

# Plutajući fotonaponski sustavi

---

**Bošnjak, Helena**

**Undergraduate thesis / Završni rad**

**2023**

*Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj:* **Josip Juraj Strossmayer University of Osijek, Faculty of Electrical Engineering, Computer Science and Information Technology Osijek / Sveučilište Josipa Jurja Strossmayera u Osijeku, Fakultet elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija Osijek**

*Permanent link / Trajna poveznica:* <https://um.nsk.hr/um:nbn:hr:200:292385>

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

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

*Repository / Repozitorij:*

[Faculty of Electrical Engineering, Computer Science and Information Technology Osijek](#)



**SVEUČILIŠTE JOSIPA JURJA STROSSMAYERA U OSIJEKU  
FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, RAČUNARSTVA I  
INFORMACIJSKIH TEHNOLOGIJA OSIJEK**

**Sveučilišni studij**

**Plutajući fotonaponski sustavi**

**Završni rad**

**Helena Bošnjak**

**Osijek, 2023.**

**FERIT**FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, RAČUNARSTVA  
I INFORMACIJSKIH TEHNOLOGIJA **OSIJEK****Obrazac Z1P - Obrazac za ocjenu završnog rada na preddiplomskom sveučilišnom studiju****Osijek, 30.08.2023.****Odboru za završne i diplomske ispite****Prijedlog ocjene završnog rada na preddiplomskom sveučilišnom studiju**

<b>Ime i prezime Pristupnika:</b>	Helena Bošnjak
<b>Studij, smjer:</b>	Sveučilišni prijediplomski studij Elektrotehnika i informacijska tehnologija
<b>Mat. br. Pristupnika, godina upisa:</b>	4792, 28.07.2020.
<b>OIB Pristupnika:</b>	19479794923
<b>Mentor:</b>	prof. dr. sc. Damir Šljivac
<b>Sumentor:</b>	,
<b>Sumentor iz tvrtke:</b>	
<b>Naslov završnog rada:</b>	Plutajući fotonaponski sustavi
<b>Znanstvena grana rada:</b>	<b>Elektroenergetika (zn. polje elektrotehnika)</b>
<b>Zadatak završnog rad:</b>	Opisati trenutno stanje razvoja tehnologija plutajućih fotonaponskih sustava i dati u praktičnom dijelu primjer jednog takvog sustava. Tema dodijena studentici Heleni Bošnjak i molim druge studenet da se ne prijavljuju.
<b>Prijedlog ocjene završnog rada:</b>	Izvrstan (5)
<b>Kratko obrazloženje ocjene prema Kriterijima za ocjenjivanje završnih i diplomskih radova:</b>	Primjena znanja stečenih na fakultetu: 3 bod/boda Postignuti rