom sloju [32]

Profil sa slike je idealiziran odnosno teorijski postavljen te se može tvrditi da je površina savršeno glatka. U stvarnosti te pogotovo na razini atmosfere reljefne prepreke utječu na debljinu graničnog sloja te njegov oblik. Slika 44 dočarava utjecaj reljefa i urbanih prepreka na profil brzina vjeta.



Slika 44. Aerodinamička hrapavost [23]

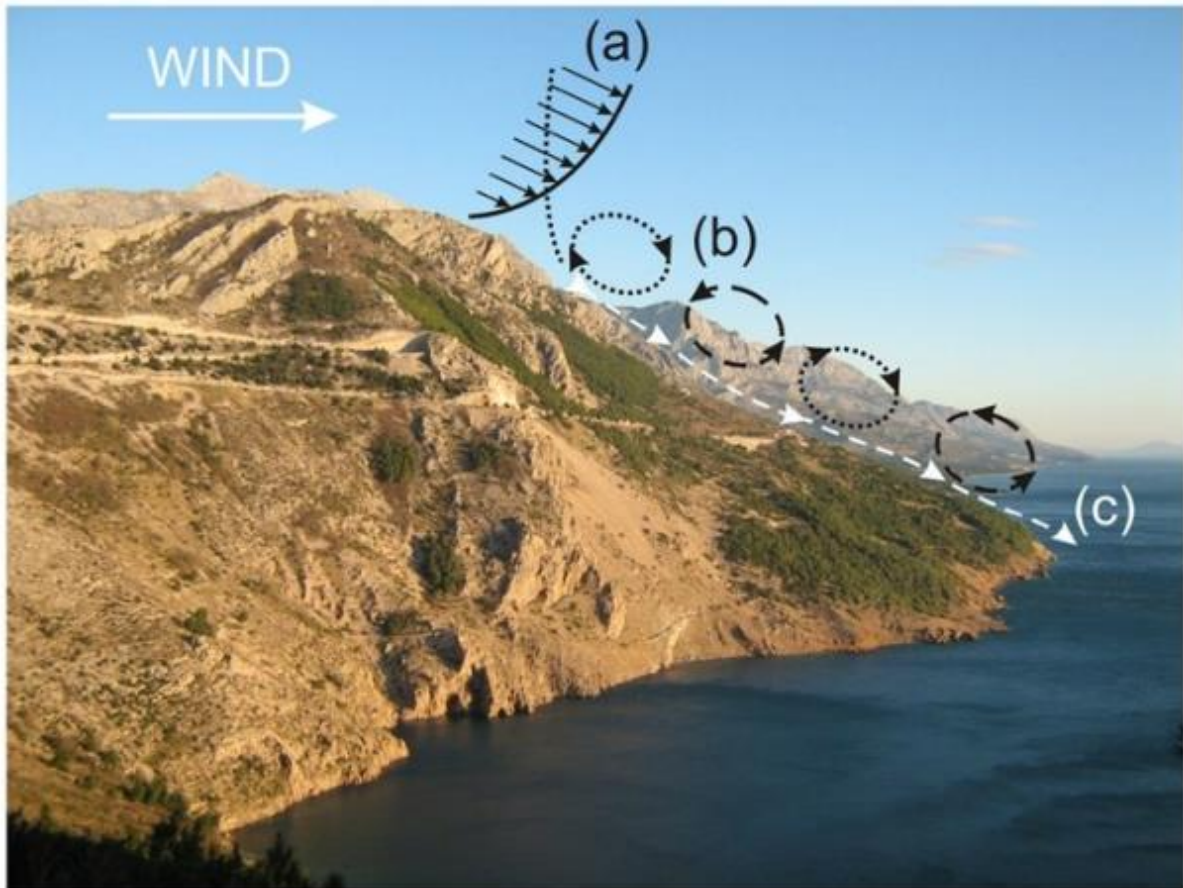
Utjecaj prepreka strujanju odnosno utjecaj na brzine strujanja izražava se preko veličine  $z_0$  odnosno aerodinamičke hrapavosti. Što je ona manja brže se postižu veće vrijednosti brzine strujanja u ovisnosti o visini te je granični sloj manji. Dakle, građevinski objekti poput zgrada te reljefne karakteristike poput šuma, raslinja i ostalih više ili manje utječu na visinu graničnog sloja. Otvoreno more praktički je glatka površina te je profil vjetra iznad takve površine najkvalitetniji za eksploataciju. Ne čudi stoga kako su najveće turbine instalirane upravo u „off-shore“ vjetroparkovima te općenito porast takvih postrojenja. Reljef koji je također povoljan za eksploataciju te ima malu aerodinamičku hrapavost su, naravno, ravnice. Njihova hrapavost je za red veličine manja od one otvorenog mora, no pokazale su se kao područja na kojima je isplativo graditi vjetroelektrane. Iz svega navedenog jasno je zašto vjetroturbine s vremenom postaju sve veće i više. Postavljanjem lopatica na veću visinu „hvata“ se kvalitetniji vjetar jer su brzine vjetra ujednačenije i veće što direktno utječe na stabilniju i bolju odnosno veću proizvodnju električne energije.

Uz što manju aerodinamičku hrapavost terena važno je razmotriti i turbulentnost struje zraka na lokaciji. Određeni reljefi, iako imaju malu aerodinamičku hrapavost, nisu povoljni za eksploataciju vjetra zbog vrtložnosti strujanja zraka. Odlične primjere takvih lokacija koje je potrebno izbjeći možemo pronaći u Hrvatskoj. U Hrvatskoj je u kontekstu brzine vjetra svakako najizraženija bura.

Općenito, bura je snažan i mahovit te najčešće suh vjetar. Uz hrvatsku obalu bura puše sa sjevero-istoka preko planinskih masiva. Prosječne brzina vjetra bure može se procijeniti između 5 m/s i 30 m/s, no zbog njezine mahovite prirode prosječna brzina ne otkriva mnogo. Maksimalne brzine vjetra u naletima dostižu često i do pet puta veće vrijednosti od prosječne brzine nakon kojih slijede mirni intervali u kojima brzina vjetra može pasti i na nulu. Snažno vrtloženje ovog vjetra uzrokuje vremensku i spacijalnu nepredvidivost zbog kojih eksploatacija nije moguća pri takvim karakteristikama [33].

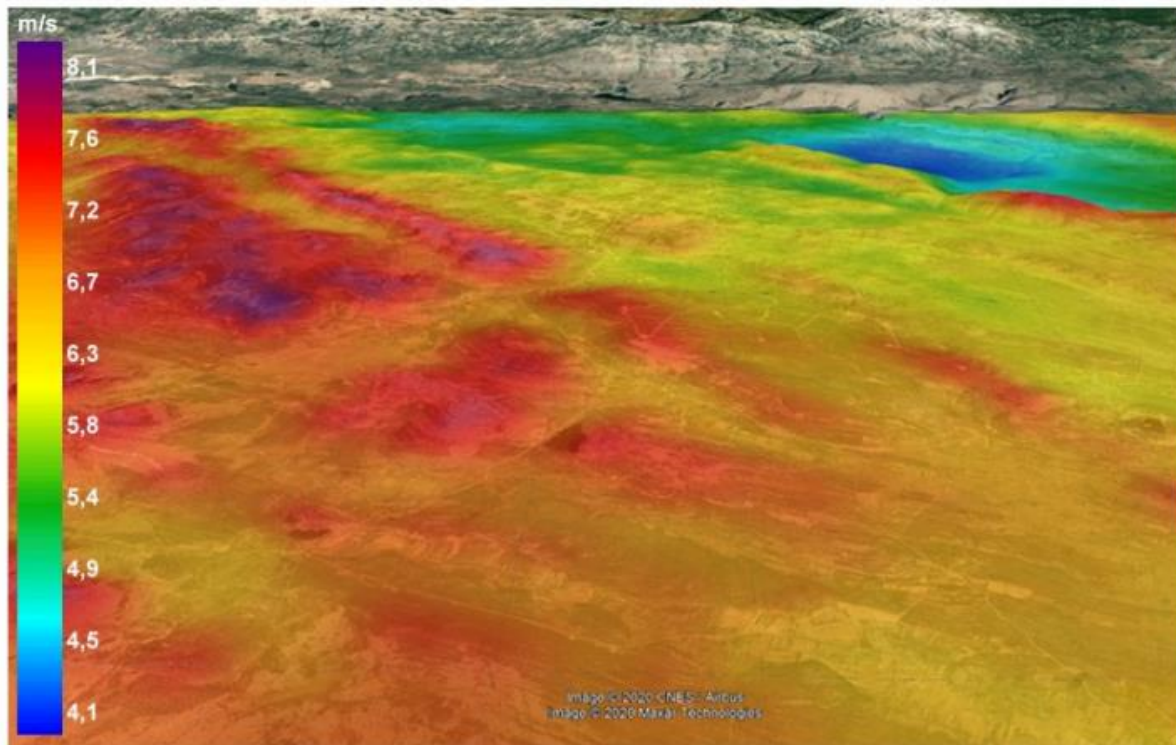
Bura nastaje zbog razlike u temperaturama i tlakovima na moru odnosno na kopnu te specifičnosti reljefa (planinski masiv Dinaridi). Gradijent tlaka između ciklone iznad Mediterana te anticiklone nad istočnom i srednjom Europom uzrok je strujanju hladne struje zraka prema toplijem zraku nad morem. Prelaskom preko planinskih masiva bura ubrzava te se vrtloži što je razlog jakim naletima hladnog vjetra. Slika 45 prikazuje formiranje vrtloga niz padinu planine. Na samim vrhovima, prije vrtloženja, profil brzina vjetra je stabilan i pogodan za iskorištavanje te se tako ipak može iskoristiti veliki potencijal bure. I dalje je

potrebno pripaziti da se vrh brda na koji se planira postaviti turbina ne nalazi u podnožju većeg vrha kako bi se izbjegli vrtlozi.



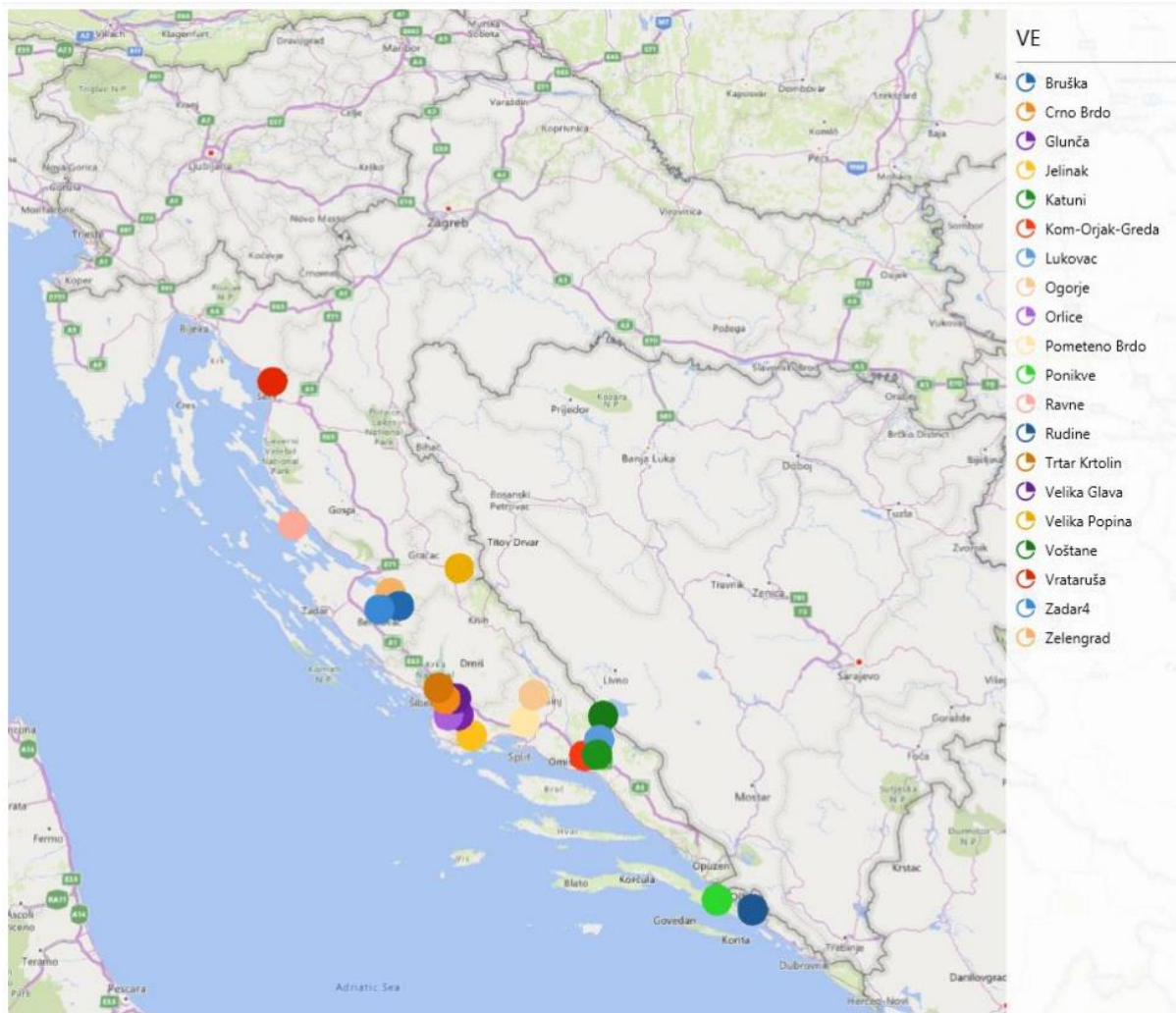
Slika 45. Bura, formiranje vrtloga [31]

Modeliranjem terena te računalnim simulacijama poput one prikazane na slici 46 pronalaze se lokacije povoljne za iskorištavanje energije vjetra te se pristupa daljnjoj analizi mikrolokacije što će biti prikazano u nastavku.



Slika 46. Simulirane brzine vjetra na 3D modelu reljefa [23]

Dalmacija i Dalmatinska Zagora zbog svojeg geografskog položaja te izdignutih planinskih masiva u sklopu Dinarida (Velebit, Kamešnica, Dinara itd.) odnosno visoke frekvencije pojave bure imaju odličan te najveći potencijal za eksploataciju energije vjetra u Hrvatskoj. Područje oko Gračaca nalazi se u „kanalu“ između Velebita i Dinare te je vjetar na tom području izrazito povoljan u kontekstu gradnje vjetroelektrana. Činjenica je također kako se velika većina sagrađenih vjetroelektrana u Hrvatskoj nalazi upravo na području Dalmacije. Republika Hrvatska najviše energije vjetra, posljedično, iskorištava iz bure.

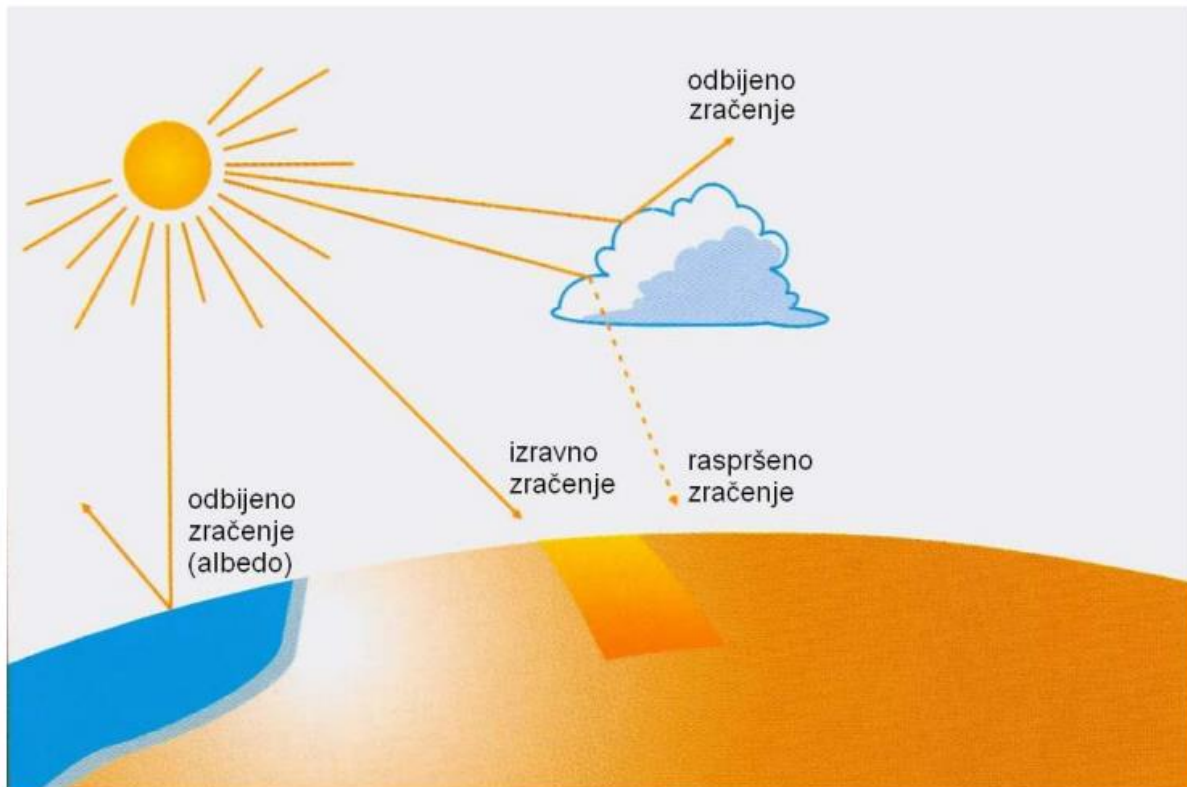


Slika 47. Vjetroelektrane u Hrvatskoj, 2019. [18]

### 6.1.2 Potencijal Sunca

Srednja godišnja ozračenost ravne plohe (eng. *GHI – global horizontal irradiance*) u Republici Hrvatskoj prikazana je na slici 49. te predstavlja najbitniju veličinu pri razmatranju geografske lokacije za gradnju sunčane elektrane. Ova veličina zapravo je zbroj izravnog ili direktnog (eng. *DNI – direct normal irradiance*) i difuznog ili raspršenog zračenja (eng. *DHI – diffuse horizontal irradiance*).

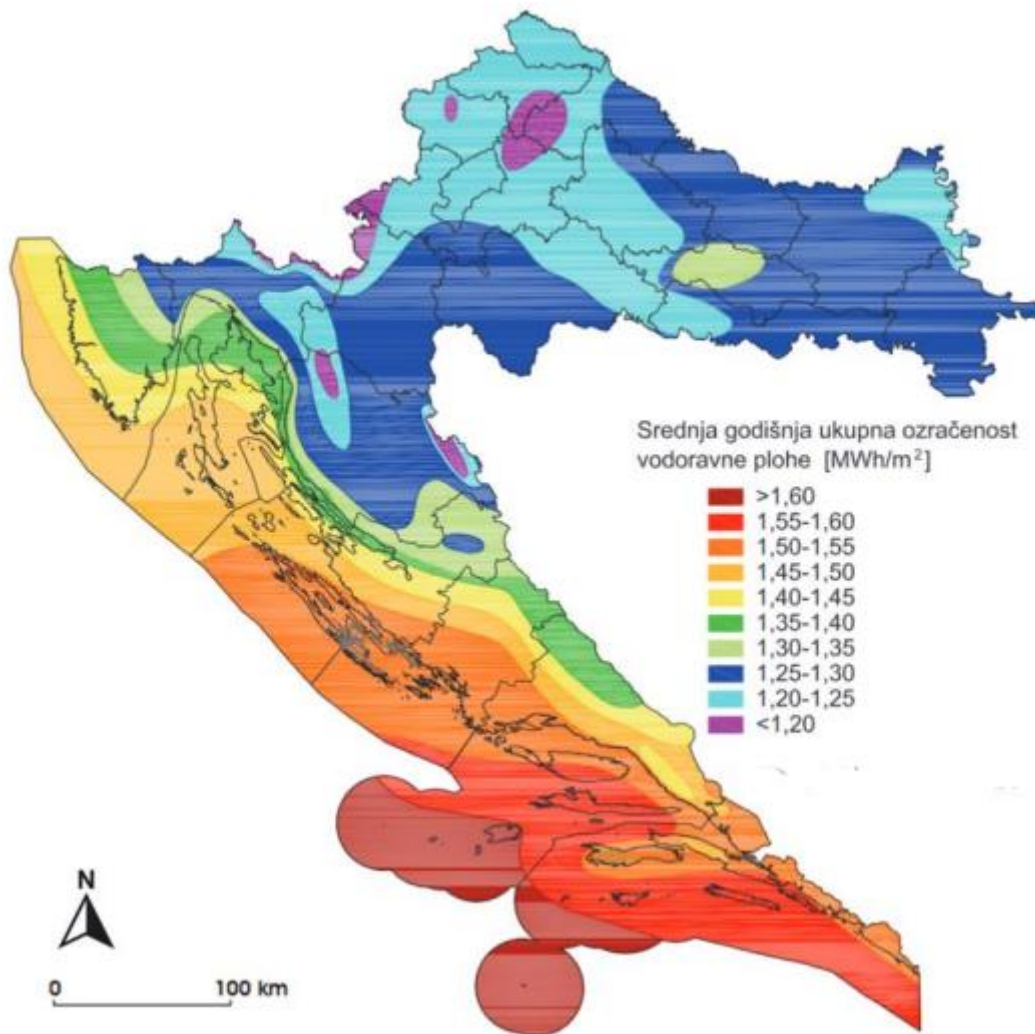




Slika 48. Vrste sunčevog zračenja [34]

Zajednički istraživački centar Europske komisije objavio je potencijal za sunčane elektrane u Republici Hrvatskoj te ga je procijenio između 50 GW i 175 GW ako se 3% dostupnih prirodnih površina koristi za sunčane elektrane (Europska komisija, Zajednički istraživački centar, 2019.). Ovakvu procjenu mora se promatrati kroz prizmu ekonomski i tehnički izvedivih projekata pa se brojke smanjuju, na raspon između 2,6 GW i 9 GW [21].

Veliki potencijal sunčanih elektrana prepoznala je i Međunarodna agencija za obnovljive izvore energije u 2017. godini. Prema njihovoj studiji Hrvatska ima tehnički potencijal OIE od 22 GW, a potencijal sunčanih elektrana procijenjen je na 3,2 GW u kapitalno konkurentnom scenariju. Kao što je već opisano ovakav tip elektrana posljednjih godina raste u kontekstu konkurentnosti te se može pretpostaviti da je danas situacija čak i bolja [21].



Slika 49. Središnja godišnja ukupna ozračenost vodoravne plohe [35]

Vidljivo je da se energija dozračena Suncem povećava u smjeru juga i u smjeru zapada. Vrijednosti u kontinentalnoj Hrvatskoj kreću se od 1,20 MWh/m<sup>2</sup> do 1,35 MWh/m<sup>2</sup>, dok u Dalmaciji pojedine lokacije (otoci) prelaze vrijednost od 1,60 MWh/m<sup>2</sup>. Kao i kod potencijala vjetra, Dalmacija ponovno prednjači po potencijalu sunčeve energije.

Ovakva regionalna podudarnost dobrog potencijala za proizvodnju električne energije iz sunca i vjetra otvara velike mogućnosti za hibridna postrojenja takvog tipa u sadašnjosti, a pogotovo budućnosti te svakako opravdavaju odabir mikrolokacije u nastavku.

## **7. METODE**

Hibridna elektrana, za koju će se provesti tehnološka – ekonomska analiza u nekoliko scenarija, zamišljena je na lokaciji postojeće vjetroelektrane ZD4 u vlasništvu firme Eko Zadar d.o.o. Shodno tome pretpostavlja se kako je analiza makrolokacije učinjena prilikom gradnje originalnog postrojenja. Ovaj rad izrađen je uz suradnju dotične firme te će biti naznačeno koji su podaci odnosno ideje dobiveni od strane inženjera zaposlenih u ovoj tvrtci. U radu će se za elektranu odnosno lokaciju na kojoj je ona zamišljena, pomoću računalnih alata, modelirati teren te klimatski uvjeti što će poslužiti u procjeni proizvodnje električne energije iz vjetra odnosno sunca. Nadalje, nakon dobivenih vrijednosti prosječne proizvodnje električne energije u budućnosti pristupit će se ekonomskoj analizi u nekoliko scenarija koji će biti pobliže objašnjeni kasnije u radu.

### **7.1. Analiza mikrolokacije**

Kako je već naglašeno, lokacija zamišljene hibridne elektrane nalazi se u okolici Zadra. Na ovoj lokaciji nalazi se postojeći vjetropark odnosno vjetroelektrana ZD4. Najbolje lokacije za same turbine proračunate su prilikom projektiranja ove vjetroelektrane. Nove turbine postaviti će se na iste lokacije na kojima trenutno stoje stare.

#### *7.1.1. Google Earth Pro*

Prvi korišteni računalni program je Google Earth. Ovaj računalni program koristi se za manipulaciju geografskih i podataka te vizualizaciju terena, a zasniva se na satelitskim slikama. U ovom radu korišten je za vađenje koordinata postojećih vjetroagregata kako bi se točno pozicionirale u računalni program WindPRO koji je korišten za proračun potencijala proizvodnje električne energije iz vjetra.

#### *7.1.2. Windographer*

Prije same simulacije proizvodnje novih vjetroagregata na lokaciji potrebno je obraditi mjerne podatke s mjernog stupa koji će se koristiti u simulaciji proizvodnje. U tu svrhu korišten je računalni program Windographer. Mjerni stupovi odnosno instrumenti instalirani na njima izloženi su vremenskim prilikama i neprilikama dulji period vremena. Iz tog razloga nije rijetkost da pojedini instrument zakaže (najčešći problem je led) te unosi grešku u mjerenja. Pomoću ovog programa uočavaju se pogreške u vremenu za koje je ogledan primjer brzina vjetra jednaka nuli. Zaleđeni anemometar pokazivat će brzinu vjetra jednaku nuli dulji



period vremena što je u stvarnosti skoro nemoguće zbog varijabilnosti vjetra. Već je naglašeno da brzina vjetra (bure) može iznositi nula na trenutke, no za očekivati je da će se vrlo brzo povećati. Drugi primjer pogreške može se desiti zbog tehničkog kvara opreme na mjernom stupu.

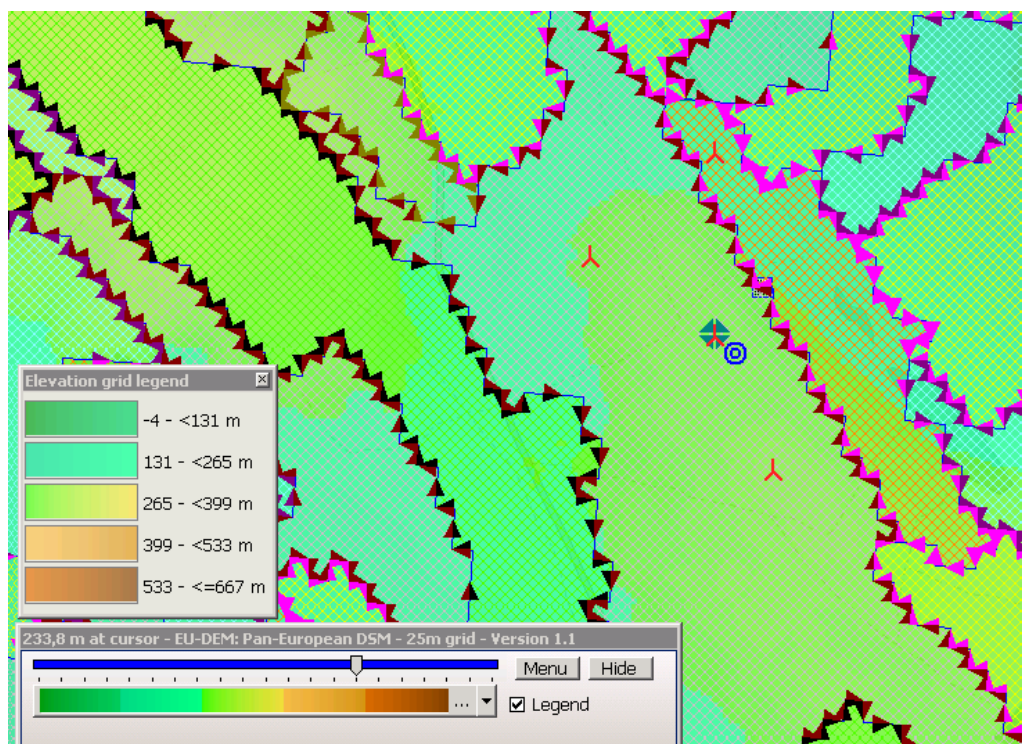
### 7.1.3. *WindPRO*

Ovaj računalni program korišten je za simulaciju proizvodnje iz vjetra zamišljene hibridne elektrane. Izrada modela elektrane zahtijevala je unos mjernih podataka brzine vjetra na različitim visinama (mjerni stup), njihovu korelaciju s povijesnim mjerenjima iz WindPRO baze podatak, modeliranje hrapavosti terene kao i nadmorske visine zahvata te postavljanje novih vjetroturbin na točne položaje starih.

### Modeliranje terena

Već je objašnjen utjecaj reljefa kao i aerodinamičke hrapavosti na proizvodnju električne energije iz vjetrova. Kako bi se kvalitetno procijenila proizvodnja elektrane u WindPRO programu prvi korak je modeliranje samog terena mikrolokacije. Iz baze podataka sadržane u programu povlače se podaci o nadmorskim visinama. Izbor je više, a u ovom slučaju korišteni su podaci iz Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) baze podataka. Navedena rezolucija iznosi 1-ark sekundu (engl. arc second) što se može preračunati u 30 metara. Pokriveno je područje 20km x 20km unutar kojeg se nalazi elektrana. Ova baza podataka potječe iz 2014. godine te pokriva Europu, Afriku i Sjevernu i Južnu Ameriku. Horizontalna točnost je 20 metara, a vertikalna 16 metara uz 90 postotnu pouzdanost. Na sličan način uneseni su podaci o hrapavosti krajolika oko elektrane. Ponovno je korištena baza podataka sadržana u samome programu, imena Corine Land Cover 2018. Postavljena je mreža 100 x 100 metara te je interpolacijom kreiran triangularni model mreže. Iz satelitskih snimaka terena i 44 klase pokrova terena te interpolacijom pomoću mreže, kreirane su linije hrapavosti [36].

Slika 50 u nastavku prikazuje izgled generiranih linija hrapavosti te nadmorskih visina prikazanih bojama.

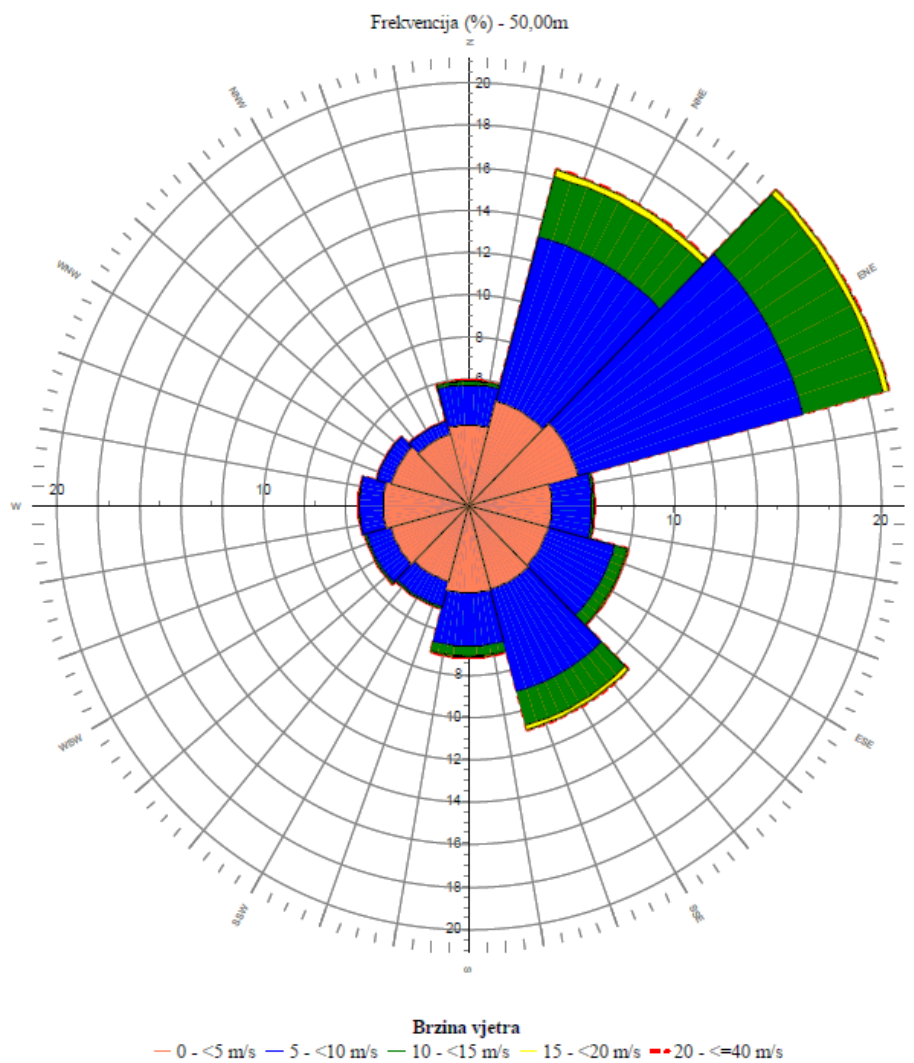


Slika 50. Hrapavost i namorske visine terena u WindPRO programu [36]

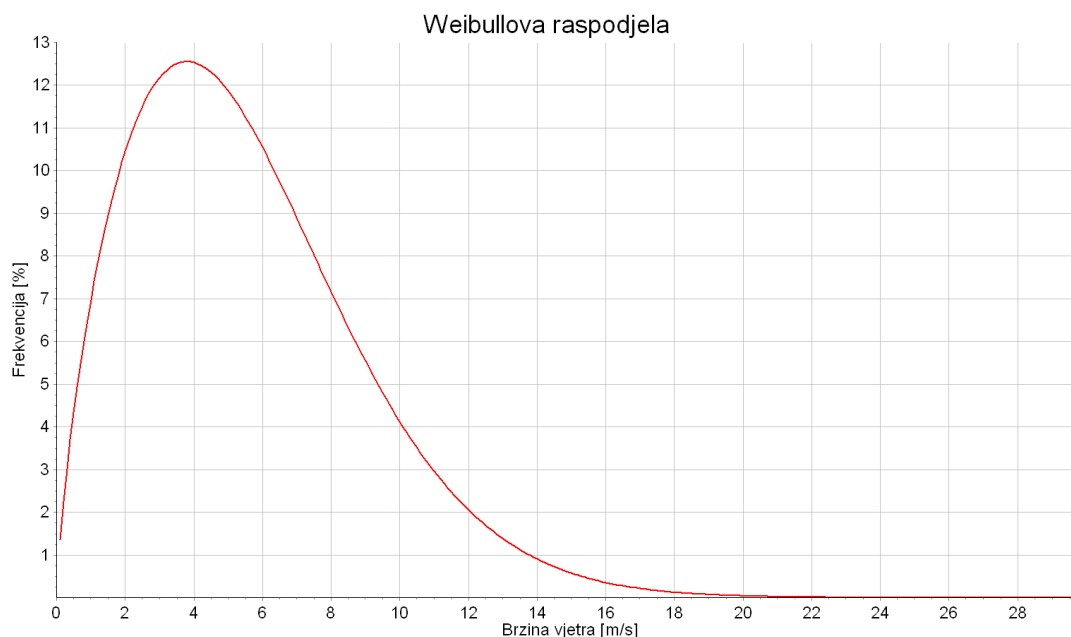
*Klimatski podaci*

Povijesna, dugoročna mjerenja korekcija su za mjerne podatke generirane na mjernom stupu. Jasno je da vremenske prilike mogu varirati od godine do godine pa je potrebno, zato što se klima određenog područja promatra kroz dugi niz godina, mjerne podatke korelirati s dugoročnim mjerenjima. Ovaj pristup pronalazi validaciju i u činjenici da se simulacija proizvodnje vrši na cijeli životni vijek vjetroturbina što je otprilike 20 do 25 godina. WindPRO računalni program i za ovu potrebu nudi bazu podataka iz koje je moguće povući podatke. Korištena je baza podataka MERRA2 generirana NASA-inim satelitskim snimkama. Analiza atmosfere u ovoj bazi uključuje dugoročna mjerenja brzine, smjerova i frekvencije vjetra, temperature i Weibullovu raspodjelu. Snimanja su započela 1980. godine te traju i danas. Svi podaci izraženi su za visinu od 50 m u ovisnosti od tla [36].

Slika 51 prikazuje ružu vjetrova generiranu iz baze podataka MERRA2. Ruža vjetrova kolokvijalni je naziv za dijagram koji prikazuje frekvenciju odnosno učestalost smjerova iz kojih vjetar puše te isto tako i učestalost brzina koje se pojavljuju. Weibullova raspodjela iz iste baze podataka prikazana je na slici 52. Ova raspodjela daje jasniji prikaz o učestalosti brzina vjetra koje se pojavljuju.



Slika 51. Ruža vjetrova – MERRA2 [36]



Slika 52. Weibullova raspodjela – MERRA2 [36]

### *Mjerni podaci*

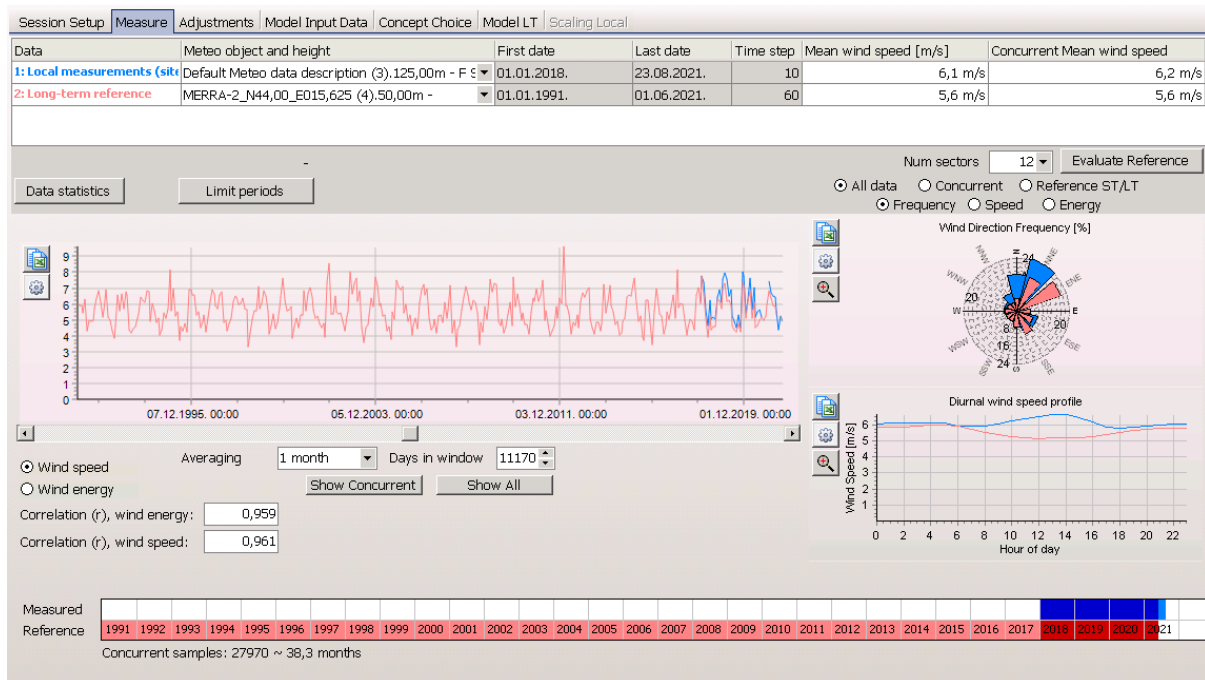
Važnost realnih mjernih podataka već je ranije naglašena stoga je među bitnijim faktorima za kvalitetno modeliranje lokacije, uz model terena i hrapavosti. Podaci pročišćeni od grešaka programom *Windographer* ubacuju se kao objekt na lokaciju koji će WindPRO koristiti u modulima za simuliranje proizvodnje u trenutku kada će to biti potrebno. Nakon ubacivanja mjernih podataka slijedi njihova korekcija te stvaranje konačne klimatske slike lokacije na način kako je pojašnjeno u nastavku.

### *Dugoročna korekcija mjernih podataka*

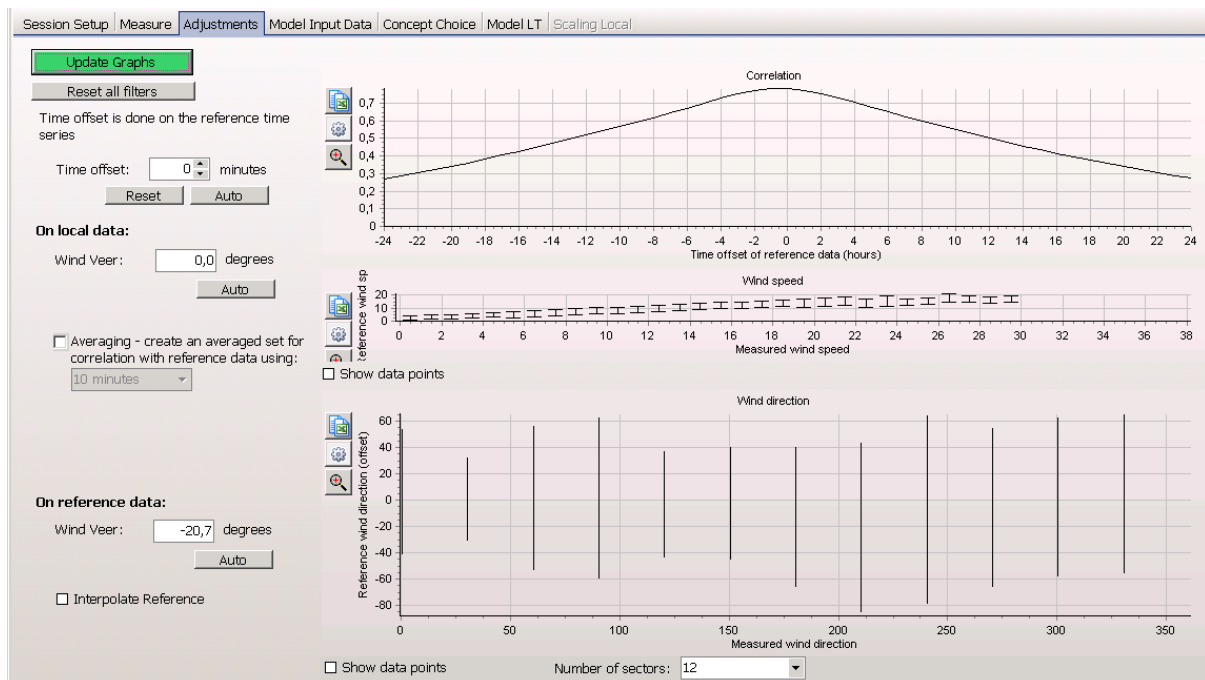
Vjetar nije jednak iz godine u godinu te uvijek postoji mogućnost da su mjerenja odrađena na lokaciji uhvatila atipičnu period te će tada njihove vrijednosti direktno utjecati na lošu procjenu proizvodnje električne energije. U svrhu što realnijih rezultata simulacije proizvodnje provodi se dugoročna korekcija mjernih podataka. WindPRO nudi modul pod imenom MCP (*engl. Measure, Correlate, Predict – long term correction*) koji obavlja upravo taj zadatak. Njegov je zadatak uspoređujući dugoročna povijesna mjerenja i lokalne mjerne podatke predvidjeti dugoročne podatke koje će koristiti pri simulaciji proizvodnje [36].

Slike u nastavku opisuju unos podataka u MCP modul i postavljanje modula za predviđanje dugoročnih podataka. Prvi korak je odabir lokalnih podataka koji najbolje koreliraju s dugoročnim mjerenjima. Izabrani su podaci za 80 metara visine zbog skoro savršene podudarnosti. Sljedeći korak prikazan je na slici 53. te se u njemu vrši prilagodba modela.

Vidljivo je sa slike 53 da ruža vjetrova iz MERRA2 baze nije u najboljem skladu sa ružom vjetrova iz mjernih podataka te se stoga pomoću funkcije *wind veer* korigira ta činjenica.

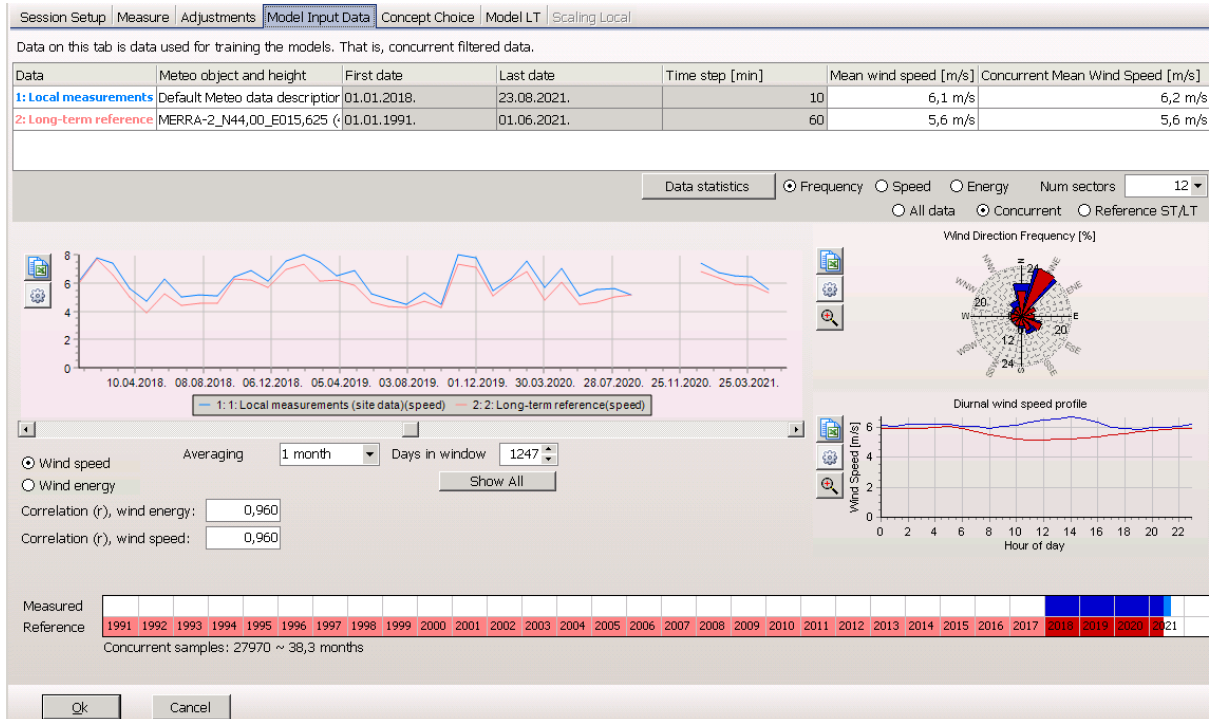


Slika 53. Unos podataka [36]

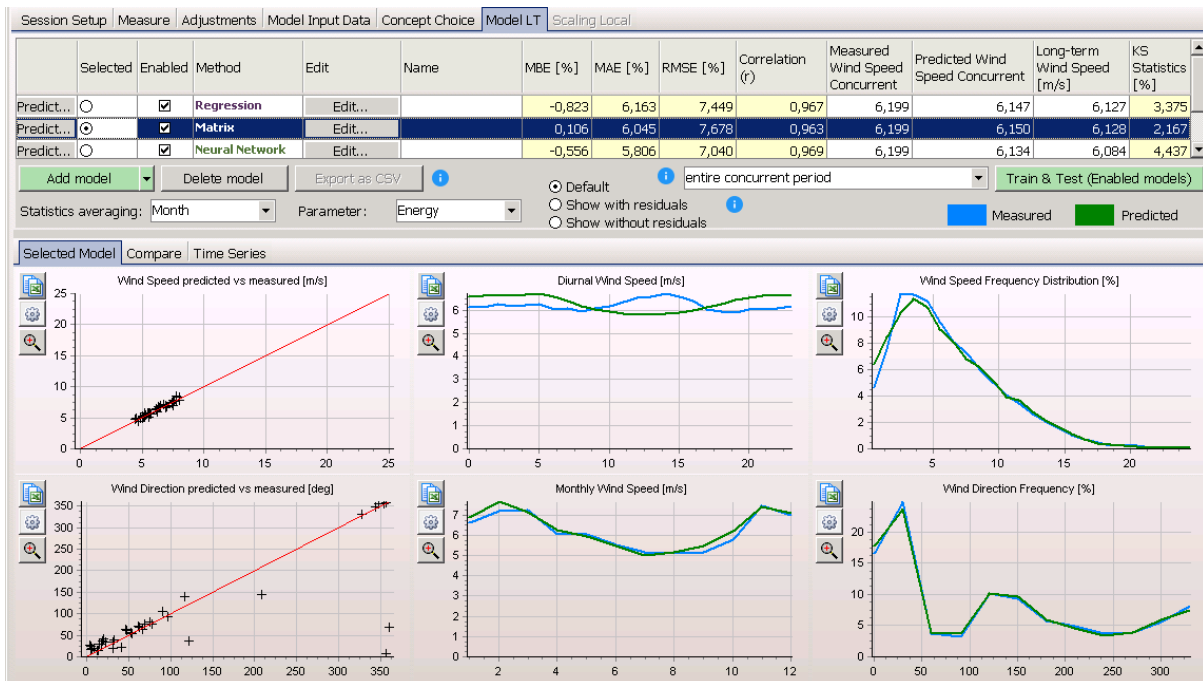


Slika 54. Prilagodba modela – MCP [36]

Na slici 55 vidljiv je rezultat prilagodbi iz prošlih koraka te u ovom trenutku vidimo podatke onakvima kakvi će biti korišteni u predviđanju matematičkim modelima vidljivim na slici 56.



Slika 55. Prilagođavanje podataka – MCP [36]



Slika 56. Odabir matematičkog modela – MCP [36]

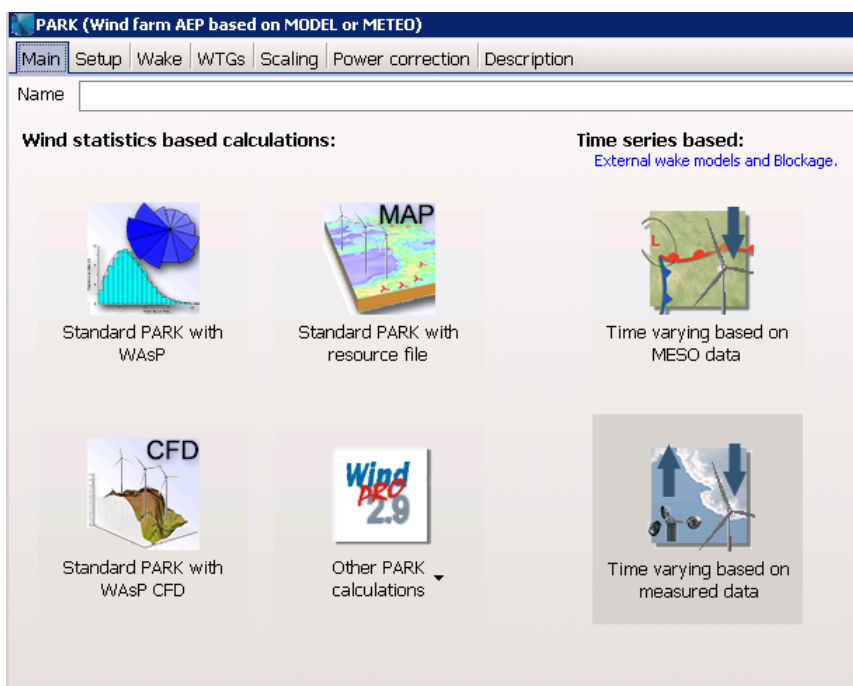


Odabran je matrični model predviđanja dugoročnih klimatskih podataka za kreiranje MCP statistike te je slikom 56. prikazana podudarnost podataka ovog modela s izmjerenim podacima. MCP statistika unosi se preko *site object* objekta te je nužna pri WasP proračunu. WasP softver je pozadinski softver PARK modula odgovoran za izračun [36].

### PARK modul

Ovaj modul unutar WindPRO programa koristi se za proračun projekcije proizvodnje vjetroelektrane (vjetroparka). Koristeći prethodno unesene parametre te modeliranjem strujanja vjetra na definiranim pozicijama vjetroturbina, uzimajući u obzir i zavjetrinske gubitke, ovaj modul izračunava očekivanu proizvodnju na razini cijelog vjetroparka [36].

Slikama u nastavku je opisano postavljanje PARK modula i unos podataka u isti.



Slika 57. Odabir vrste proračuna u PARK modulu [36]

Glavne postavke prikazane su na slici 58. Za ovaj rad potreban je izračun godišnje proizvodnje vjetroelektrane stoga je shodno tome izabran proračun godišnje proizvodnje AEP (engl. *Annual Energy Production*).



**PARK (Wind farm AEP based on MODEL or METEO)**

Main | **Setup** | Wake | WTGs | Scaling | Power correction | Description

Calculate

AEP – the calculation result will be scaled to a full year based on number of samples

Scaling to full year by season: EMD MCP Default [Setup] ⓘ

Include a long term correction factor (on energy): 1,00

Time period energy (not adjusted to Annual Energy Production (AEP))

Include data recovery correction  Use START – STOP time from WTG objects

Use time of day dependent power curves when available [Edit periods]

Use curtailment

Use blockage

Limit park output to grid capacity: 0,00 MW

---

Output to PERFORMANCE CHECK and/or Result to File/Wake Cleaning/Hybrid/Cost functions

Individual results for ALL (relevant) WTGs

Individual results for SELECTED WTGs [Select WTGs to include]

Only SUM for turbines (NO data for PERF. CHECK/Wake cleaning)  Wind speeds inside wind farm ⓘ

Sum column only for NEW WTGs (if any, else for all) [Edit wake calculation settings]

Aggregated time series values

Month [v]

---

Report features

WTG area(s) on map: None selected [v]

Handling of losses and uncertainties: (Decides text in report)

Bring calculation to "bankable" level by using Loss & Uncertainty module

Show results with no extra text explanation

Add "simple reduction" with text: Result - 10,0 %

---

WTGs used in Time varying AEP report pages

All new WTGs

All existing park WTGs

All existing non-park WTGs

Use Reduction % from above in page on figures in reports

[Ok] [Cancel]

Slika 58. Postavke PARK modula

Na kraju je ostalo odabrati klimatske podatke za skaliranje proizvodnje te odabrati za koje vjetroturbine će se računati proizvodnja i omogućiti korekciju gustoće zraka prema nadmorskoj visini

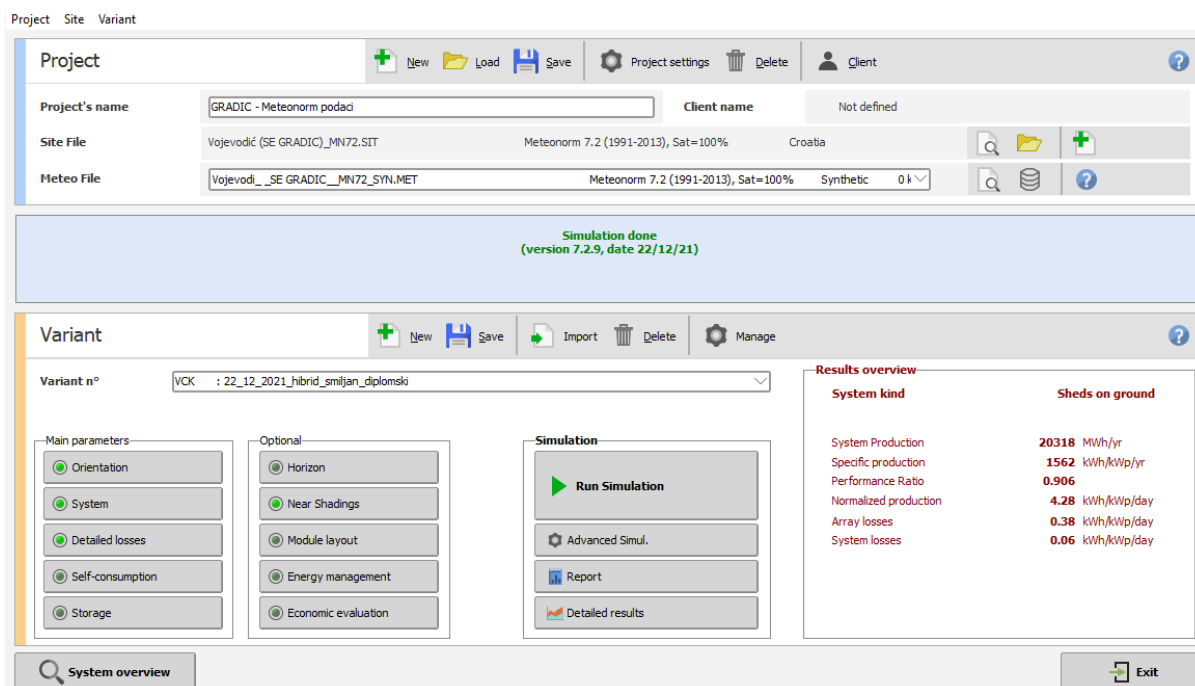
PARK modul proračunava bruto godišnju proizvodnju elektrane te uzima u obzir samo zavjetrinske gubitke prilikom izračuna, no u rezultatima daje i vrijednosti umanjene za 10 % kojima predviđa prosječne gubitke te će te vrijednosti biti korištene kasnije u proračunu. [36]

#### 7.1.4. PVsyst

PVsyst je računalni program za modeliranje i simulaciju proizvodnje energije koji se koristi pri projektiranju solarnih sustava. Kreiran je za inženjere, arhitekte i znanstvenike te je jedan od prvih softvera za FN sustave. Nudi razne opcije poput kompletnog modeliranja FN sustava spojenih na mrežu te onih koji nisu direktno spojeni s mrežom. Sadrži baze podataka fotonaponskih panela, invertera i meteoroloških podataka iz kojih je moguće povlačiti potrebnu opremu odnosno klimatske podatke. Također je ponuđena opcija 3D modeliranja samog postrojenja radi proračuna zasjenjenja odnosno gubitaka zbog sjene [10].

#### *Kreiranje projekta*

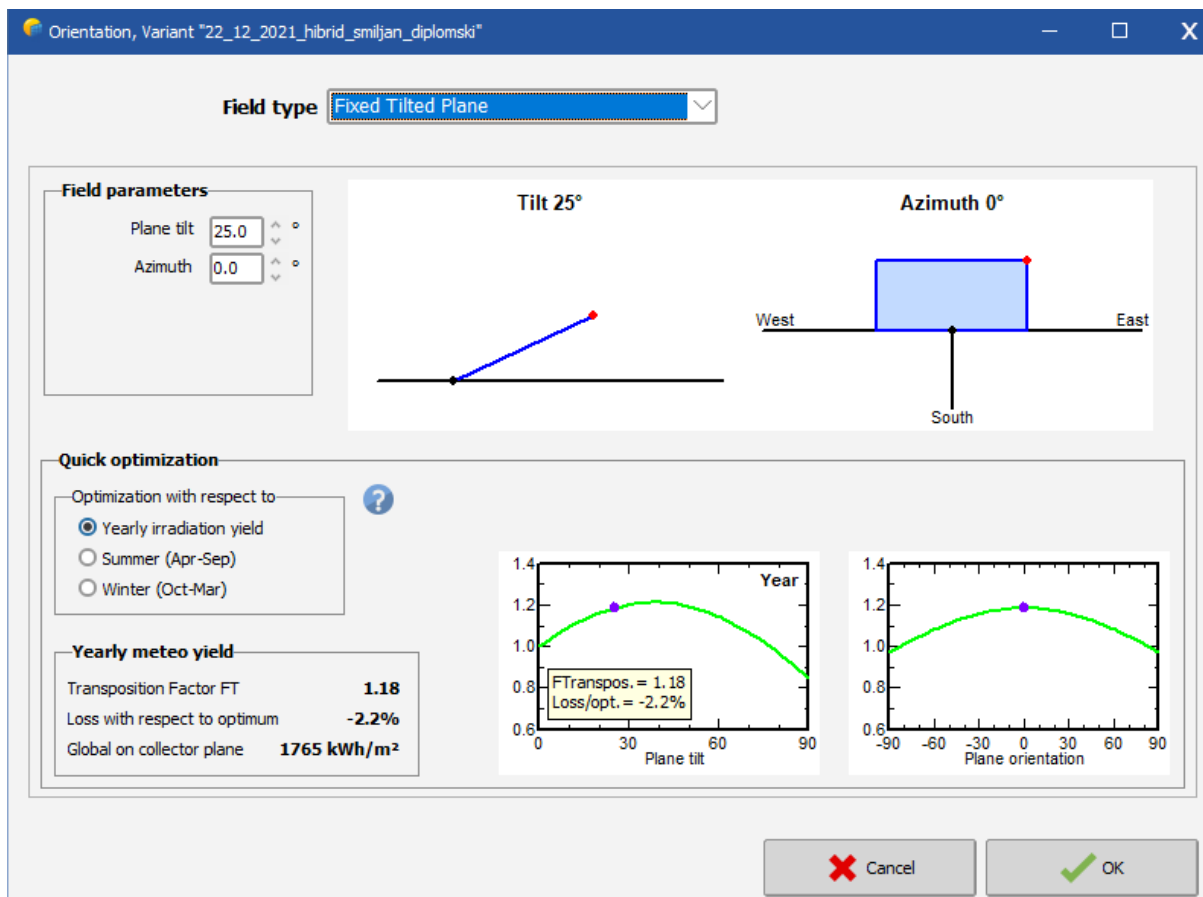
Prvi korak je izabrati vrstu projekta koju se želi simulirati koja je za potrebe ovog rada „grid connected project“ nakon čega se otvara osnovni izbornik projekta u kojemu je potrebno odabrati geografsku lokaciju (site file) na kojoj će biti provedena simulacija ili lokaciju koja je u neposrednoj blizini, a za koju su dostupni kvalitetni meteorološki podaci, iz baze podataka. Meteorološki podaci (meteo file) najčešće su vezani uz site file te su također ponuđeni u posebnom izborniku unutar baze podataka. PVsyst koristi se Meteonorm i NASA bazom klimatskih podataka te također može interpolirati podatke ako odabrana geografska lokacija nije identična onoj za koju su dostupni klimatski podaci. Ako nisu dostupni satni meteorološki podaci u radijusu od 10 km (podesiva veličina) od odabrane lokacije, PVsyst je sposoban sintetizirati i podatke na toj razini. Slika 59 prikazuje osnovni izbornik projekta [10].



Slika 59. Osnovni izbornik projekta – PVsyst [10]

### Orijentacija

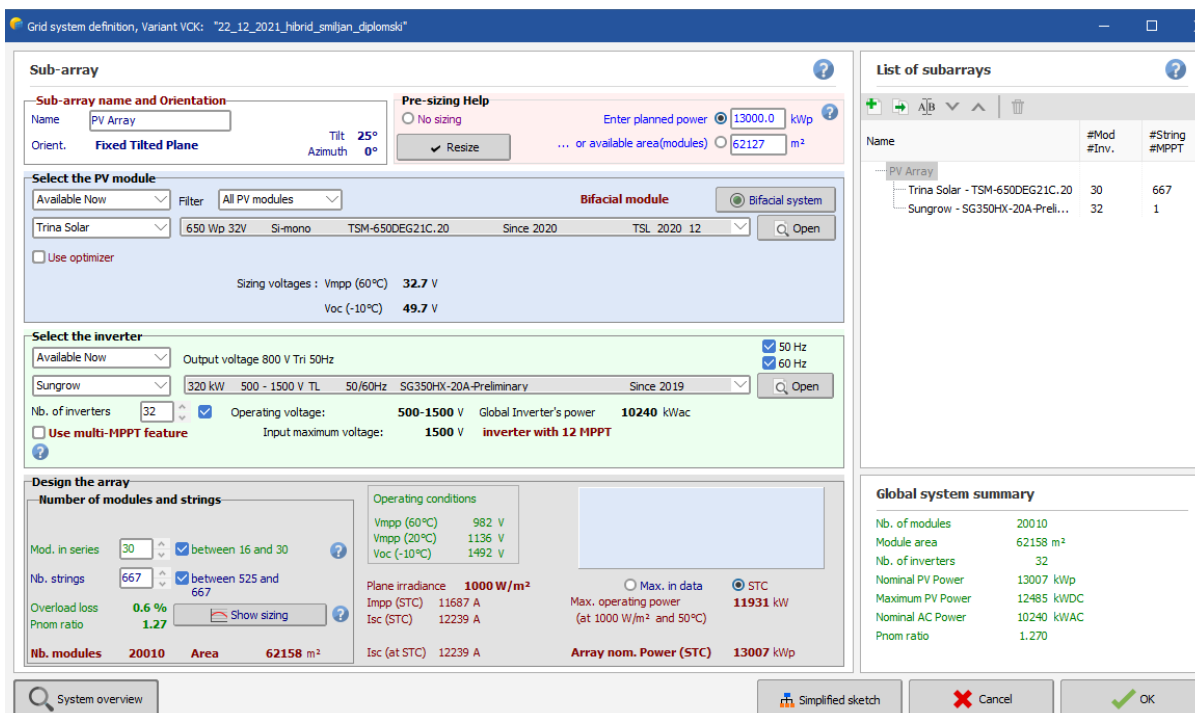
Budući da je proizvodnja električne energije iz sunca uvjetovana geometrijom odnosa Sunca i samog panela prvi sljedeći korak je definiranje orijentacije sustava u odnosu na Sunce. Prvi odabir u izborniku definira vrstu modula u kontekstu slobode gibanja kao npr. fiksni nakošeni te moduli izvedeni tako da prate kretanje Sunca na nebu tokom dana/mjeseci. Za odabranu opciju moguća je optimizacija kuta u odnosu na tlo te azimuta na godišnjoj razini u odnosu na kretanje Sunca te ljetna (travanj – rujna) i zimska (listopad – ožujak). Odabrana je optimizacija na razini godišnje proizvodnje za potrebe ovog rada (slika 60) [10].



Slika 60. Orijentacija FN modula [10]

### Sustav – komponente

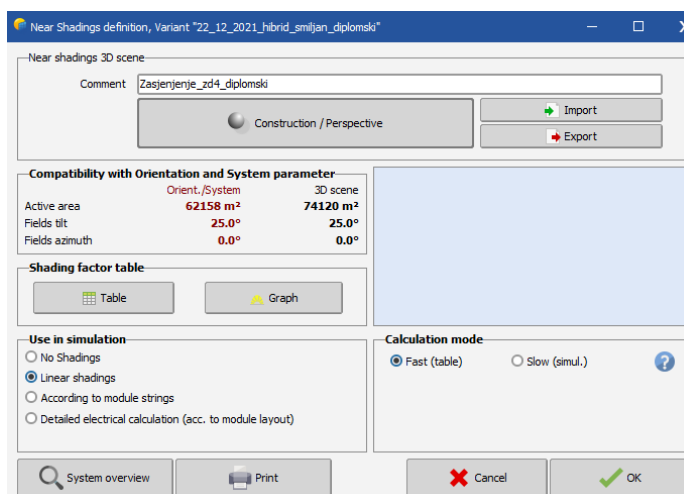
PVsyst nudi velike baze podataka iz kojih se odabiru komponente poput modula, invertera, baterija itd. Na slici 61. prikazan je izbornik za definiranje komponenata sustava unutar kojega se obavlja izbor istih. Ponuđena je i opcija bifacijalnih sustava odnosno bifacijalnih modula. PVsyst sposoban je računati i proizvodnju takvih fotonaponskih panela koji iskorištavaju i difuzno te direktno zračenje koje pogađa panel sa stražnje strane. U ovome radu, iako će kasnije biti izabrani bifacijalni moduli, ova opcija neće biti iskorištena zato što nije ponuđena opcija da se ovakav proračun uključi u simulaciju na osnovu 3D modela koji će biti generiran za potrebe zasjenjenja. Takav način simulacije trebao bi biti dostupan u sljedećim izdanjima ovog softvera. [10]



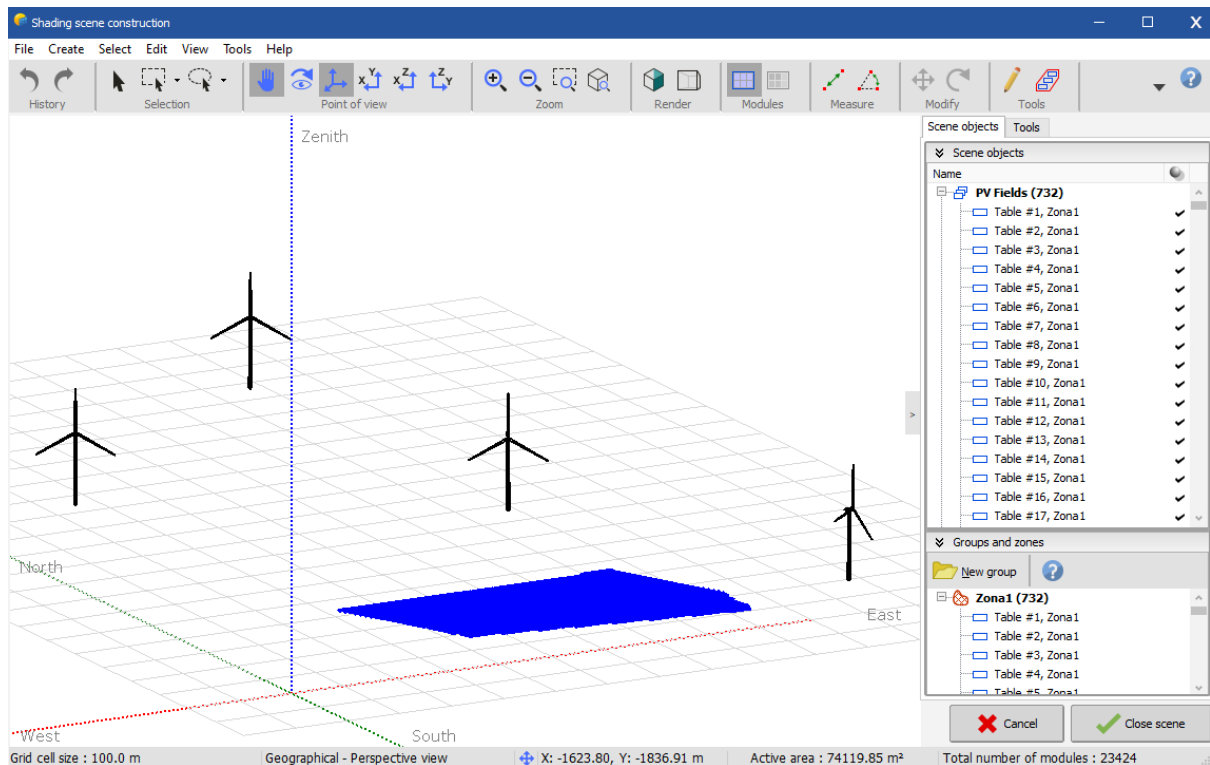
Slika 61. Izbornik za odabir komponenata [10]

### Zasjenjenje

Među važnijim faktorima u projektiranju sunčane elektrane svakako je utjecaj sjena, od strane susjednih panela te od strane ostalih dijelova postrojenja ako postoje. U slučaju hibridne elektrane u sklopu koje su vjetro turbine i solarni paneli postavljeni dovoljno blizu postoji realna šansa da sjena koju baca vjetro turbine negativno utječe na proizvodnju električne energije. U sklopu ovog modula ponuđena je opcija 3D modeliranja postrojenja na temelju kojega će se simulirati zasjenjenje te je takav pristup prihvaćen u ovom radu. Slikom 63 prikazan je 3D konstruiran model [10].



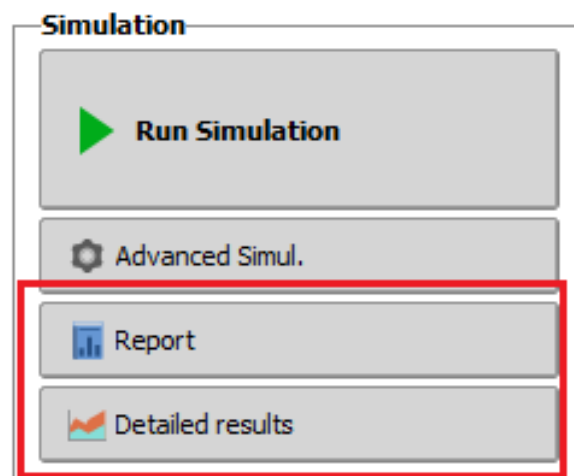
Slika 62. Izbornik zasjenjenja [10]



Slika 63. 3D model – PVsyst [10]

### Rezultati simulacije

Nakon pokretanja simulacije program generira detaljan izvještaj te također nudi korisniku kreiranje vlastitih grafova, tablica i ostalih potrebnih alata za efikasnu prezentaciju rezultata na način koji mu je potreban. Izvještaj generiran odabirom opcije „report“ zapravo je dokument na otprilike 10 strana u kojem su sadržane sve bitne informacije o sustavu kao što su korištena oprema i klimatski podaci, odabrane postavke simulacije te na kraju detaljni rezultati koji uključuju gubitke i nesigurnost proračuna [10].



Slika 64. Odabir vrste rezultata – PVsyst [10]

## 7.2 Ekonomska analiza

Cilj ovog rada ispitati je isplativost hibridne elektrane koja kombinira sunce i vjetar kao izvore energije na istoj lokaciji. U tu svrhu provodi se ekonomska analiza nakon proračunatih godišnjih iznosa proizvodnje električne energije iz sunca i vjetra. Razradit će se 2 slučaja.

- Prvi je hibridizacija postojećeg vjetroparka ZD4 postavljanjem fotonaponskih modula na istu lokaciju te zamjenom trenutnih vjetroturbina novim i modernim vjetroatregatima.
- Drugi slučaj, iako jednake konfiguracije te izveden s istom opremom, razlikovat će se od prvog u kontekstu ukupnih troškova. Taj slučaj zamišljen je kao „novo“ postrojenje čiji će troškovi biti procijenjeni ukupnim troškovima gradnje ovakvog postrojenja za proizvodnju električne energije kako bi se dobilo dojam o isplativosti izgradnje ovakvog postrojenja od „nule“.

### 7.2.1 *Scenarijski pristup*

Svaki od slučaja bit će analiziran u nekoliko scenarija koji će se razlikovati na strani prihoda. Ranije u radu opisane su opcije sudje

lovanja na tržištu električne energije te će se stoga ispitati isplativost projekta prodajom električne energije uz premijski model poticaja s jedne strane te prodajom električne energije direktno na hrvatskoj burzi električne energije s druge. Posljednji scenarij zasniva se na cijenama električne energije iz prijašnjih godina. Osnovni proračun uzet će u obzir mjesečne prosječne cijene električne energije s Dan unaprijed tržišta unazad tri godine. Energetska kriza u Europskoj uniji prouzročila je divljanje cijena električne energije u 2021. godini koje dugoročno nisu realne. Iz tog razloga uzet je prosjek protekle tri godine. Dat će se i osvrt na isplativost koristeći samo cijene tijekom krize (2021. godina) te će se komentirati i rezultat isplativosti koristeći cijene prije krize te prije utjecaja pandemije COVID-19 (2019. godina).

Prva dva scenarija pretpostavljaju cijenu električne energije na godišnjoj razini pa će shodno tome prihodi biti izračunati množenjem cijene s godišnjom proizvodnjom. Za 3. scenarij iskorišteni su podaci iz mjesečnih izvješća CROPEX-a pa će ukupni prihodi biti proračunati kao suma mjesečnih.

U prilogu su dane detaljne tablice financijskih i ekonomskih tokova novca za sve scenarije odnosno slučajeve koji su podvrgnuti analizi isplativosti.

### 7.2.2 Troškovi

Troškovi će u ovom radu diferencirati dva slučaja hibridne elektrane. U slučaju hibridizacije postojeće vjetroelektrane koristit će se realni troškovi dobiveni pri konkretnom projektiranju konfiguracije postrojenja koja je korištena u ovom radu. Jedina pretpostavljena veličina u ovom slučaju bit će operativni troškovi sunčanog dijela hibridne elektrane.

U drugom slučaju zamišljena je situacija pokretanja projekta od samog početka. Korištena je ista oprema, lokacija i pozicije vjetroturbina te fotonaponskih modula, no razliku čini činjenica da će troškovi biti procijenjeni ukupnim troškovima proizvodnje eklektične energije koji obuhvaćaju veći raspon od prvog slučaja budući da se u projekt kreće od samog početka.

### 7.2.3 Amortizacija

Ovaj financijski pojam označava postupno proporcionalno trošenje dugotrajne imovine tijekom vijeka uporabe. Može ga se opisati i kao proces raspoređivanja troška nabave imovine. Dakle, namjena amortizacije je da se vrijednost materijalne ili nematerijalne imovine postepeno prenosi na troškove. Zakon o porezu na dobit prepoznaje linearnu metodu otpisa kao porezno priznatu te propisuje porezno priznate stope amortizacije. Za hibridno postrojenje odnosno građevinski objekt ta vrijednost je 5% kroz razdoblje od 20 godina. Postoji i opcija ubrzane stope koja iznosi 10 %, no u tom slučaju skraćuje se razdoblje amortizacije na 10 godina [37].

Jendadžba amortizacije koja će se koristiti glasi:

$$A_n = \frac{I-L}{t} \quad (2)$$

$A_n$  – amortizacija (godišnja);

$I$  – početni troak investicije;

$L$  – vrijednost na kraju korisnog vijeka;

$t$  – korisni vijek objekta u godinama.

### 7.2.4 Kredit



Vjetroelektrane i sunčane elektrane kapitalno su intenzivni projekti odnosno početna investicija je najveći dio ulaganja. Rijetkost je da investitor sam može pokriti ulaganje stoga uz dio vlastitog sredstava ostatak nabavlja putem bankovnih kredita. U ovom radu korišten je računalni program Microsoft Excel za izračun rate kredita koje je pretpostavljena kao godišnja. Otplata kredita uračunata je u financijskom toku novca. Korištena je funkcija PMT. Iznos godišnje rate je konstantan, a sastoji se od glavnice i kamate koje se mijenjaju iz godine u godinu. Jednadžbe 3 i 4 koje definiraju godišnju ratu glase:

$$R = S \times SFP \quad (3)$$

$$SFP = \frac{i}{(1+i)^n - 1} \quad (4)$$

$R$  – godišnja rata kredita

$S$  – iznos kredita koji će biti uplaćen uz kamatnu stopu, kroz  $n$  godina

$SFP$  – kamatni faktor

$i$  – kamatna stopa

$n$  – godina

### 7.2.5 Dobit i porez na dobit

Razlika godišnjih prihoda i rashoda postrojenja je godišnja bruto dobit. Ova dobit umanjuje se za iznos rate kredita i iznos porezne osnovice te je rezultat neto dobit postrojenja. Računa se prema jednadžbi 5:

$$ND_n = BD_n - R - PO_n \quad (5)$$

$ND_n$  – neto dobit

$BD_n$  – bruto dobit

$R$  – rata kredita

$PO_n$  – porezna osnovica

$n$  – godina

Zakon o porezu na dobit propisuje poreznu stopu prema kojoj se iz porezne osnovice računa porez na dobit. Za slučaj u kojemu prihodi prelaze 7 i pol milijuna kuna godišnje iznos porezne stope je 18 %. Također je bitno naglasiti da u godinama kada je neto dobit negativna odnosno kada su rashodi uvećani za kamatu veći od bruto dobiti, tvrtka nije dužna plaćati porez na dobit. Poreznu osnovicu računa se prema jednadžbi:

$$PO_n = BD_n - A_n - K_n \quad (6)$$

$A_n$  – amortizacija

$K_n$  – kamata

n - godina

#### 7.2.6 Procjena povrata ulaganja metodom sadašnje vrijednosti

Neto sadašnja vrijednost koristi se za procjenu novca kojeg će investicija generirati u usporedbi s troškom koji je prilagođen vremenskoj vrijednosti novca. U Microsoft Excelu dobivena je koristeći istoimenu funkciju NPV. U suštini ova veličina prikazuje razliku sadašnje vrijednosti budućih novčanih tokova i sadašnje vrijednosti investicije. Kao kriterij procjene isplativosti služi predznak dobivenog iznosa NPV-a. Ako je NPV vrijednost negativna projekt se odbija te vrijedi suprotno ako je pozitivna. U slučaju da je NPV jednak nuli projekt je samo isplativ, no ne i profitabilan. Važno je naglasiti da bitnu ulogu u diskontiranju budućih vrijednosti ima diskontna stopa koja se pretpostavlja prije proračuna.

$$P = S \times (SPPW \text{ uz } i, n) \quad (7)$$

$$SPPW = 1 / (1 + i)^n \quad (8)$$

P – sadašnja vrijednost novca;

S – buduća vrijednost novca;

i – kamatna stopa;

n – godina za

SPPW – kamatni faktor

### *7.2.7 Procjena povrata ulaganja metodom untrašnje stope povrata*

Pojam IRR predstavlja onu diskontnu stopu za koju je vrijednost NPV-a jednaka nuli. To znači da je izjednačena sadašnja vrijednost očekivanih prihoda sa sadašnjom vrijednošću očekivanih troškova. Uvjet isplativosti je odnos IRR-a i pretpostavljene diskontne stope. Ako je vrijednost pretpostavljene diskontne stope manja od vrijednosti izračunatog IRR-a projekt se prihvaća odnosno u slučaju da je situacija obrnuta projekt se odbija. Kako je već naglašeno u situaciji kada su ove dvije vrijednosti jednake NPV iznosi nula te je projekt isplativ, ali nije profitabilan [38]. Korištena funkcija u Microsoft Excel programu naziva se IRR.

## **8. TEHNO - EKONOMSKA ANALIZA HIBRIDNE ELEKTRANE**

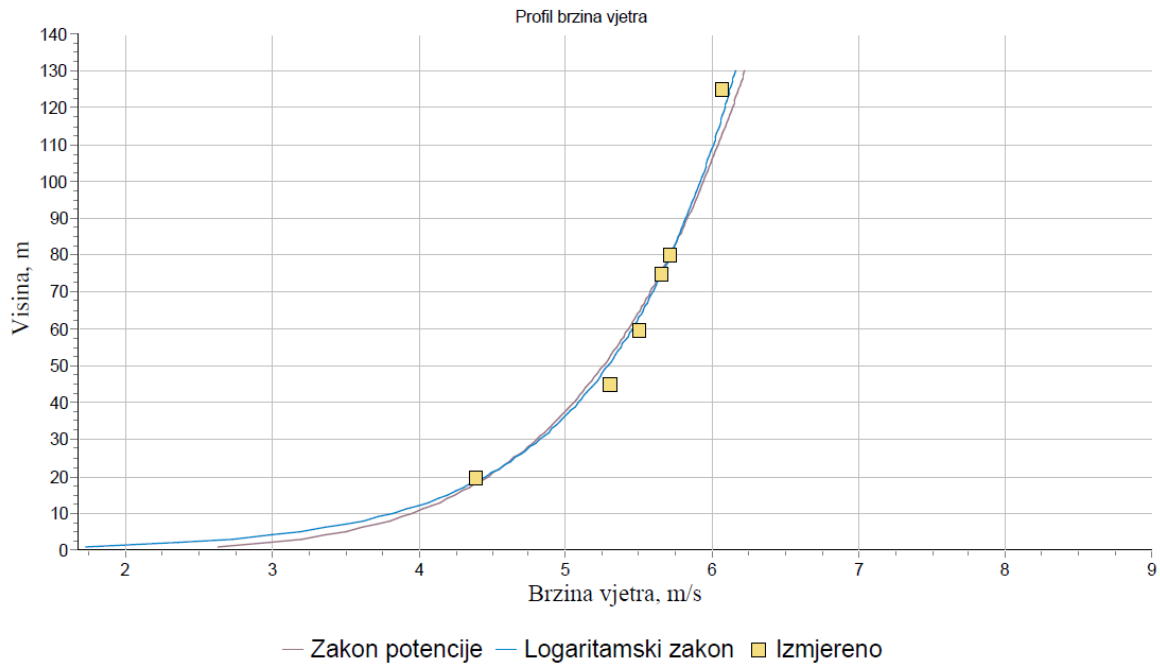
Rezultat tehničke analize metodama opisanim u prijašnjem poglavlju bit će godišnja proizvodnja električne energije hibridne elektrane. Izabrana mikrolokacija elektrane nalazi se u okolini Zadra te će u nastavku biti analizirana u kontekstu potencijala proizvodnje električne energije iz sunca i vjetra. Zbrajanjem procjena dobivenih računalnim programima WindPRO i PVsyst dolazi se do ukupne proizvodnje elektrane na godišnjoj razini. Ovaj rezultat polazišna je točka za ekonomsku analizu. Isplativost projekta proračunat će se za dva slučaja u kontekstu troškova, a to su hibridizacija postojeće vjetroelektrane te gradnja hibridnog postrojenja od nule.

### **8.1. Primjena metoda**

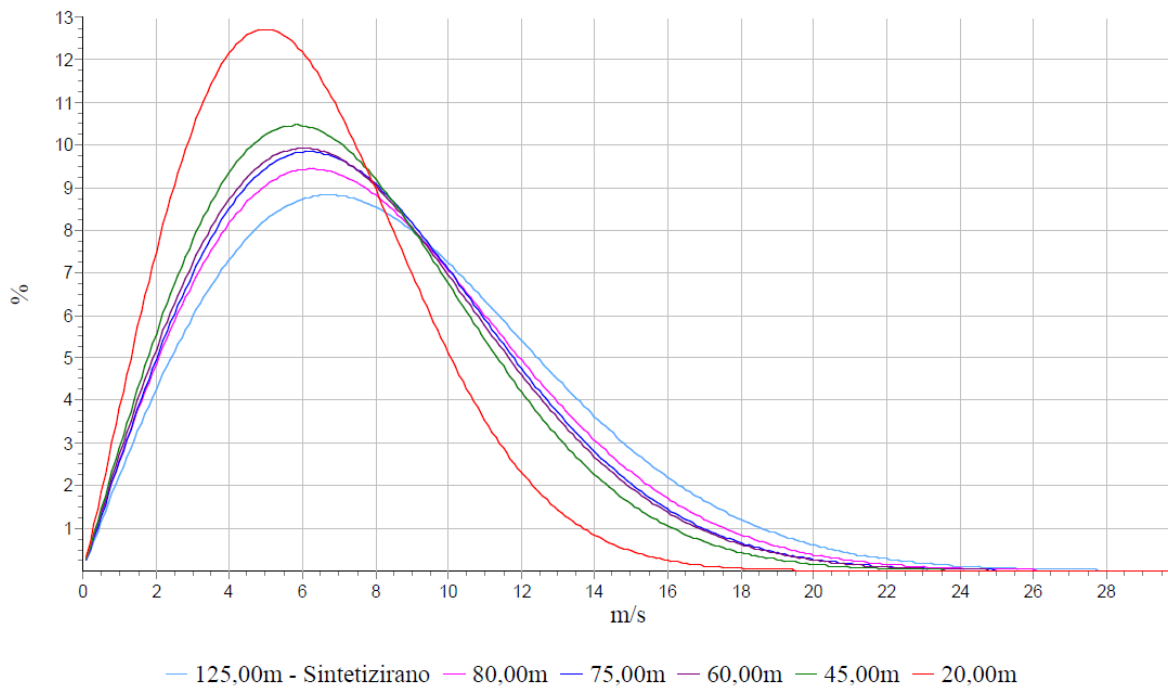
Primjenit će se metode objašnjene u prošlom poglavlju kako bi se procjenila prosječna godišnja proizvodnja električne energije koja će biti temelj za ekonomsku analizu.

#### *8.1.1. Mjerni podaci*

Stvarni podaci koji su korišteni u simulacijama mjereni su na mjernom stupu na lokaciji u vlasništvu firme Eko Zadar dva d.o.o. koja je i vlasnik elektrane ZD4 upravo na toj lokaciji. Korišteni su podaci od zadnje tri godine te oni sadrže mjerenja brzine i smjerova vjetra, temperature i turbulencije. Instrumenti su postavljeni na visinama od 20, 40, 60, 75 i 80 metara. Maksimalna visina od 80 metara savršeno je koristila za potrebe sadašnje elektrane budući da su trenutno postavljene vjetro turbine visine stupa od isto 80 metara. U ovom radu zamišljene su nove i veće turbine te će stoga ekstrapolacijom u programu biti generirani i podaci za 125 metara visine koliko će biti visoke nove turbine. Potvrdu da su generirani podaci za 125 metara dovoljno kvalitetni može se potražiti proučavajući sliku 65 koja prikazuje profil brzina vjetra u ovisnosti o visini. Na dijagramu su prikazane krivulje dobivene zakonom potencije te logaritamskim zakonom koji opisuju utjecaj trenja na brzine strujanja u atmosferskom graničnom sloju. Podaci s mjernog stupa te ekstrapolirana vrijednost prikazani su kao točke te je vidljivo kako su odstupanja minimalna odnosno obje krivulje dobro aproksimiraju mjerne podatke. Prikazana je i Weibullova raspodjela za mjerne podatke slikom 66 za brzine iz smjera SI za koji je već utvrđeno da je dominantan izvor energije.



Slika 65. Profil brzina vjetra [36]



Slika 66. Weibullova raspodjela, smjer SI – mjerni podaci [36]

Weibullova raspodjela prikazuje frekvenciju pojave brzina vjetra za određene visine s time da je prikazana i sintetizirana krivulja za ekstrapolirane podatke na visini od 125 m.

### 8.1.2. Validacija WindPRO modela

Prva simulacija u računalnom programu WindPRO poslužila je za validaciju modela. Na isti način kako je opisano u poglavlju „metode“ te kako će se provesti i simulacija za potrebe ovog rada, postavljen je model postojeće elektrane. Kao što je već navedeno, jedinu razliku u kontekstu vjetroparka između postojeće i zamišljene vjetroelektrane čine korištene vjetroturbine stoga je model identičan za oba slučaja samo što su izabrane različite vjetroturbine iz baze podataka. Sljedeća tablica pokazuje prosjek stvarnih podataka proizvodnje na lokaciji. Trenutno su na lokaciji postavljene 4 vjetroturbine ukupne snage 9 MW.

Tablica 4. Ukupna godišnja proizvodnja el. energije, ZD4 [11]

	2018	2019	2020	prosjeak
Ukupna godišnja proizvodnja el. energije [GWh]	20,6	23,6	21	21,7

Rezultat simulacije u WindPRO programu za ZD4 vjetroelektranu u trenutnom stanju je **22,3 GWh** godišnje što je jako blizu prosjeku stvarnih podataka iz perioda od 2018. do 2020. godine. Ovakvim dobrim poklapanjem potvrdila se točnost modela te za potrebe proračuna vjetroparka u kontekstu hibridne elektrane treba samo promijeniti model vjetroturbina.

### 8.1.3. Neto proizvodnja električne energije – vjetar

WindPRO nudi redovito obnovljan katalog postojećih vjetroturbina iz kojeg je vrlo lako odabrati agregate koji će biti korišteni u simulaciji te ih postaviti na model terena tamo gdje su zamišljene. Turbine su izabrane prema preporuci inženjera tvrtke ENCRO d.o.o. te su njihove karakteristike dane tablicom 5.

Tablica 5. Specifikacije odabranih vjetroturbina

Specifikacije	
Proizvođač	Siemens Gamesa
Model	SG 6.6
Nazivna snaga, kW	6600
Visina gondole, m	122,5 m
Promjer rotora	155 m

Četiri vjetroturbine čije su specifikacije prikazane u tablici 5. pozicionirane su na identične lokacije na kojima trenutno stoje stare vjetroturbine. Ukupna instalirana snaga tada će iznositi 24,6 MW, a trenutna je 9 MW.



Slika 67. Vjetroturbina SG 6.6 – 155 [39]

Rezultati simulacije za vjetropark hibridnog postrojenja prikazani su u tablici 6.

Tablica 6. *Prosječna mjesečna proizvodnja električne energije*

Mjesec	Prosječna proizvodnja električne energije [MWh]
siječanj	5.951,75
veljača	5.750,375
ožujak	5.923,11
travanj	4.827,63
svibanj	4.157,275
lipanj	3.118,18
srpanj	3.176,355
kolovoz	3.085,065
rujan	4.002,44
listopad	4.716,65
studen	5.646,555
prosinac	5.933,85
<b>ukupno</b>	<b>5.6289,235</b>

Proizvodnja po mjesecima koristit će se za treći scenarij koji je ranije objašnjen dok će se ukupna prosječna proizvodnja koristiti za prvi i drugi scenarij zbog činjenice da su i cijene vezane za ta dva scenarija na godišnjoj razini. Vidljivo je da je proizvodnja najveća u zimskim mjesecima što također može poslužiti kao signal da model razumno predviđa vremenske prilike u okolini Zadra. Naime, u zimskom periodu bura puše češće i konstantnije.

#### 8.1.4. *Neto proizvodnja električne energije – sunce*

Odabrani su fotonaponski moduli proizvođača Trina Solar, model TSM-650DEG21C.20. čije su specifikacije prikazane tablicom 7. Specifikacije invertera preuzete su iz PVsyst baze podataka budući da službene još nisu dostupne za europsko tržište. Izabran je model invertera kineskog proizvođača Sungrow, model SG350HX, a njihov broj koji je potreban je 32.



Tablica 7. Specifikacije izabranog FN modula

Električne specifikacije	
Vršna snaga $P_{max}$ [Wp]	650
Tolerancija snage [W]	0 ~ +5
Napon pri $P_{max}$ [V]	37,7
Struja pri $P_{max}$ [A]	17,31
Struja kratkog spoja [A]	18,35
Efikasnost $\eta$ [%]	20,9
Mehaničke specifikacije	
Vrsta ćelije	Monokristalna
Broj ćelija	132
Dimenzije [mm]	2384 x 1303 x 35
Masa [kg]	38,7
Okvir – debljina [mm]	35
Prednje staklo – debljina [mm]	2,00
Stražnje staklo – debljina [mm]	2,00

Tablica 8. Specifikacije izabranog invertera

Ulazna strana (DC FN)	
Minimalni MPP napon [V]	500
Nominalni MPP napon [V]	1080
Maksimalni MPP napon [V]	1500
Maksimalni napon modula [V]	1500
Prag snage [W]	1600
Izlazna strana (AC mreža)	
Faznost	trofazni
Frekvencija [Hz]	50/60
Napon mreže [V]	800
Nominalna AC snaga	320 kVA
Maksimalna efikasnost $\eta$ [%]	99,01

Mehaničke specifikacije	
Dimenzije [mm]	1100 x 360 x 890
Masa [kg]	110



*Slika 68. Odabrani FN modul [40]*

Tablica 9 u nastavku pokazuje rezultate dobivene simulacijom proizvodnje u PVsyst računalnom programu, kako je opisano u metodama.

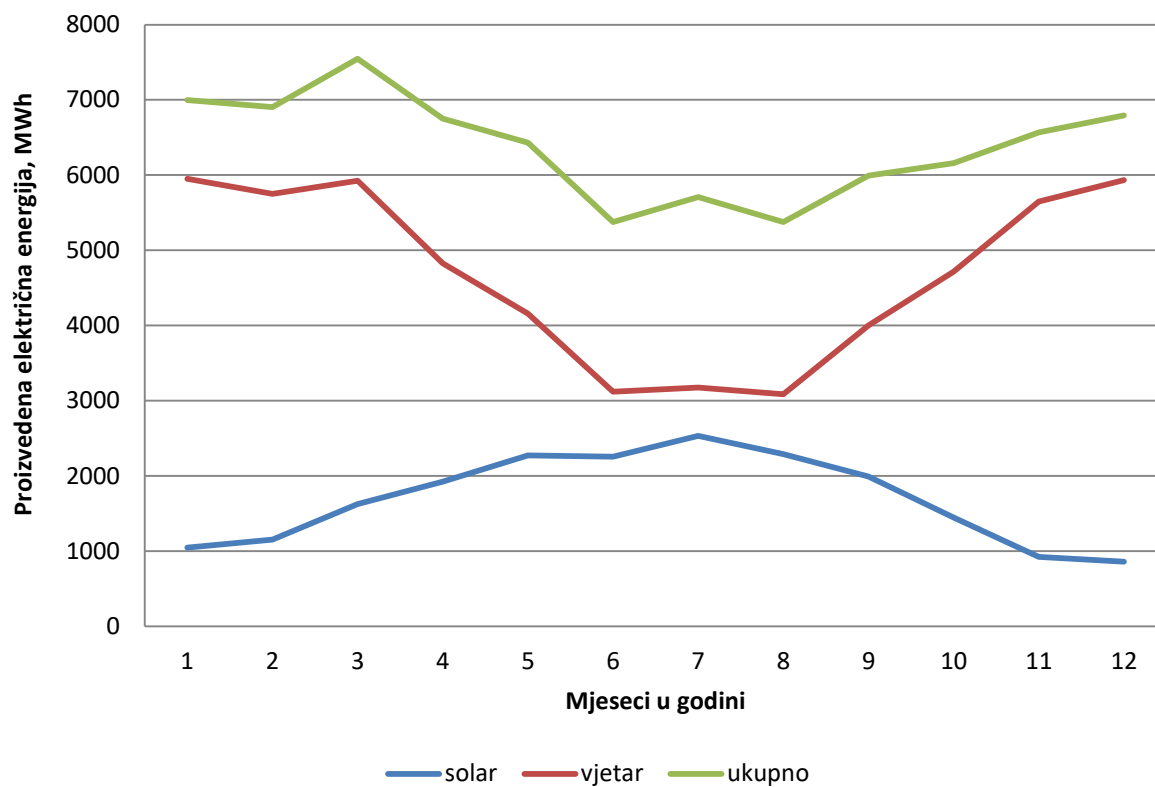
Tablica 9. *Prosječna proizvodnja električne energije*

Mjesec	Prosječna proizvodnja električne energije [MWh]
siječanj	1.045,05
veljača	1.153,943
ožujak	1.625,625
travanj	1.924,969
svibanj	2.273,356
lipanj	2.255,872
srpanj	2.532,136
kolovoz	2.289,482
rujan	1.992,332
listopad	1.444,326
studeni	920,643
prosinac	860,058
<b>ukupno</b>	<b>20.317,792</b>

U slučaju sunca, za razliku od situacije s vjetrom, zimski mjeseci su najlošiji u kontekstu proizvedene električne energije.

#### 8.1.5. *Ukupna neto proizvedena električna energija postrojenja – sunce i vjetar*

Već sada može se vidjeti komplementarnost kombinacije ova dva izvora energije. Za jasniju vizualizaciju poslužit će slika 69 dok tablica 10 prikazuje zbrojene mjesečne vrijednosti proizvedene električne energije koje će biti temelj za izračun prihoda u ekonomskoj analizi. Na slici 69 vidljivo je kako je linija koja prikazuje ukupnu proizvodnju električne energije ravnija od krivulje proizvodnje iz vjetra. Hibridizacija vjetroelektrana, dakle, pozitivno utječe na varijabilnost vjetra u kontekstu isporuke električne energije na godišnjoj razini.



Slika 69. Proizvedena električna energija – vjetar , solar, ukupno

Tablica 10. *Ukupna neto proizvedena električna energija*

Mjesec	Prosječna proizvodnja električne energije [MWh]
siječanj	6.996,8
veljača	6.904,318
ožujak	7.548,735
travanj	6.752,599
svibanj	6.430,631
lipanj	5.374,052
srpanj	5.708,491
kolovoz	5.374,547
rujan	5.994,772
listopad	6.160,976
studeni	6.567,198
prosinac	6.793,908
<b>ukupno</b>	<b>76.607,03</b>

## 8.2. Ekonomska analiza

Slijedi ekonomska analiza koja će odgovoriti na pitanje da li je ovakav projekt isplativ.

### 8.2.1. Cijena električne energije

U prvom scenariju pretpostavit će se sudjelovanje u premijskom modelu poticaja. Pretpostavljena cijena električne energije u ovom scenariju dobivena je u firmi ENCRO d.o.o. te iznosi 56 EUR/MWh. U drugom scenariju proračunat će se isplativost projekata uz očekivanu cijenu na tržištu električne energije u iznosu od 70 EUR/MWh [11].

Tablice u nastavku prikazuje scenarije te prosječne cijene električne energije koji će se koristiti pri izračunu prihoda.

Tablica 11. *Pretpostavljena cijena električne energije ovisno o scenariju*

	1. scenarij	2. scenarij
Cijena električne energije [EUR/MWh]	56	70

Tablica 12. *Cijene električne energije u 3. scenariju [41]*

Mjesec	3. scenarij – cijena električne energije [EUR/MWh]			
	2019.	2020.	2021.	PROSJEK
Siječanj	69,32	51,32	53,89	58,18
Veljača	49,75	39,62	50,37	46,58
Ožujak	39,57	29,41	55,94	41,64
Travanj	45,61	23,95	64,47	44,68
Svibanj	41,48	22,47	59,9	41,28
Lipanj	40,36	28,77	78,39	49,17
Srpanj	53,01	35,43	93,77	60,74
Kolovoz	55,87	38,13	105,51	66,50
Rujan	55,43	45,86	138,57	79,95
Listopad	55,34	38,57	202,54	98,82
Studeni	45,16	47,21	216	102,79
Prosinac	40,1	55,54	251,87	115,84
<b>PROSJEK</b>	49,25	38,023	114,27	

### 8.2.2. *Prihodi*

Polazna točka za ekonomsku analizu svakako su prihodi od proizvodnje električne energije. Neto proizvodnja elektrane pomnožena je sa cijenom električne energije ovisno o scenariju koji je razmatran.

#### *Prvi i drugi scenarij*

Prvi scenarij predstavlja prodaju električne energije prema premijskom modelu sa pretpostavljenom cijenom električne energije od 56 EUR/MWh, a drugi slobodno trgovanje na burzi električne energije uz pretpostavljenu cijenu od 70 EUR/MWh. Tablicom 13 prikazani su dobiveni prihodi ova dva scenarija.

Tablica 13. Godišnji prihod za prvi i drugi scenarij

Scenarij	Neto godišnja proizvedena električna energija [MWh]	Cijena električne energije [EUR/MWh]	Godišnji prihod [EUR]
<b>prvi</b>	76.607,03	56	<b>4.289.993,512</b>
<b>drugi</b>	76.607,03	70	<b>5.362.491,89</b>

*Treći scenarij*

U trećem scenariju uzeta je mjesečna proizvodnja u obzir budući su dostupne mjesečne cijene električne energije. Cijene su dobivene razmatranjem razdoblja od 2019. do 2021. godine koje su svaka za sebe imale vrlo različite cijene. Njihov prosjek uzima u obzir utjecaj cijelog razdoblja, no zanimljivo je razmotriti svaku zasebno te će stoga to i biti učinjeno u sklopu trećeg scenarija. Tablica 14 prikazuje prihode uzimajući u obzir mjesečne cijene električne enregije svake godine zasebno te njihov prosjek.

Tablica 14. Prihodi treći scenarij

Mjeseci	Prihod			
	2019	2020	2021	Prosjek
siječanj	485.018,17	359.075,78	377.057,55	407.050,5
veljača	343.489,82	273.549,08	347.770,5	321.603,13
ožujak	298.703,44	222.008,3	422.276,24	314.329,32
travanj	307.986,04	161.724,75	435.340,06	301.683,61
svibanj	266.742,57	144.496,28	385.194,8	265.477,88
lipanj	216.896,74	154.611,48	421.271,94	264.260,05
srpanj	302.607,11	202.251,84	535.285,2	346.714,72
kolovoz	300.275,94	204.931,48	567.068,45	357.425,3
rujan	332.290,21	274.920,24	830.695,55	479.302
listopad	340.948,41	237.628,84	124.7844,1	608.807,11
studeni	296.574,66	310.037,42	1.418.514,77	675.042,3
prosinac	272.435,71	377.333,65	1.711.181,61	786.983,66
<b>ukupno</b>	<b>3.763.968,84</b>	<b>2.922.569,12</b>	<b>8.699.500,74</b>	<b>5.128.679,57</b>

### 8.2.3. Troškovi

Troškovi se dijele na investicijske troškove i troškove održavanja. U prvom i drugom scenariju oba dvije kategorije troškova su jednake te su vrijednosti realni brojevi dobiveni od strane tvrtke ENCRO. U trećem scenariju procjenjuju se prema literaturi.

#### *Hibridizacija postojeće elektrane*

Cijena investicijskih troškova korištena za hibridizaciju postojeće vjetroelektrane je 774.426,62 EUR/MW instalirane snage, a cijena operativnih troškova 13,57 EUR/MWh. [11].

Investicijski troškovi na strani solara iznose 587 298 EUR/MWp dok su operativni troškovi procijenjeni prema [7] te iznose 9 USD/kW odnosno 7,92 EUR/kW godišnje.

#### *Nova elektrana*

Troškovi u slučaju građenja nove elektrane tretirat će se kao zbroj totalnih investicijskih troškova za vjetar i solar te isto vrijedi i za operativne troškove. Vrijednost ukupnih investicijskih troškova za vjetar pretpostavljena je na 900 EUR/kW, a za solar 800 eura/kW.

Što se tiče operativnih troškova vrijednost za vjetar je 14 EUR/MWh odnosno za solar ponovno 7,92 EUR/kW godišnje [7].

### 8.2.4. Otplata kredita

Udio privatne investicije pretpostavljen je na 25 % te efektivna kamatna stopa u iznosu od 5%. Također, pretpostavljeno je i trajanje kredita od 13 godina. Tablica u nastavku prikazuje sve podatke vezane uz kredit koji su korišteni u proračunu isplativosti za oba slučaja koji će biti analizirani.



Tablica 15. *Kredit*

Kategorija	Hibridizacija postojeće vjetroelektrane	Nova hibridna elektrana
Investicija	28.079.733 €	34.160.000 €
Udio privatnog kapitala	25 %	25 %
Iznos kredita	21.059.799,75 €	25.620.000,00 €
Rok otplate	13 godina	13 godina
Kamatna stopa	5 %	5 %
Rata kredita	2.241.937 €	2.727.397 €

#### 8.2.5. Amortizacija

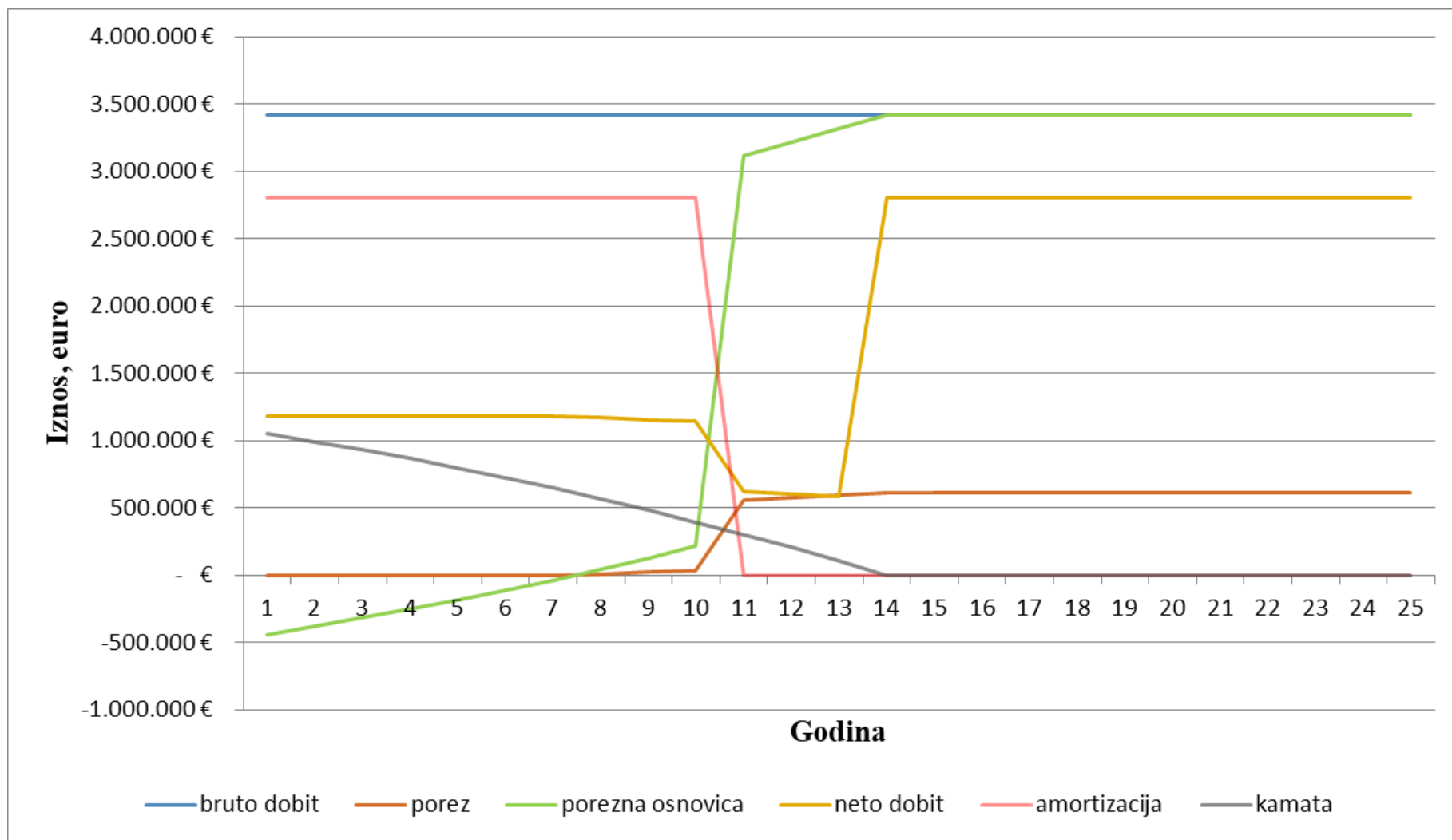
Amortizacija je računata prema ubrzanoj metodi. Trajanje je tada 10 godina uz stopu amortizacije od 10 %. Godišnja amortizacija je tada, prema jednadžbi 2, prikazana u tablici 16 za oba promatrana slučaja gradnje hibridne elektrane.

Tablica 16. *Amortizacija*

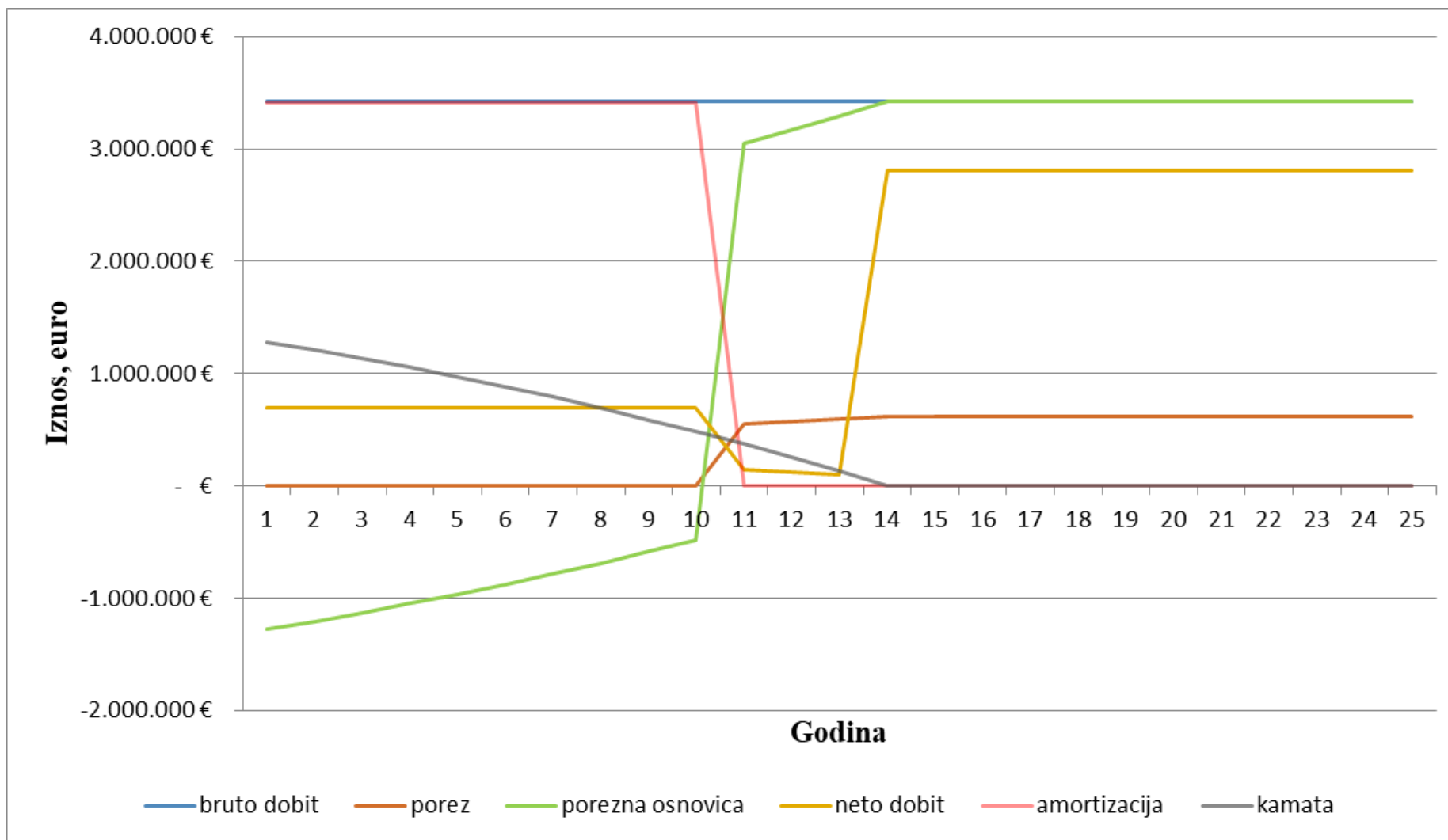
Kategorija	Hibridizacija postojeće vjetroelektrane	Nova hibridna elektrana
Investicija	28.079.733 €	34.160.000 €
Stopa amortizacije	10 %	10 %
Trajanje amortizacije	10 godina	10 godina
Iznos amortizacije	2.807.973 €	3.416.000 €

#### 8.2.6. Neto dobit i porez na dobit

Napomenuto je ranije kako tvrtka nije dužna plaćati porez na dobit ukoliko je porezna osnovica negativna što je i vidljivo iz slika 70 i 71.



Slika 70. Grafički prikaz bruto i neto dobiti, poreza i porezne osnovice za slučaj hibridizacije (1. scenarij)



Slika 71. Grafički prikaz bruto i neto dobiti, poreza i porezne osnovice te amortizacije i kamate za slučaj nove hibridne elektrane (1. scenarij)

### 8.2.7. Procjena isplativosti projekta metodom neto sadašnje vrijednosti

#### *Hibridizacija postojeće vjetroelektrane*

NPV izračunate vrijednosti za pojedine scenarije dane su tablicom 17.

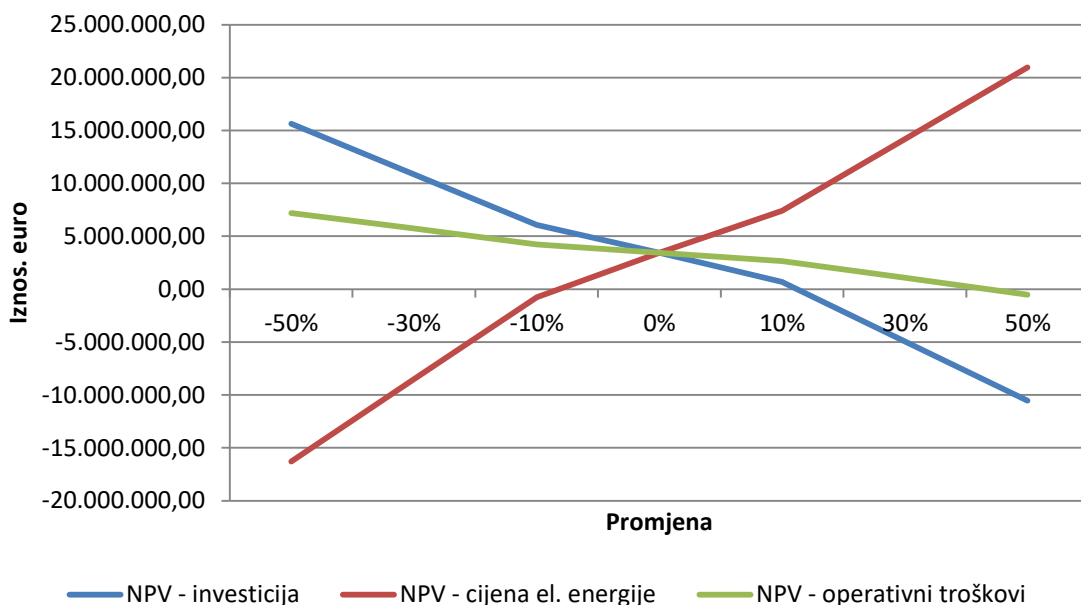
Tablica 17. NPV - hibridizacija

Kategorija	Prvi scenarij	Drugi scenarij	Treći scenarij
NPV	3.445.706,85 €	12.326.926,58 €	10.443.679,99 €

Vrijednosti NPV-a za sve scenarije u slučaju hibridizacije postojeće vjetroelektrane su pozitivne te se može zaključiti da su svi scenariji prihvatljivi odnosno profitabilni. Zanimljivo je analizirati i osjetljivost NPV-a na promjene cijene električne energije, investicije i operativnih troškova. Analiza osjetljivosti provest će se za prvi scenarij te je prikazana tablicom 18.

Tablica 18. Analiza osjetljivosti NPV-a (1. scenarij)

Promjena	INVESTICIJA [euro]	NPV [euro]
-50 %	14.039.867	15.625.587,03
-30 %	19.655.813	10.850.740,89
-10 %	25.271.760	6.067.167,52
0 %	28.079.733	3.445.706,848
10 %	30.887.706	673.029,5819
30 %	36.503.653	-4.934.736,766
50 %	42.119.600	-10.542.503,11
Promjena	CIJENA EL. ENERGIJE [euro/MWh]	NPV [euro]
-50 %	28	-16.277.851,05 €
-30 %	39	-8.517.050,98 €
-10 %	50	-756.250,92 €
0 %	56	3.445.706,85 €
10 %	62	7.390.666,63 €
30 %	73	14.178.024,06 €
50 %	84	20.965.381,49 €
Promjena	OPERATIVNI TROŠKOVI [euro/godišnje]	NPV [euro]
-50 %	\$433.988	7.183.207,26 €
-30 %	\$607.583	5.730.392,99 €
-10 %	\$781.178	4.218.305,29 €
0 %	\$867.975	3.445.706,85 €
10 %	\$954.773	2.664.188,29 €
30 %	\$1.128.368	1.078.772,25 €
50 %	\$1.301.963	-519.984,52 €



Slika 72. Analiza osjetljivosti NPV-a (1. scenarij)

Vidljivo je sa slike da NPV reagira najviše na promjenu cijene električne energije dok je promjena cijene operativnih troškova dovela projekt u neisplativost tek pri promjeni većoj od + 40 %.

#### *Nova elektrana*

Izračunate vrijednosti NPV-a za slučaj nove elektrane dane su tablicom 19.

Tablica 19. NPV - hibridizacija

Kategorija	Prvi scenarij	Drugi scenarij	Treći scenarij
NPV	-2.594.497,66 €	7.096.606,59 €	5.061.752,37 €

Cijena električne energije u prvom scenariju premala je da bi projekt bio isplativ dok je u drugom i trećem situacija takva da je projekt prihvatljiv budući da su vrijednosti NPV-a pozitivne.

### 8.2.8. Procjena isplativosti projekta metodom unutrašnje stope povrata

Prepostavljena diskontna stopa korištena u projektu iznosila je 9 % stoga je to referentna veličina za usporedbu izračunatih vrijednosti IRR-a.

#### *Hibridizacija postojeće elektrane*

Za očekivati je da će procjena isplativosti unutrašnjom stopom povrata potvrditi rezultate procjene NPV-om što i dokazuje tablica 20. Svi scenariji imaju izračunat IRR veći od pretpostavljene diskontne stope od 9 % odnosno svi scenariji su prihvatljivi za investitora.

Tablica 20. IRR - hibridizacija

Kategorija	Prvi scenarij	Drugi scenarij	Treći scenarij
IRR	10,58%	14,41%	13,62%

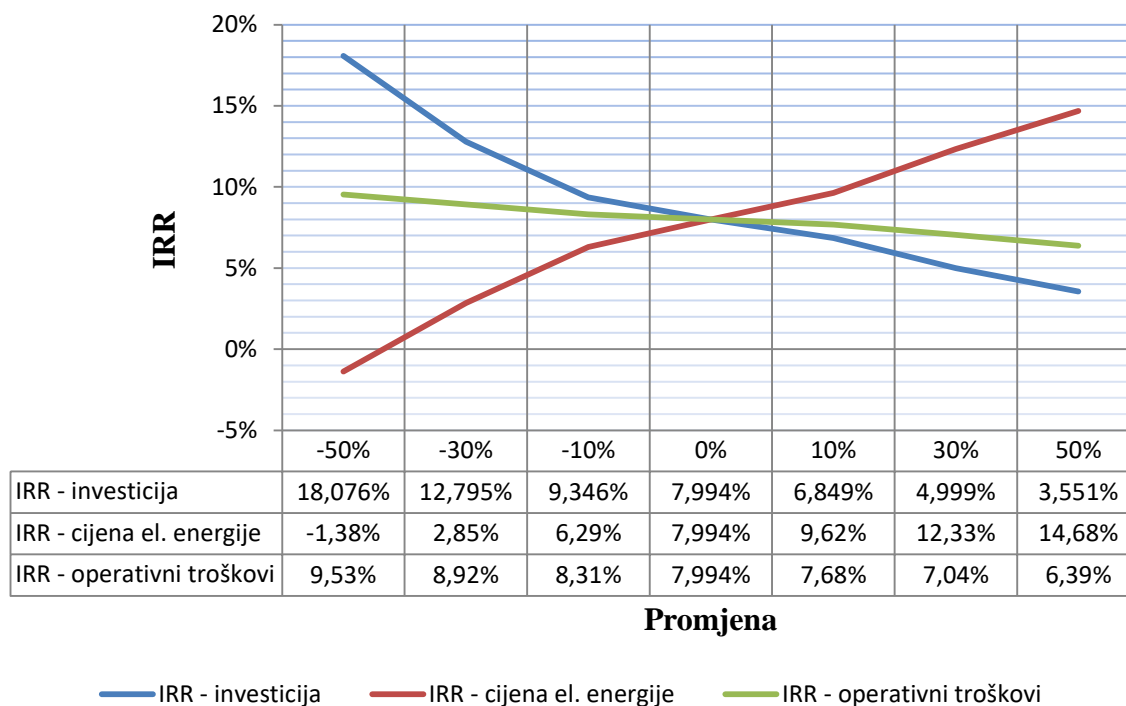
#### *Nova elektrana*

Kao i u slučaju hibridizacije postojeće elektrane, očekuje se potvrda rezultata dobivena metodom procjene isplativosti neto sadašnje vrijednosti. Kao što je vidljivo tablicom () upravo je to i slučaj.

Tablica 21. IRR – nova elektrana

Kategorija	Prvi scenarij	Drugi scenarij	Treći scenarij
IRR	7,99%	11,64%	10,89%

Kao i kod procjene isplativosti NPV-om i u ovoj metodi napravljena je analiza osjetljivosti IRR-a za prvi scenarij, no u ovom slučaju razmatrana je gradnja nove elektrane. Ponovno je cijena električne energije najutjecajniji faktor te je zanimljivo naglasiti kako vrijednost IRR-a postaje negativna za promjenu cijene električne energije od -50%. Također je korisno izračunati za koju je cijenu električne energije vrijednost IRR-a točno 9 % odnosno za koju je cijenu projekt na granici isplativosti. Prema slici jasno je da je povećanjem cijene od 10 % projekt prešao vrijednost IRR-a od 9 % stoga je tražena cijena između 56 EUR/MWh i 62 EUR/MWh. Točna vrijednost cijene električne energije za koju je projekt na granici isplativosti je 59,68 EUR/MWh.



Slika 73. Analiza osjetljivosti IRR-a (1. scenarij – nova elektrana)

#### 8.2.9. Isplativost prema prosječnim cijenama za pojedine godine trećeg scenarija

Zanimljivo je promotriti isplativost projekta prema cijenama električne energije iz 2019. godine koja predstavlja period bez pandemijskog utjecaja te bez utjecaja energetske krize u EU na cijenu električne energije. 2020. godina predstavlja utjecaj pandemije COVID-19 na cijene električne energije, a 2021. utjecaj energetske krize u EU na iste. Tablicama 22 i 23 prikazani su rezultati prema godinama za oba slučaja. Isplativost projekta koja uzima prosjek svih ovih godina zapravo je ranije obrađeni treći scenarij.

Prema cijenama električne energije iz 2019. godine projekti hibridizacije i gradnje nove hibridne elektrane nisu isplativi odnosno cijena je premalena da bi se investitor naplatio u životnom vijeku opreme. Prosječna cijena u toj godini iznosila je 49,25 EUR/MWh što je uz trenutne investicijske i operativne troškove premali iznos za isplativost. Godinu nakon svijet je pogođen pandemijom uzrokovanom COVID – 19 bolesti te je prosječna cijena električne energije na hrvatskom tržištu pala na 38,02 EUR/MWh. Jasno je da u tom slučaju pad cijene dodatno pogoršava situaciju za potencijalne investitore te je takav projekt još lošiji u kontekstu profitabilnosti te nikako nije prihvatljiv. Potpuni zaokret dogodio se u 2021. godini. Energetska kriza u Europskoj uniji prouzrokovala je divljanje cijena na burzama električne energije što je vidljivo iz prosječne cijene za 2021. godinu koja je iznosila 114,27 EUR/MWh u Republici Hrvatskoj. Oba slučaja gradnje (hibridizacija i nova elektrana) uz



prihode generirane takvom cijenom električne energije više su nego samo isplativi. Naravno, iako su cijene stvarne i točne, ovakav scenarij nije realan dugoročno što i pokazuje vrijednost IRR-a koja u oba slučaja prelazi vrijednost od 20 %.

Tablica 22. *Pokazatelji isplativosti prema cijenama el. energije za prošle tri godine (hibridizacija postojeće elektrane)*

<b>Godina</b>	<b>Ukupni godišnji prihod</b>	<b>NPV</b>	<b>IRR</b>
<b>2019.</b>	3.763.968,84 €	-1.367.614,89 €	8,36%
<b>2020.</b>	2.922.569,12 €	-9.116.648,55 €	4,46%
<b>2021.</b>	8.699.500,74 €	39.204.913,65 €	24,89%

Tablica 23. *Pokazatelji isplativosti prema cijenama el. energije za prošle tri godine (nova elektrana)*

<b>Godina</b>	<b>Ukupni godišnji prihod</b>	<b>NPV</b>	<b>IRR</b>
<b>2019.</b>	3.763.968,84 €	-7.439.025,29 €	6,03337%
<b>2020.</b>	2.922.569,12 €	-15.188.058,96 €	2,55911%
<b>2021.</b>	8.699.500,74 €	34.035.288,38 €	20,62%

## 9. ZAKLJUČAK

U ovom radu opisana je europska klimatska politika u kontekstu Europskog zelenog plana te je dan uvid u strategiju i planove Republike Hrvatske na tom polju. Osnovni cilj rada je proračunati isplativost gradnje hibridne elektrane koja kombinira sunce i vjetar kao izvore energije na istoj lokaciji tehno – ekonomskom analizom. Prije samog proračuna isplativosti u radu se opisuje hrvatski elektroenergetski sustav s ciljem ukazivanja na potencijal obnovljivih izvora za veću integraciju u sami sustav. Dan je i pregled potrebnih koraka za realiziranje projekta gradnje hibridnog postrojenja odnosno ishoda svih potrebnih dozvola te pregled svih trenutno važećih zakona i propisa koji su važni u tom kontekstu. Napravljen je i pregled znanstvene literature na temu hibridnih postrojenja s naglaskom na kombinaciju sunca i vjetra na istoj lokaciji.

U drugom dijelu rada modelirana je i simulirana hibridna elektrana koristeći računalne programe WindPRO te PVsyst pomoću stvarnih klimatskih podataka te podataka s mjernog stupa koji je postavljen na lokaciji na kojoj je i planirana ovakva elektrana. Ekonomska analiza odnosno procjena isplativosti ovakvog projekta učinjena je metodama unutrašnje stope povrata i neto sadašnje vrijednosti u dva zasebna slučaja od kojih je svaki proveden u tri scenarija. Prvi slučaj predstavljao je hibridizaciju postojeće vjetroelektrane postavljanjem 10 MW fotonaponskih modula te zamjenom vjetroturbina čime je instalirana snaga vjetroparka dignuta sa 9 MW na 24,6 MW. Za ovaj slučaj korištene su realne brojke investicijskih troškova te troškova održavanja. Drugi slučaj zamišljen je kao gradnja nove elektrane, no konfiguracija i oprema su ostale identične kao i u prvom slučaju. Razlika se definirala u troškovima koji su u ovom primjeru procijenjeni. Tri scenarija analizirana su za svaki od dva navedena slučaja, a razlikuje ih cijena električne energije za proračun prihoda postrojenja. Rezultati su pokazali kako je u slučaju hibridizacije postojeće vjetroelektrane projekt isplativ u sva tri scenarija odnosno za sve pretpostavljene cijene električne energije, procijenjenu unutar premijskog modela poticanja OIE u iznosu od 56 EUR/MWh, procijenjenu cijenu na burzi električne energije u iznosu od 70 EUR/MWh te prosječnu cijenu u prethodne tri godine iznosa 114,27 EUR/MWh. S druge strane u razmatranju gradnje nove hibridne elektrane premijski model poticanja pokazao se neisplativ odnosno procjena cijene električne energije premalom za isplativost projekta. Ostala dva scenarija bila su profitabilna. Analizom osjetljivosti IRR-a za prvi scenarij pri gradnji nove elektrane izračunato je da bi već i malo povišenje cijene električne energije gurnulo projekt prema isplativosti. Konkretnije, prodajom električne energije pri cijeni od 59,68 EUR/MWh isplatila

bi se investicija. Na kraju, dan je komentar na kretanje prosječnih cijena u posljednje tri godine, obilježene pandemijom COVID – 19 te energetsom krizom u Europskoj uniji. Prosječna cijena električne energije u 2020. godini od 38,02 EUR/MWh posljedica je pandemije dok je cijena iz 2021. godine u iznosu od 114,27 EUR/MWh uzrokovana energetsom krizom u Europskoj uniji. Analiza posljednje tri godine pokazala je kako je tržište električne energije nepredvidivo te u kratkom vremenu može u potpunosti promijeniti procjenu isplativosti projekata. Stoga, važno je naglasiti da iako ovakvi ekonomski proračuni isplativosti poput onog korištenog u ovome radu imaju veliku vrijednost za investitore njihova točnost ovisi o kvaliteti odnosno točnosti procjene budućnosti. Analiza posljednje tri godine pokazuje kako je tržište električne energije nepredvidivo te u kratkom vremenu može u potpunosti promijeniti procjenu isplativosti projekata. Stoga, važno je naglasiti da iako ovakvi ekonomski proračuni isplativosti poput onog korištenog u ovome radu imaju veliku vrijednost za investitore njihova točnost ovisi o kvaliteti odnosno točnosti procjene budućnosti.

## 10. LITERATURA

- [1] Europska Komisija, »The European Green Deal,« Bruxelles, 2019.
- [2] Europski Parlament i vijeće, » UREDBA (EU) 2021/1119,« Bruxelles, 2021.
- [3] Europska Komisija, »Energy factsheet« , 2021.
- [4] Europska Komisija, »Energija za klimatski neutralno gospodarstvo: strategija EU-a za integraciju energetskeg sustava« , Zagreb, 2021. NN 25/2020
- [5] Ministarstvo zaštite okoliša i energetike, Republika Hrvatska, » Integrirani nacionalni energetske i klimatske plan za Republiku Hrvatsku za razdoblje od 2021. do 2030. godine« Zagreb, 2020.
- [6] Ministarstvo zaštite okoliša i energetike, Republika Hrvatska, » Strategija energetskeg razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu« Zagreb, 2020.
- [7] IRENA (2021), » Renewable Power Generation Costs in 2020«, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2021.
- [8] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, » Levelized cost of electricity renewable energy technologies«, 2021.
- [9] DHMZ, »Trajanje sisanja Sunca,« DHMZ - [https://meteo.hr/klima.php?section=klima\\_pracenje&param=klel](https://meteo.hr/klima.php?section=klima_pracenje&param=klel).
- [10] PVsyst SA, 2021.
- [11] ENCRO d.o.o.
- [12] Windeurope, » Renewable hybrid power plants : Exploring the benefits and market opportunities«, 2019.
- [13] Domenico Mazzeo i co. »A literature review and statistical analysis of photovoltaic-wind hybrid renewable system research by considering the most relevant 550 articles: An upgradable matrix literature database«, Journal of Cleaner Production Volume 295, 1 May 2021, 126070 <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126070>
- [14] Franciele Weschenfelder i co. »A review on the complementarity between grid-connected solar and wind power systems«, Journal of Cleaner Production Volume 257, 1 June 2020, 120617 <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120617>
- [15] Amorim, A.C., Aguiar, B.F., Ruschel, C.S., Rosa, F.A.F., Souza, G.B.H., Ponto, G.P., Ximenes, J.S., Henriques, M.W., Farinha, M.V.G. da S., Souza, M.A., Nunes, P.C., »Estudos de planejamento da expansão da geração. Avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas« Brazil, 2017.

- [16] Prasad, A.A., Taylor, R.A., Kay, M., »Assessment of solar and wind resource synergy in Australia.« , Applied Energy Volume 190, 15 March 2017, Pages 354-367, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.135>
- [17] HOPS, <https://www.hops.hr/hrvatski-prijenosni-sustav>, 2021. , (zadnji pristup 10.1.2022.)
- [18] HOPS, »Godišnje izvješće,« Hrvatski operator prijenosnog sustava, 2020.
- [19] HROTE, <https://www.hrote.hr/trzisni-sudionici>, 2021. , (zadnji pristup 11.1.2022.)
- [20] HROTE, <https://www.hrote.hr/model-trzista>, 2021. , (zadnji pristup 11.1.2022.)
- [21] EnergoVizija d.o.o. »Vodič za razvoj i provedbu projekata OIE u Hrvatskoj«, Zagreb, 2021.
- [22] Ministarstvo zaštite okoliša i energetike, »Priručnik za postupanje u postupcima odobravanja dozvola za PCI (Project of Common Interest) projekte,« verzija 1.5, prosinac 2017.
- [23] Biloš J. Diplomski rad, »Razvoj projekta vjetroelektrane u tržišnim uvjetima,« Zagreb, 2020. <urn:nbn:hr:235:180774>
- [24] HOPS »Pravila o priključenju na prijenosnu mrežu«, Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o., 2018.
- [25] Vlada Republike Hrvatske, »Uredba o izdavanju energetske suglasnosti i utvrđivanju uvjeta i rokova priključenja na elektroenergetsku mrežu«, NN 7/2018 Zagreb, 2018.
- [26] CROPEX, <https://www.cropex.hr/hr/trgovanja/opcenito.html>, 2021. , (11.1.2022.)
- [27] Hrvatski sabor, »Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji« NN 138/21, Zagreb, 2021.
- [28] HROTE, »Prezentacija "Najava premijskog sustava poticanja za obnovljive izvore energije u Hrvatskoj"«, studeni 2019.
- [28] Wikipedia, <https://hr.wikipedia.org/wiki/Dalmacija>, 2021. (zadnji pristup 8.1.2022.)
- [29] DHMZ, »Srednja godišnja brzina vjetra,« DHMZ - [https://meteo.hr/klima.php?section=klima\\_hrvatska&param=k1\\_8](https://meteo.hr/klima.php?section=klima_hrvatska&param=k1_8).
- [30] DHMZ, »Srednja godišnja gustoća snage,« DHMZ - [https://meteo.hr/klima.php?section=klima\\_hrvatska&param=k1\\_8](https://meteo.hr/klima.php?section=klima_hrvatska&param=k1_8).
- [32] Kozmar, H., Utjecaj mjerila na strukturu modeliranog atmosferskog graničnog sloja, PhD. Thesis, Zagreb, 2005. CROSBID: 202963

- [33] Petra Lepri, Željko Večenaj, Hrvoje Kozmar, Branko Grisogono, »Near-ground turbulence of the Bora wind in summertime«, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Volume 147, 2015, Pages 345-357, <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2015.09.013>.
- [34] Crnković Matija, Završni rad »Pametni tuš«, Fakultet elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija, Osijek 2018. <urn:nbn:hr:200:140194>
- [35] Matić, Zdeslav, » Sunčevo zračenje na području Republike Hrvatske : Priručnik za energetska korištenje Sunčevog zračenja«, Zagreb: Energetski institut Hrvoje Požar, 2007 CROSBID: 298322
- [36] WindPRO, EMD International, 2021.
- [37] Plavi ured, <https://plaviured.hr/sto-je-amortizacija>, 2021. (zadnji pristup 6.1.2022.)
- [38] FSB, »EnerPEDIA«, Fakultet strojarstva i brodogradnje, Sveučilište u Zagrebu, 2021.
- [39] Siemens Gamesa, <https://www.siemensgamesa.com/products-and-services/onshore/wind-turbine-sg-5-8-155>, 2021. (zadnji pristup 7.1.2022.)
- [40] Trina Solar, <https://www.trinasolar.com/en-glb/product/VERTEX-DEG21C.20>, 2021. (zadnji pristup 7.1.2022.)
- [41] CROPEX, <https://www.cropex.hr/hr/trgovanja/godisnja-i-mjesecna-izvjesca.html>, 2021. (zadnji pristup 10.1.2022.)

## 11. PRILOG

Prilog 1. *Financijski tok novca, hibridizacija (1.scenarij)*

n	Amortizacija [€]	Kamata [€]	Glavnica [€]	Rata [€]	Prihod [€]	Rashod [€]	Bruto prihod [€]	Porezna osnovica [€]	Porez [€]	Neto prihod [€]
1	2.807.973	1.052.990	1.188.947	2.241.937	4.289.994	867.975	3.422.019	- 438.945	-	1.180.081,7
2	2.807.973	993.543	1.248.394	2.241.937	4.289.994	867.975	3.422.019	-379.497	-	1.180.081,7
3	2.807.973	931.123	1.310.814	2.241.937	4.289.994	867.975	3.422.019	- 317.077	-	1.180.081,7
4	2.807.973	865.582	1.376.355	2.241.937	4.289.994	867.975	3.422.019	- 251.537	-	1.180.081,7
5	2.807.973	796.764	1.445.173	2.241.937	4.289.994	867.975	3.422.019	- 182.719	-	1.180.081,7
6	2.807.973	724.506	1.517.431	2.241.937	4.289.994	867.975	3.422.019	- 110.460	-	1.180.081,7
7	2.807.973	648.634	1.593.303	2.241.937	4.289.994	867.975	3.422.019	- 34.589	-	1.180.081,7
8	2.807.973	568.969	1.672.968	2.241.937	4.289.994	867.975	3.422.019	45.076	8.113,7	1.171.967,9
9	2.807.973	485.321	1.756.616	2.241.937	4.289.994	867.975	3.422.019	128.725	23.170,5	1.156.911,2
10	2.807.973	397.490	1.844.447	2.241.937	4.289.994	867.975	3.422.019	216.556	38.980,0	1.141.101,7
11	-	305.268	1.936.670	2.241.937	4.289.994	867.975	3.422.019	3.116.751	561.015,2	619.066,4
12	-	208.434	2.033.503	2.241.937	4.289.994	867.975	3.422.019	3.213.585	578.445,2	601.636,4
13	-	106.759	2.135.178	2.241.937	4.289.994	867.975	3.422.019	3.315.260	596.746,8	583.334,9
14	-	-	-	-	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,4	2.806.055,4
15	-	-	-	-	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,4	2.806.055,4
16	-	-	-	-	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,4	2.806.055,4
17	-	-	-	-	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,4	2.806.055,4
18	-	-	-	-	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,4	2.806.055,4
19	-	-	-	-	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,4	2.806.055,4
20	-	-	-	-	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,4	2.806.055,4
21	-	-	-	-	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,4	2.806.055,4
22	-	-	-	-	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,4	2.806.055,4
23	-	-	-	-	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,4	2.806.055,4
24	-	-	-	-	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,4	2.806.055,4
25	-	-	-	-	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,4	2.806.055,4

Prilog 2 Ekonomski tok novca, hibridizacija (1. scenarij)

n	Bruto prihod [€]	Rashod [€]	Neto prihod [€]
0			-28.079.733
1	3.422.018,8	-	3.422.018,8
2	3.422.018,8	-	3.422.018,8
3	3.422.018,8	-	3.422.018,8
4	3.422.018,8	-	3.422.018,8
5	3.422.018,8	-	3.422.018,8
6	3.422.018,8	-	3.422.018,8
7	3.422.018,8	-	3.422.018,8
8	3.422.018,8	8.113,7	3.413.905,0
9	3.422.018,8	23.170,5	3.398.848,3
10	3.422.018,8	38.980,0	3.383.038,8
11	3.422.018,8	561.015,2	2.861.003,5
12	3.422.018,8	578.445,2	2.843.573,5
13	3.422.018,8	596.746,8	2.825.272,0
14	3.422.018,8	615.963,4	2.806.055,4
15	3.422.018,8	615.963,4	2.806.055,4
16	3.422.018,8	615.963,4	2.806.055,4
17	3.422.018,8	615.963,4	2.806.055,4
18	3.422.018,8	615.963,4	2.806.055,4
19	3.422.018,8	615.963,4	2.806.055,4
20	3.422.018,8	615.963,4	2.806.055,4
21	3.422.018,8	615.963,4	2.806.055,4
22	3.422.018,8	615.963,4	2.806.055,4
23	3.422.018,8	615.963,4	2.806.055,4
24	3.422.018,8	615.963,4	2.806.055,4
25	3.422.018,8	615.963,4	2.806.055,4



## Prilog 3. Financijski tok novca, hibridizacija (2.scenarij)

n	Amortizacija [€]	Kamata [€]	Glavnica [€]	Rata [€]	Prihod [€]	Rashod [€]	Bruto prihod [€]	Porezna osnovica[€]	Porez [€]	Neto prihod [€]
1	2.807.973	1.052.990	1.188.947	2.241.937	5.362.492	867.975	4.494.517	633.554	114.039,7	2.138.540,4
2	2.807.973	993.543	1.248.394	2.241.937	5.362.492	867.975	4.494.517	693.001	124.740,2	2.127.839,9
3	2.807.973	931.123	1.310.814	2.241.937	5.362.492	867.975	4.494.517	755.421	135.975,8	2.116.604,3
4	2.807.973	865.582	1.376.355	2.241.937	5.362.492	867.975	4.494.517	820.962	147.773,1	2.104.807,0
5	2.807.973	796.764	1.445.173	2.241.937	5.362.492	867.975	4.494.517	889.779	160.160,3	2.092.419,8
6	2.807.973	724.506	1.517.431	2.241.937	5.362.492	867.975	4.494.517	962.038	173.166,9	2.079.413,2
7	2.807.973	648.634	1.593.303	2.241.937	5.362.492	867.975	4.494.517	1.037.910	186.823,7	2.065.756,4
8	2.807.973	568.969	1.672.968	2.241.937	5.362.492	867.975	4.494.517	1.117.575	201.163,5	2.051.416,6
9	2.807.973	485.321	1.756.616	2.241.937	5.362.492	867.975	4.494.517	1.201.223	216.220,2	2.036.359,9
10	2.807.973	397.490	1.844.447	2.241.937	5.362.492	867.975	4.494.517	1.289.054	232.029,7	2.020.550,4
11	-	305.268	1.936.670	2.241.937	5.362.492	867.975	4.494.517	4.189.250	754.064,9	1.498.515,1
12	-	208.434	2.033.503	2.241.937	5.362.492	867.975	4.494.517	4.286.083	771.495,0	1.481.085,1
13	-	106.759	2.135.178	2.241.937	5.362.492	867.975	4.494.517	4.387.758	789.796,5	1.462.783,6
14	-	-	-	-	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,1	3.685.504,1
15	-	-	-	-	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,1	3.685.504,1
16	-	-	-	-	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,1	3.685.504,1
17	-	-	-	-	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,1	3.685.504,1
18	-	-	-	-	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,1	3.685.504,1
19	-	-	-	-	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,1	3.685.504,1
20	-	-	-	-	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,1	3.685.504,1
21	-	-	-	-	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,1	3.685.504,1
22	-	-	-	-	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,1	3.685.504,1
23	-	-	-	-	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,1	3.685.504,1
24	-	-	-	-	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,1	3.685.504,1
25	-	-	-	-	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,1	3.685.504,1

Prilog 4. Ekonomski tok novca, hibridizacija (2. scenarij)

<b>n</b>	<b>Bruto prihod [€]</b>	<b>Rashod [€]</b>	<b>Neto prihod [€]</b>
<b>0</b>			<b>-28.079.733</b>
<b>1</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>114.039,7</b>	<b>4.380.477,48</b>
<b>2</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>124.740,2</b>	<b>4.369.776,96</b>
<b>3</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>135.975,8</b>	<b>4.358.541,41</b>
<b>4</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>147.773,1</b>	<b>4.346.744,08</b>
<b>5</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>160.160,3</b>	<b>4.334.356,88</b>
<b>6</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>173.166,9</b>	<b>4.321.350,33</b>
<b>7</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>186.823,7</b>	<b>4.307.693,45</b>
<b>8</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>201.163,5</b>	<b>4.293.353,72</b>
<b>9</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>216.220,2</b>	<b>4.278.297,01</b>
<b>10</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>232.029,7</b>	<b>4.262.487,46</b>
<b>11</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>754.064,9</b>	<b>3.740.452,25</b>
<b>12</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>771.495,0</b>	<b>3.723.022,22</b>
<b>13</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>789.796,5</b>	<b>3.704.720,69</b>
<b>14</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>809.013,1</b>	<b>3.685.504,09</b>
<b>15</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>809.013,1</b>	<b>3.685.504,09</b>
<b>16</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>809.013,1</b>	<b>3.685.504,09</b>
<b>17</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>809.013,1</b>	<b>3.685.504,09</b>
<b>18</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>809.013,1</b>	<b>3.685.504,09</b>
<b>19</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>809.013,1</b>	<b>3.685.504,09</b>
<b>20</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>809.013,1</b>	<b>3.685.504,09</b>
<b>21</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>809.013,1</b>	<b>3.685.504,09</b>
<b>22</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>809.013,1</b>	<b>3.685.504,09</b>
<b>23</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>809.013,1</b>	<b>3.685.504,09</b>
<b>24</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>809.013,1</b>	<b>3.685.504,09</b>
<b>25</b>	<b>4.494.517,18</b>	<b>809.013,1</b>	<b>3.685.504,09</b>

Prilog 5. Financijski tok novca, hibridizacija (3..scenarij)

n	Amortizacija [€]	Kamata [€]	Glavnica [€]	Rata [€]	Prihod [€]	Rashod [€]	Bruto prihod [€]	Porezna osnovica [€]	Porez [€]	Neto prihod [€]
1	2.807.973,30	1.052.989,99	1.188.947,11	2.241.937,10	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	399.741,36	71.953,45	1.946.814,11
2	2.807.973,30	993.542,63	1.248.394,46	2.241.937,10	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	459.188,72	82.653,97	1.936.113,58
3	2.807.973,30	931.122,91	1.310.814,19	2.241.937,10	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	521.608,44	93.889,52	1.924.878,03
4	2.807.973,30	865.582,20	1.376.354,90	2.241.937,10	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	587.149,15	105.686,85	1.913.080,71
5	2.807.973,30	796.764,45	1.445.172,64	2.241.937,10	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	655.966,90	118.074,04	1.900.693,51
6	2.807.973,30	724.505,82	1.517.431,27	2.241.937,10	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	728.225,53	131.080,60	1.887.686,96
7	2.807.973,30	648.634,26	1.593.302,84	2.241.937,10	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	804.097,09	144.737,48	1.874.030,08
8	2.807.973,30	568.969,12	1.672.967,98	2.241.937,10	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	883.762,23	159.077,20	1.859.690,35
9	2.807.973,30	485.320,72	1.756.616,38	2.241.937,10	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	967.410,63	174.133,91	1.844.633,64
10	2.807.973,30	397.489,90	1.844.447,20	2.241.937,10	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	1.055.241,45	189.943,46	1.828.824,09
11	-	305.267,54	1.936.669,56	2.241.937,10	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	3.955.437,11	711.978,68	1.306.788,87
12	-	208.434,06	2.033.503,04	2.241.937,10	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	4.052.270,59	729.408,71	1.289.358,85
13	-	106.758,91	2.135.178,19	2.241.937,10	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	4.153.945,74	747.710,23	1.271.057,32
14	-	-	-	-	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	4.260.704,65	766.926,84	3.493.777,81
15	-	-	-	-	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	4.260.704,65	766.926,84	3.493.777,81
16	-	-	-	-	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	4.260.704,65	766.926,84	3.493.777,81
17	-	-	-	-	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	4.260.704,65	766.926,84	3.493.777,81
18	-	-	-	-	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	4.260.704,65	766.926,84	3.493.777,81
19	-	-	-	-	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	4.260.704,65	766.926,84	3.493.777,81
20	-	-	-	-	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	4.260.704,65	766.926,84	3.493.777,81
21	-	-	-	-	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	4.260.704,65	766.926,84	3.493.777,81
22	-	-	-	-	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	4.260.704,65	766.926,84	3.493.777,81
23	-	-	-	-	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	4.260.704,65	766.926,84	3.493.777,81
24	-	-	-	-	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	4.260.704,65	766.926,84	3.493.777,81
25	-	-	-	-	5.128.679,57	867.974,92	4.260.704,65	4.260.704,65	766.926,84	3.493.777,81

Prilog 6. Ekonomski tok novca, hibridizacija (3. scenarij)

<b>n</b>	<b>Prihod</b>	<b>Rashod</b>	<b>Neto Prihod</b>
<b>0</b>			<b>-28.079.733 €</b>
<b>1</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>71.953,4 €</b>	<b>4.188.751,21 €</b>
<b>2</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>82.654,0 €</b>	<b>4.178.050,68 €</b>
<b>3</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>93.889,5 €</b>	<b>4.166.815,13 €</b>
<b>4</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>105.686,8 €</b>	<b>4.155.017,80 €</b>
<b>5</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>118.074,0 €</b>	<b>4.142.630,61 €</b>
<b>6</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>131.080,6 €</b>	<b>4.129.624,06 €</b>
<b>7</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>144.737,5 €</b>	<b>4.115.967,17 €</b>
<b>8</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>159.077,2 €</b>	<b>4.101.627,45 €</b>
<b>9</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>174.133,9 €</b>	<b>4.086.570,74 €</b>
<b>10</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>189.943,5 €</b>	<b>4.070.761,19 €</b>
<b>11</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>711.978,7 €</b>	<b>3.548.725,97 €</b>
<b>12</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>729.408,7 €</b>	<b>3.531.295,94 €</b>
<b>13</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>747.710,2 €</b>	<b>3.512.994,42 €</b>
<b>14</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>766.926,8 €</b>	<b>3.493.777,81 €</b>
<b>15</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>766.926,8 €</b>	<b>3.493.777,81 €</b>
<b>16</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>766.926,8 €</b>	<b>3.493.777,81 €</b>
<b>17</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>766.926,8 €</b>	<b>3.493.777,81 €</b>
<b>18</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>766.926,8 €</b>	<b>3.493.777,81 €</b>
<b>19</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>766.926,8 €</b>	<b>3.493.777,81 €</b>
<b>20</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>766.926,8 €</b>	<b>3.493.777,81 €</b>
<b>21</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>766.926,8 €</b>	<b>3.493.777,81 €</b>
<b>22</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>766.926,8 €</b>	<b>3.493.777,81 €</b>
<b>23</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>766.926,8 €</b>	<b>3.493.777,81 €</b>
<b>24</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>766.926,8 €</b>	<b>3.493.777,81 €</b>
<b>25</b>	<b>4.260.704,65 €</b>	<b>766.926,8 €</b>	<b>3.493.777,81 €</b>

Prilog 7. Financijski tok novca, nova elektrana (1. scenarij)

n	Amortizacija [€]	Kamata [€]	Glavnica [€]	Rata [€]	Prihod [€]	Rashod [€]	Bruto prihod [€]	Porezna osnovica [€]	Porez [€]	Neto prihod [€]
1	3.416.000	1.281.000	1.446.397	2.727.397	4.289.994	867.975	3.422.019	-1.274.981	0	694.622,06
2	3.416.000	1.208.680	1.518.717	2.727.397	4.289.994	867.975	3.422.019	-1.202.661	0	694.622,06
3	3.416.000	1.132.744	1.594.652	2.727.397	4.289.994	867.975	3.422.019	-1.126.726	0	694.622,06
4	3.416.000	1.053.012	1.674.385	2.727.397	4.289.994	867.975	3.422.019	-1.046.993	0	694.622,06
5	3.416.000	969.292	1.758.104	2.727.397	4.289.994	867.975	3.422.019	-963.274	0	694.622,06
6	3.416.000	881.387	1.846.009	2.727.397	4.289.994	867.975	3.422.019	-875.368	0	694.622,06
7	3.416.000	789.087	1.938.310	2.727.397	4.289.994	867.975	3.422.019	-783.068	0	694.622,06
8	3.416.000	692.171	2.035.225	2.727.397	4.289.994	867.975	3.422.019	-686.153	0	694.622,06
9	3.416.000	590.410	2.136.987	2.727.397	4.289.994	867.975	3.422.019	-584.391	0	694.622,06
10	3.416.000	483.561	2.243.836	2.727.397	4.289.994	867.975	3.422.019	-477.542	0	694.622,06
11	0	371.369	2.356.028	2.727.397	4.289.994	867.975	3.422.019	3.050.650	549.116,98	145.505,08
12	0	253.567	2.473.829	2.727.397	4.289.994	867.975	3.422.019	3.168.451	570.321,23	124.300,83
13	0	129.876	2.597.521	2.727.397	4.289.994	867.975	3.422.019	3.292.143	592.585,69	102.036,37
14	0	0	0	0	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,38	2.806.055,38
15	0	0	0	0	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,38	2.806.055,38
16	0	0	0	0	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,38	2.806.055,38
17	0	0	0	0	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,38	2.806.055,38
18	0	0	0	0	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,38	2.806.055,38
19	0	0	0	0	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,38	2.806.055,38
20	0	0	0	0	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,38	2.806.055,38
21	0	0	0	0	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,38	2.806.055,38
22	0	0	0	0	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,38	2.806.055,38
23	0	0	0	0	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,38	2.806.055,38
24	0	0	0	0	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,38	2.806.055,38
25	0	0	0	0	4.289.994	867.975	3.422.019	3.422.019	615.963,38	2.806.055,38

Prilog 8. *Ekonomski tok novca, nova elektrana (1. scenarij)*

<b>n</b>	<b>Bruto prihod</b>	<b>Rashod</b>	<b>Neto prihod</b>
<b>0</b>			<b>-34.160.000 €</b>
<b>1</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>0</b>	<b>3.422.019 €</b>
<b>2</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>0</b>	<b>3.422.018,76 €</b>
<b>3</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>0</b>	<b>3.422.018,76 €</b>
<b>4</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>0</b>	<b>3.422.018,76 €</b>
<b>5</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>0</b>	<b>3.422.018,76 €</b>
<b>6</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>0</b>	<b>3.422.018,76 €</b>
<b>7</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>0</b>	<b>3.422.018,76 €</b>
<b>8</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>0</b>	<b>3.422.018,76 €</b>
<b>9</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>0</b>	<b>3.422.018,76 €</b>
<b>10</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>0</b>	<b>3.422.018,76 €</b>
<b>11</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>549.116,98 €</b>	<b>2.872.901,78 €</b>
<b>12</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>570.321,23 €</b>	<b>2.851.697,53 €</b>
<b>13</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>592.585,69 €</b>	<b>2.829.433,07 €</b>
<b>14</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>615.963,38 €</b>	<b>2.806.055,38 €</b>
<b>15</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>615.963,38 €</b>	<b>2.806.055,38 €</b>
<b>16</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>615.963,38 €</b>	<b>2.806.055,38 €</b>
<b>17</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>615.963,38 €</b>	<b>2.806.055,38 €</b>
<b>18</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>615.963,38 €</b>	<b>2.806.055,38 €</b>
<b>19</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>615.963,38 €</b>	<b>2.806.055,38 €</b>
<b>20</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>615.963,38 €</b>	<b>2.806.055,38 €</b>
<b>21</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>615.963,38 €</b>	<b>2.806.055,38 €</b>
<b>22</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>615.963,38 €</b>	<b>2.806.055,38 €</b>
<b>23</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>615.963,38 €</b>	<b>2.806.055,38 €</b>
<b>24</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>615.963,38 €</b>	<b>2.806.055,38 €</b>
<b>25</b>	<b>3.422.018,76 €</b>	<b>615.963,38 €</b>	<b>2.806.055,38 €</b>

Prilog 9. Financijski tok novca, nova elektrana (2. scenarij)

n	Amortizacija [€]	Kamata [€]	Glavnica [€]	Rata [€]	Prihod [€]	Rashod [€]	Bruto prihod [€]	Porezna osnovica [€]	Porez [€]	Neto prihod
1	3.416.000	1.281.000	1.446.397	2.727.397	5.362.492	867.975	4.494.517	-202.483	0	1.767.120,48
2	3.416.000	1.208.680	1.518.717	2.727.397	5.362.492	867.975	4.494.517	-130.163	0	1.767.120,48
3	3.416.000	1.132.744	1.594.652	2.727.397	5.362.492	867.975	4.494.517	-54.227	0	1.767.120,48
4	3.416.000	1.053.012	1.674.385	2.727.397	5.362.492	867.975	4.494.517	25.505	4590,983062	1.762.529,49
5	3.416.000	969.292	1.758.104	2.727.397	5.362.492	867.975	4.494.517	109.225	19660,44792	1.747.460,03
6	3.416.000	881.387	1.846.009	2.727.397	5.362.492	867.975	4.494.517	197.130	35483,38602	1.731.637,09
7	3.416.000	789.087	1.938.310	2.727.397	5.362.492	867.975	4.494.517	289.430	52097,47102	1.715.023,01
8	3.416.000	692.171	2.035.225	2.727.397	5.362.492	867.975	4.494.517	386.346	69.542,26	1.697.578,22
9	3.416.000	590.410	2.136.987	2.727.397	5.362.492	867.975	4.494.517	488.107	87.859,29	1.679.261,19
10	3.416.000	483.561	2.243.836	2.727.397	5.362.492	867.975	4.494.517	594.956	107.092,17	1.660.028,31
11	0	371.369	2.356.028	2.727.397	5.362.492	867.975	4.494.517	4.123.148	742.166,69	1.024.953,78
12	0	253.567	2.473.829	2.727.397	5.362.492	867.975	4.494.517	4.240.950	763.370,94	1.003.749,53
13	0	129.876	2.597.521	2.727.397	5.362.492	867.975	4.494.517	4.364.641	785.635,41	981.485,07
14	0	0	0	0	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,09	3.685.504,09
15	0	0	0	0	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,09	3.685.504,09
16	0	0	0	0	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,09	3.685.504,09
17	0	0	0	0	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,09	3.685.504,09
18	0	0	0	0	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,09	3.685.504,09
19	0	0	0	0	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,09	3.685.504,09
20	0	0	0	0	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,09	3.685.504,09
21	0	0	0	0	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,09	3.685.504,09
22	0	0	0	0	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,09	3.685.504,09
23	0	0	0	0	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,09	3.685.504,09
24	0	0	0	0	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,09	3.685.504,09
25	0	0	0	0	5.362.492	867.975	4.494.517	4.494.517	809.013,09	3.685.504,09

Prilog 10. *Ekonomski tok novca, nova elektrana (2. scenarij)*

<b>n</b>	<b>Bruto prihod</b>	<b>Rashod</b>	<b>Neto prihod</b>
<b>0</b>			<b>-34.160.000 €</b>
<b>1</b>	<b>4.494.517,181</b>	<b>0</b>	<b>4.494.517 €</b>
<b>2</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>0</b>	<b>4.494.517,18 €</b>
<b>3</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>0</b>	<b>4.494.517,18 €</b>
<b>4</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>4.590,98 €</b>	<b>4.489.926,20 €</b>
<b>5</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>19.660,45 €</b>	<b>4.474.856,73 €</b>
<b>6</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>35.483,38 €</b>	<b>4.459.033,80 €</b>
<b>7</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>52.097,47 €</b>	<b>4.442.419,71 €</b>
<b>8</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>69.542,26 €</b>	<b>4.424.974,92 €</b>
<b>9</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>87.859,29 €</b>	<b>4.406.657,89 €</b>
<b>10</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>107.092,17 €</b>	<b>4.387.425,01 €</b>
<b>11</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>742.166,69 €</b>	<b>3.752.350,49 €</b>
<b>12</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>763.370,94 €</b>	<b>3.731.146,24 €</b>
<b>13</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>785.635,41 €</b>	<b>3.708.881,77 €</b>
<b>14</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>809.013,09 €</b>	<b>3.685.504,09 €</b>
<b>15</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>809.013,09 €</b>	<b>3.685.504,09 €</b>
<b>16</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>809.013,09 €</b>	<b>3.685.504,09 €</b>
<b>17</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>809.013,09 €</b>	<b>3.685.504,09 €</b>
<b>18</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>809.013,09 €</b>	<b>3.685.504,09 €</b>
<b>19</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>809.013,09 €</b>	<b>3.685.504,09 €</b>
<b>20</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>809.013,09 €</b>	<b>3.685.504,09 €</b>
<b>21</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>809.013,09 €</b>	<b>3.685.504,09 €</b>
<b>22</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>809.013,09 €</b>	<b>3.685.504,09 €</b>
<b>23</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>809.013,09 €</b>	<b>3.685.504,09 €</b>
<b>24</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>809.013,09 €</b>	<b>3.685.504,09 €</b>
<b>25</b>	<b>4.494.517,18 €</b>	<b>809.013,09 €</b>	<b>3.685.504,09 €</b>



Prilog 11. *Financijski tok novca, nova elektrana (3. scenarij)*

n	Amortizacija [€]	Kamata [€]	Glavnica [€]	Rata [€]	Prihod [€]	Rashod [€]	Bruto prihod [€]	Porezna osnovica [€]	Porez [€]	Neto prihod [€]
1	3.416.000	1.281.000	1.446.397	2.727.397	5.128.680	867.975	4.260.705	-436.295	0	1.533.307,95
2	3.416.000	1.208.680	1.518.717	2.727.397	5.128.680	867.975	4.260.705	-363.976	0	1.533.307,95
3	3.416.000	1.132.744	1.594.652	2.727.397	5.128.680	867.975	4.260.705	-288.040	0	1.533.307,95
4	3.416.000	1.053.012	1.674.385	2.727.397	5.128.680	867.975	4.260.705	-208.307	0	1.533.307,95
5	3.416.000	969.292	1.758.104	2.727.397	5.128.680	867.975	4.260.705	-124.588	0	1.533.307,95
6	3.416.000	881.387	1.846.009	2.727.397	5.128.680	867.975	4.260.705	-36.683	0	1.533.307,95
7	3.416.000	789.087	1.938.310	2.727.397	5.128.680	867.975	4.260.705	55.618	10011,21562	1.523.296,73
8	3.416.000	692.171	2.035.225	2.727.397	5.128.680	867.975	4.260.705	152.533	27.456,00	1.505.851,94
9	3.416.000	590.410	2.136.987	2.727.397	5.128.680	867.975	4.260.705	254.295	45.773,03	1.487.534,91
10	3.416.000	483.561	2.243.836	2.727.397	5.128.680	867.975	4.260.705	361.144	65.005,91	1.468.302,03
11	0	371.369	2.356.028	2.727.397	5.128.680	867.975	4.260.705	3.889.336	700.080,44	833.227,51
12	0	253.567	2.473.829	2.727.397	5.128.680	867.975	4.260.705	4.007.137	721.284,69	812.023,26
13	0	129.876	2.597.521	2.727.397	5.128.680	867.975	4.260.705	4.130.829	743.549,15	789.758,80
14	0	0	0	0	5.128.680	867.975	4.260.705	4.260.705	766.926,84	3.493.777,81
15	0	0	0	0	5.128.680	867.975	4.260.705	4.260.705	766.926,84	3.493.777,81
16	0	0	0	0	5.128.680	867.975	4.260.705	4.260.705	766.926,84	3.493.777,81
17	0	0	0	0	5.128.680	867.975	4.260.705	4.260.705	766.926,84	3.493.777,81
18	0	0	0	0	5.128.680	867.975	4.260.705	4.260.705	766.926,84	3.493.777,81
19	0	0	0	0	5.128.680	867.975	4.260.705	4.260.705	766.926,84	3.493.777,81
20	0	0	0	0	5.128.680	867.975	4.260.705	4.260.705	766.926,84	3.493.777,81
21	0	0	0	0	5.128.680	867.975	4.260.705	4.260.705	766.926,84	3.493.777,81
22	0	0	0	0	5.128.680	867.975	4.260.705	4.260.705	766.926,84	3.493.777,81
23	0	0	0	0	5.128.680	867.975	4.260.705	4.260.705	766.926,84	3.493.777,81
24	0	0	0	0	5.128.680	867.975	4.260.705	4.260.705	766.926,84	3.493.777,81
25	0	0	0	0	5.128.680	867.975	4.260.705	4.260.705	766.926,84	3.493.777,81

Prilog 12. *Ekonomski tok novca, nova elektrana (3. scenarij)*

n	Bruto prihod	Rashod	Neto prihod
0			-34.160.000 €
1	4.260.704,651	0	4.260.705 €
2	4.260.704,65 €	0	4.260.704,65 €
3	4.260.704,65 €	0	4.260.704,65 €
4	4.260.704,65 €	0	4.260.704,65 €
5	4.260.704,65 €	0	4.260.704,65 €
6	4.260.704,65 €	0	4.260.704,65 €
7	4.260.704,65 €	10.011,2 €	4.250.693,44 €
8	4.260.704,65 €	27.456,0 €	4.233.248,65 €
9	4.260.704,65 €	45.773,0 €	4.214.931,62 €
10	4.260.704,65 €	65.005,9 €	4.195.698,74 €
11	4.260.704,65 €	700.080,4 €	3.560.624,21 €
12	4.260.704,65 €	721.284,7 €	3.539.419,96 €
13	4.260.704,65 €	743.549,2 €	3.517.155,50 €
14	4.260.704,65 €	766.926,8 €	3.493.777,81 €
15	4.260.704,65 €	766.926,8 €	3.493.777,81 €
16	4.260.704,65 €	766.926,8 €	3.493.777,81 €
17	4.260.704,65 €	766.926,8 €	3.493.777,81 €
18	4.260.704,65 €	766.926,8 €	3.493.777,81 €
19	4.260.704,65 €	766.926,8 €	3.493.777,81 €
20	4.260.704,65 €	766.926,8 €	3.493.777,81 €
21	4.260.704,65 €	766.926,8 €	3.493.777,81 €
22	4.260.704,65 €	766.926,8 €	3.493.777,81 €
23	4.260.704,65 €	766.926,8 €	3.493.777,81 €
24	4.260.704,65 €	766.926,8 €	3.493.777,81 €
25	4.260.704,65 €	766.926,8 €	3.493.777,81 €

Prilog 13. *Financijski tok novca, hibridizacija (cijene 2019.)*

n	Amortizacija [€]	Kamata [€]	Glavnica [€]	Rata [€]	Prihod [€]	Rashod [€]	Bruto prihod [€]	Porezna osnovica [€]	Porez [€]	Neto prihod [€]
1	2.807.973	1.052.990	1.188.947	2.241.937	3.763.969	867.975	2.895.994	-964.969	0	654.056,82
2	2.807.973	993.543	1.248.394	2.241.937	3.763.969	867.975	2.895.994	-905.522	0	654.056,82
3	2.807.973	931.123	1.310.814	2.241.937	3.763.969	867.975	2.895.994	-843.102	0	654.056,82
4	2.807.973	865.582	1.376.355	2.241.937	3.763.969	867.975	2.895.994	-777.562	0	654.056,82
5	2.807.973	796.764	1.445.173	2.241.937	3.763.969	867.975	2.895.994	-708.744	0	654.056,82
6	2.807.973	724.506	1.517.431	2.241.937	3.763.969	867.975	2.895.994	-636.485	0	654.056,82
7	2.807.973	648.634	1.593.303	2.241.937	3.763.969	867.975	2.895.994	-560.614	0	654.056,82
8	2.807.973	568.969	1.672.968	2.241.937	3.763.969	867.975	2.895.994	-480.948	0,00	654.056,82
9	2.807.973	485.321	1.756.616	2.241.937	3.763.969	867.975	2.895.994	-397.300	0,00	654.056,82
10	2.807.973	397.490	1.844.447	2.241.937	3.763.969	867.975	2.895.994	-309.469	0,00	654.056,82
11	0	305.268	1.936.670	2.241.937	3.763.969	867.975	2.895.994	2.590.726	466.330,75	187.726,08
12	0	208.434	2.033.503	2.241.937	3.763.969	867.975	2.895.994	2.687.560	483.760,77	170.296,05
13	0	106.759	2.135.178	2.241.937	3.763.969	867.975	2.895.994	2.789.235	502.062,30	151.994,52
14	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
15	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
16	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
17	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
18	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
19	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
20	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
21	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
22	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
23	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
24	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
25	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02

Prilog 14. *Ekonomski tok novca, hibridizacija (cijene 2019.)*

<b>n</b>	<b>Bruto prihod</b>	<b>Rashod</b>	<b>Neto prihod</b>
<b>0</b>			<b>-28.079.733 €</b>
<b>1</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>0</b>	<b>2.895.994 €</b>
<b>2</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>0</b>	<b>2.895.993,92 €</b>
<b>3</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>0</b>	<b>2.895.993,92 €</b>
<b>4</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>0</b>	<b>2.895.993,92 €</b>
<b>5</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>0</b>	<b>2.895.993,92 €</b>
<b>6</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>0</b>	<b>2.895.993,92 €</b>
<b>7</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>0</b>	<b>2.895.993,92 €</b>
<b>8</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>0</b>	<b>2.895.993,92 €</b>
<b>9</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>0</b>	<b>2.895.993,92 €</b>
<b>10</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>0</b>	<b>2.895.993,92 €</b>
<b>11</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>466.330,75 €</b>	<b>2.429.663,17 €</b>
<b>12</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>483.760,77 €</b>	<b>2.412.233,15 €</b>
<b>13</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>502.062,30 €</b>	<b>2.393.931,62 €</b>
<b>14</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>521.278,91 €</b>	<b>2.374.715,02 €</b>
<b>15</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>521.278,91 €</b>	<b>2.374.715,02 €</b>
<b>16</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>521.278,91 €</b>	<b>2.374.715,02 €</b>
<b>17</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>521.278,91 €</b>	<b>2.374.715,02 €</b>
<b>18</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>521.278,91 €</b>	<b>2.374.715,02 €</b>
<b>19</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>521.278,91 €</b>	<b>2.374.715,02 €</b>
<b>20</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>521.278,91 €</b>	<b>2.374.715,02 €</b>
<b>21</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>521.278,91 €</b>	<b>2.374.715,02 €</b>
<b>22</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>521.278,91 €</b>	<b>2.374.715,02 €</b>
<b>23</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>521.278,91 €</b>	<b>2.374.715,02 €</b>
<b>24</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>521.278,91 €</b>	<b>2.374.715,02 €</b>
<b>25</b>	<b>2.895.993,92 €</b>	<b>521.278,91 €</b>	<b>2.374.715,02 €</b>

Prilog 15. *Financijski tok novca, hibridizacija (cijene 2020.)*

n	Amortizacija [€]	Kamata [€]	Glavnica [€]	Rata [€]	Prihod [€]	Rashod [€]	Bruto prihod [€]	Porezna osnovica [€]	Porez [€]	Neto prihod [€]
1	2.807.973	1.052.990	1.188.947	2.241.937	2.922.569	867.975	2.054.594	-1.806.369	0	-187.342,90
2	2.807.973	993.543	1.248.394	2.241.937	2.922.569	867.975	2.054.594	-1.746.922	0	-187.342,90
3	2.807.973	931.123	1.310.814	2.241.937	2.922.569	867.975	2.054.594	-1.684.502	0	-187.342,90
4	2.807.973	865.582	1.376.355	2.241.937	2.922.569	867.975	2.054.594	-1.618.961	0	-187.342,90
5	2.807.973	796.764	1.445.173	2.241.937	2.922.569	867.975	2.054.594	-1.550.144	0	-187.342,90
6	2.807.973	724.506	1.517.431	2.241.937	2.922.569	867.975	2.054.594	-1.477.885	0	-187.342,90
7	2.807.973	648.634	1.593.303	2.241.937	2.922.569	867.975	2.054.594	-1.402.013	0	-187.342,90
8	2.807.973	568.969	1.672.968	2.241.937	2.922.569	867.975	2.054.594	-1.322.348	0,00	-187.342,90
9	2.807.973	485.321	1.756.616	2.241.937	2.922.569	867.975	2.054.594	-1.238.700	0,00	-187.342,90
10	2.807.973	397.490	1.844.447	2.241.937	2.922.569	867.975	2.054.594	-1.150.869	0,00	-187.342,90
11	0	305.268	1.936.670	2.241.937	2.922.569	867.975	2.054.594	1.749.327	314.878,80	-502.221,69
12	0	208.434	2.033.503	2.241.937	2.922.569	867.975	2.054.594	1.846.160	332.308,83	-519.651,72
13	0	106.759	2.135.178	2.241.937	2.922.569	867.975	2.054.594	1.947.835	350.610,35	-537.953,25
14	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
15	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
16	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
17	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
18	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
19	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
20	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
21	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
22	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
23	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
24	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
25	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24

Prilog 16. *Ekonomski tok novca, hibridizacija (cijene 2020.)*

<b>n</b>	<b>Bruto prihod</b>	<b>Rashod</b>	<b>Neto prihod</b>
<b>0</b>			<b>-28.079.733 €</b>
<b>1</b>	<b>2.054.594,201</b>	<b>0</b>	<b>2.054.594 €</b>
<b>2</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>0</b>	<b>2.054.594,20 €</b>
<b>3</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>0</b>	<b>2.054.594,20 €</b>
<b>4</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>0</b>	<b>2.054.594,20 €</b>
<b>5</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>0</b>	<b>2.054.594,20 €</b>
<b>6</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>0</b>	<b>2.054.594,20 €</b>
<b>7</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>0</b>	<b>2.054.594,20 €</b>
<b>8</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>0</b>	<b>2.054.594,20 €</b>
<b>9</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>0</b>	<b>2.054.594,20 €</b>
<b>10</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>0</b>	<b>2.054.594,20 €</b>
<b>11</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>314.878,80 €</b>	<b>1.739.715,40 €</b>
<b>12</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>332.308,83 €</b>	<b>1.722.285,38 €</b>
<b>13</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>350.610,35 €</b>	<b>1.703.983,85 €</b>
<b>14</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>369.826,96 €</b>	<b>1.684.767,24 €</b>
<b>15</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>369.826,96 €</b>	<b>1.684.767,24 €</b>
<b>16</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>369.826,96 €</b>	<b>1.684.767,24 €</b>
<b>17</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>369.826,96 €</b>	<b>1.684.767,24 €</b>
<b>18</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>369.826,96 €</b>	<b>1.684.767,24 €</b>
<b>19</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>369.826,96 €</b>	<b>1.684.767,24 €</b>
<b>20</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>369.826,96 €</b>	<b>1.684.767,24 €</b>
<b>21</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>369.826,96 €</b>	<b>1.684.767,24 €</b>
<b>22</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>369.826,96 €</b>	<b>1.684.767,24 €</b>
<b>23</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>369.826,96 €</b>	<b>1.684.767,24 €</b>
<b>24</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>369.826,96 €</b>	<b>1.684.767,24 €</b>
<b>25</b>	<b>2.054.594,20 €</b>	<b>369.826,96 €</b>	<b>1.684.767,24 €</b>

Prilog 17. Financijski tok novca, hibridizacija (cijene 2021.)

n	Amortizacija [€]	Kamata [€]	Glavnica [€]	Rata [€]	Prihod [€]	Rashod [€]	Bruto prihod [€]	Porezna osnovica [€]	Porez [€]	Neto prihod [€]
1	2.807.973	1.052.990	1.188.947	2.241.937	8.699.501	867.975	7.831.526	3.970.563	714701,256	4.874.887,47
2	2.807.973	993.543	1.248.394	2.241.937	8.699.501	867.975	7.831.526	4.030.010	725401,78	4.864.186,94
3	2.807.973	931.123	1.310.814	2.241.937	8.699.501	867.975	7.831.526	4.092.430	736637,3302	4.852.951,39
4	2.807.973	865.582	1.376.355	2.241.937	8.699.501	867.975	7.831.526	4.157.970	748434,6579	4.841.154,07
5	2.807.973	796.764	1.445.173	2.241.937	8.699.501	867.975	7.831.526	4.226.788	760821,852	4.828.766,87
6	2.807.973	724.506	1.517.431	2.241.937	8.699.501	867.975	7.831.526	4.299.047	773828,4057	4.815.760,32
7	2.807.973	648.634	1.593.303	2.241.937	8.699.501	867.975	7.831.526	4.374.918	787485,2872	4.802.103,44
8	2.807.973	568.969	1.672.968	2.241.937	8.699.501	867.975	7.831.526	4.454.583	801.825,01	4.787.763,71
9	2.807.973	485.321	1.756.616	2.241.937	8.699.501	867.975	7.831.526	4.538.232	816.881,72	4.772.707,00
10	2.807.973	397.490	1.844.447	2.241.937	8.699.501	867.975	7.831.526	4.626.063	832.691,27	4.756.897,45
11	0	305.268	1.936.670	2.241.937	8.699.501	867.975	7.831.526	7.526.258	1.354.726,49	4.234.862,23
12	0	208.434	2.033.503	2.241.937	8.699.501	867.975	7.831.526	7.623.092	1.372.156,52	4.217.432,21
13	0	106.759	2.135.178	2.241.937	8.699.501	867.975	7.831.526	7.724.767	1.390.458,04	4.199.130,68
14	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
15	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
16	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
17	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
18	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
19	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
20	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
21	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
22	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
23	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
24	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
25	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17

Prilog 18. Ekonomski tok novca, hibridizacija (cijene 2021.)

<b>n</b>	<b>Bruto prihod</b>	<b>Rashod</b>	<b>Neto prihod</b>
<b>0</b>			<b>-28.079.733 €</b>
<b>1</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>714.701,25 €</b>	<b>7.116.825 €</b>
<b>2</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>725.401,78 €</b>	<b>7.106.124,04 €</b>
<b>3</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>736.637,33 €</b>	<b>7.094.888,49 €</b>
<b>4</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>748.434,65 €</b>	<b>7.083.091,16 €</b>
<b>5</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>760.821,85 €</b>	<b>7.070.703,97 €</b>
<b>6</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>773.828,4 €</b>	<b>7.057.697,42 €</b>
<b>7</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>787.485,29 €</b>	<b>7.044.040,53 €</b>
<b>8</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>801.825,01 €</b>	<b>7.029.700,81 €</b>
<b>9</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>816.881,72 €</b>	<b>7.014.644,10 €</b>
<b>10</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>832.691,27 €</b>	<b>6.998.834,55 €</b>
<b>11</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>1.354.726,49 €</b>	<b>6.476.799,33 €</b>
<b>12</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>1.372.156,52 €</b>	<b>6.459.369,30 €</b>
<b>13</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>1.390.458,04 €</b>	<b>6.441.067,78 €</b>
<b>14</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>1.409.674,65 €</b>	<b>6.421.851,17 €</b>
<b>15</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>1.409.674,65 €</b>	<b>6.421.851,17 €</b>
<b>16</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>1.409.674,65 €</b>	<b>6.421.851,17 €</b>
<b>17</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>1.409.674,65 €</b>	<b>6.421.851,17 €</b>
<b>18</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>1.409.674,65 €</b>	<b>6.421.851,17 €</b>
<b>19</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>1.409.674,65 €</b>	<b>6.421.851,17 €</b>
<b>20</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>1.409.674,65 €</b>	<b>6.421.851,17 €</b>
<b>21</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>1.409.674,65 €</b>	<b>6.421.851,17 €</b>
<b>22</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>1.409.674,65 €</b>	<b>6.421.851,17 €</b>
<b>23</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>1.409.674,65 €</b>	<b>6.421.851,17 €</b>
<b>24</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>1.409.674,65 €</b>	<b>6.421.851,17 €</b>
<b>25</b>	<b>7.831.525,82 €</b>	<b>1.409.674,65 €</b>	<b>6.421.851,17 €</b>



Prilog 19. *Financijski tok novca, nova elektrana (cijene 2019.)*

n	Amortizacija [€]	Kamata [€]	Glavnica [€]	Rata [€]	Prihod [€]	Rashod [€]	Bruto prihod [€]	Porezna osnovica [€]	Porez [€]	Neto prihod [€]
1	3.416.000	1.281.000	1.446.397	2.727.397	3.763.969	867.975	2.895.994	-1.801.006	0	168.597,22
2	3.416.000	1.208.680	1.518.717	2.727.397	3.763.969	867.975	2.895.994	-1.728.686	0	168.597,22
3	3.416.000	1.132.744	1.594.652	2.727.397	3.763.969	867.975	2.895.994	-1.652.750	0	168.597,22
4	3.416.000	1.053.012	1.674.385	2.727.397	3.763.969	867.975	2.895.994	-1.573.018	0	168.597,22
5	3.416.000	969.292	1.758.104	2.727.397	3.763.969	867.975	2.895.994	-1.489.299	0	168.597,22
6	3.416.000	881.387	1.846.009	2.727.397	3.763.969	867.975	2.895.994	-1.401.393	0	168.597,22
7	3.416.000	789.087	1.938.310	2.727.397	3.763.969	867.975	2.895.994	-1.309.093	0	168.597,22
8	3.416.000	692.171	2.035.225	2.727.397	3.763.969	867.975	2.895.994	-1.212.177	0	168.597,22
9	3.416.000	590.410	2.136.987	2.727.397	3.763.969	867.975	2.895.994	-1.110.416	0	168.597,22
10	3.416.000	483.561	2.243.836	2.727.397	3.763.969	867.975	2.895.994	-1.003.567	0	168.597,22
11	0	371.369	2.356.028	2.727.397	3.763.969	867.975	2.895.994	2.524.625	454.432,51	-285.835,29
12	0	253.567	2.473.829	2.727.397	3.763.969	867.975	2.895.994	2.642.426	475.636,76	-307.039,54
13	0	129.876	2.597.521	2.727.397	3.763.969	867.975	2.895.994	2.766.118	497.901,22	-329.304,00
14	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
15	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
16	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
17	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
18	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
19	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
20	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
21	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
22	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
23	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
24	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02
25	0	0	0	0	3.763.969	867.975	2.895.994	2.895.994	521.278,91	2.374.715,02

Prilog 20. *Ekonomski tok novca, nova elektrana (cijene 2019.)*

<b>n</b>	<b>Bruto prihod</b>	<b>Rashod</b>	<b>Neto prihod</b>
0			-34.160.000 €
1	2.895.993,92 €	0	2.895.994 €
2	2.895.993,92 €	0	2.895.993,92 €
3	2.895.993,92 €	0	2.895.993,92 €
4	2.895.993,92 €	0	2.895.993,92 €
5	2.895.993,92 €	0	2.895.993,92 €
6	2.895.993,92 €	0	2.895.993,92 €
7	2.895.993,92 €	0	2.895.993,92 €
8	2.895.993,92 €	0	2.895.993,92 €
9	2.895.993,92 €	0	2.895.993,92 €
10	2.895.993,92 €	0	2.895.993,92 €
11	2.895.993,92 €	454.432,51 €	2.441.561,41 €
12	2.895.993,92 €	475.636,76 €	2.420.357,16 €
13	2.895.993,92 €	497.901,22 €	2.398.092,70 €
14	2.895.993,92 €	521.278,91 €	2.374.715,02 €
15	2.895.993,92 €	521.278,91 €	2.374.715,02 €
16	2.895.993,92 €	521.278,91 €	2.374.715,02 €
17	2.895.993,92 €	521.278,91 €	2.374.715,02 €
18	2.895.993,92 €	521.278,91 €	2.374.715,02 €
19	2.895.993,92 €	521.278,91 €	2.374.715,02 €
20	2.895.993,92 €	521.278,91 €	2.374.715,02 €
21	2.895.993,92 €	521.278,91 €	2.374.715,02 €
22	2.895.993,92 €	521.278,91 €	2.374.715,02 €
23	2.895.993,92 €	521.278,91 €	2.374.715,02 €
24	2.895.993,92 €	521.278,91 €	2.374.715,02 €
25	2.895.993,92 €	521.278,91 €	2.374.715,02 €

Prilog 21. *Financijski tok novca, nova elektrana (cijene 2020.)*

n	Amortizacija [€]	Kamata [€]	Glavnica [€]	Rata [€]	Prihod [€]	Rashod [€]	Bruto prihod [€]	Porezna osnovica [€]	Porez [€]	Neto prihod [€]
1	3.416.000	1.281.000	1.446.397	2.727.397	2.922.569	867.975	2.054.594	-2.642.406	0	-672.802,50
2	3.416.000	1.208.680	1.518.717	2.727.397	2.922.569	867.975	2.054.594	-2.570.086	0	-672.802,50
3	3.416.000	1.132.744	1.594.652	2.727.397	2.922.569	867.975	2.054.594	-2.494.150	0	-672.802,50
4	3.416.000	1.053.012	1.674.385	2.727.397	2.922.569	867.975	2.054.594	-2.414.418	0	-672.802,50
5	3.416.000	969.292	1.758.104	2.727.397	2.922.569	867.975	2.054.594	-2.330.698	0	-672.802,50
6	3.416.000	881.387	1.846.009	2.727.397	2.922.569	867.975	2.054.594	-2.242.793	0	-672.802,50
7	3.416.000	789.087	1.938.310	2.727.397	2.922.569	867.975	2.054.594	-2.150.493	0	-672.802,50
8	3.416.000	692.171	2.035.225	2.727.397	2.922.569	867.975	2.054.594	-2.053.577	0	-672.802,50
9	3.416.000	590.410	2.136.987	2.727.397	2.922.569	867.975	2.054.594	-1.951.816	0	-672.802,50
10	3.416.000	483.561	2.243.836	2.727.397	2.922.569	867.975	2.054.594	-1.844.966	0	-672.802,50
11	0	371.369	2.356.028	2.727.397	2.922.569	867.975	2.054.594	1.683.225	302.980,56	-975.783,06
12	0	253.567	2.473.829	2.727.397	2.922.569	867.975	2.054.594	1.801.027	324.184,81	-996.987,31
13	0	129.876	2.597.521	2.727.397	2.922.569	867.975	2.054.594	1.924.718	346.449,27	1.019.251,77
14	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
15	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
16	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
17	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
18	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
19	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
20	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
21	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
22	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
23	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
24	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24
25	0	0	0	0	2.922.569	867.975	2.054.594	2.054.594	369.826,96	1.684.767,24

Prilog 22. *Ekonomski tok novca, nova elektrana (cijene 2020.)*

<b>n</b>	<b>Bruto prihod</b>	<b>Rashod</b>	<b>Neto prihod</b>
0			-34.160.000 €
1	2.054.594,20 €	0	2.054.594 €
2	2.054.594,20 €	0	2.054.594,20 €
3	2.054.594,20 €	0	2.054.594,20 €
4	2.054.594,20 €	0	2.054.594,20 €
5	2.054.594,20 €	0	2.054.594,20 €
6	2.054.594,20 €	0	2.054.594,20 €
7	2.054.594,20 €	0	2.054.594,20 €
8	2.054.594,20 €	0	2.054.594,20 €
9	2.054.594,20 €	0	2.054.594,20 €
10	2.054.594,20 €	0	2.054.594,20 €
11	2.054.594,20 €	302.980,56 €	1.751.613,64 €
12	2.054.594,20 €	324.184,81 €	1.730.409,39 €
13	2.054.594,20 €	346.449,27 €	1.708.144,93 €
14	2.054.594,20 €	369.826,96 €	1.684.767,24 €
15	2.054.594,20 €	369.826,96 €	1.684.767,24 €
16	2.054.594,20 €	369.826,96 €	1.684.767,24 €
17	2.054.594,20 €	369.826,96 €	1.684.767,24 €
18	2.054.594,20 €	369.826,96 €	1.684.767,24 €
19	2.054.594,20 €	369.826,96 €	1.684.767,24 €
20	2.054.594,20 €	369.826,96 €	1.684.767,24 €
21	2.054.594,20 €	369.826,96 €	1.684.767,24 €
22	2.054.594,20 €	369.826,96 €	1.684.767,24 €
23	2.054.594,20 €	369.826,96 €	1.684.767,24 €
24	2.054.594,20 €	369.826,96 €	1.684.767,24 €
25	2.054.594,20 €	369.826,96 €	1.684.767,24 €

Prilog 23. *Financijski tok novca, nova elektrana (cijene 2021.)*

n	Amortizacija [€]	Kamata [€]	Glavnica [€]	Rata [€]	Prihod [€]	Rashod [€]	Bruto prihod [€]	Porezna osnovica [€]	Porez [€]	Neto prihod [€]
1	3.416.000	1.281.000	1.446.397	2.727.397	8.699.501	867.975	7.831.526	3.134.526	564214,6478	4.539.914,47
2	3.416.000	1.208.680	1.518.717	2.727.397	8.699.501	867.975	7.831.526	3.206.846	577232,2181	4.526.896,90
3	3.416.000	1.132.744	1.594.652	2.727.397	8.699.501	867.975	7.831.526	3.282.781	590900,667	4.513.228,45
4	3.416.000	1.053.012	1.674.385	2.727.397	8.699.501	867.975	7.831.526	3.362.514	605252,5383	4.498.876,58
5	3.416.000	969.292	1.758.104	2.727.397	8.699.501	867.975	7.831.526	3.446.233	620322,0031	4.483.807,11
6	3.416.000	881.387	1.846.009	2.727.397	8.699.501	867.975	7.831.526	3.534.139	636144,9412	4.467.984,18
7	3.416.000	789.087	1.938.310	2.727.397	8.699.501	867.975	7.831.526	3.626.439	652759,0262	4.451.370,09
8	3.416.000	692.171	2.035.225	2.727.397	8.699.501	867.975	7.831.526	3.723.355	670.203,82	4.433.925,30
9	3.416.000	590.410	2.136.987	2.727.397	8.699.501	867.975	7.831.526	3.825.116	688.520,84	4.415.608,27
10	3.416.000	483.561	2.243.836	2.727.397	8.699.501	867.975	7.831.526	3.931.965	707.753,72	4.396.375,39
11	0	371.369	2.356.028	2.727.397	8.699.501	867.975	7.831.526	7.460.157	1.342.828,25	3.761.300,87
12	0	253.567	2.473.829	2.727.397	8.699.501	867.975	7.831.526	7.577.958	1.364.032,50	3.740.096,62
13	0	129.876	2.597.521	2.727.397	8.699.501	867.975	7.831.526	7.701.650	1.386.296,96	3.717.832,16
14	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
15	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
16	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
17	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
18	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
19	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
20	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
21	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
22	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
23	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
24	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17
25	0	0	0	0	8.699.501	867.975	7.831.526	7.831.526	1.409.674,65	6.421.851,17

Prilog 24. *Ekonomski tok novca, nova elektrana (cijene 2021.)*

<b>n</b>	<b>Bruto prihod</b>	<b>Rashod</b>	<b>Neto prihod</b>
0			-34.160.000 €
1	7831525,82 €	564.214,65 €	7.267.311 €
2	7.831.525,82 €	577.232,22 €	7.254.293,60 €
3	7.831.525,82 €	590.900,67 €	7.240.625,15 €
4	7.831.525,82 €	605.252,54 €	7.226.273,28 €
5	7.831.525,82 €	620.322 €	7.211.203,82 €
6	7.831.525,82 €	636.144,94 €	7.195.380,88 €
7	7.831.525,82 €	652.759,03 €	7.178.766,79 €
8	7.831.525,82 €	670.203,82 €	7.161.322,01 €
9	7.831.525,82 €	688.520,84 €	7.143.004,98 €
10	7.831.525,82 €	707.753,72 €	7.123.772,10 €
11	7.831.525,82 €	1.342.828,25 €	6.488.697,57 €
12	7.831.525,82 €	1.364.032,50 €	6.467.493,32 €
13	7.831.525,82 €	1.386.296,96 €	6.445.228,86 €
14	7.831.525,82 €	1.409.674,65 €	6.421.851,17 €
15	7.831.525,82 €	1.409.674,65 €	6.421.851,17 €
16	7.831.525,82 €	1.409.674,65 €	6.421.851,17 €
17	7.831.525,82 €	1.409.674,65 €	6.421.851,17 €
18	7.831.525,82 €	1.409.674,65 €	6.421.851,17 €
19	7.831.525,82 €	1.409.674,65 €	6.421.851,17 €
20	7.831.525,82 €	1.409.674,65 €	6.421.851,17 €
21	7.831.525,82 €	1.409.674,65 €	6.421.851,17 €
22	7.831.525,82 €	1.409.674,65 €	6.421.851,17 €
23	7.831.525,82 €	1.409.674,65 €	6.421.851,17 €
24	7.831.525,82 €	1.409.674,65 €	6.421.851,17 €
25	7.831.525,82 €	1.409.674,65 €	6.421.851,17 €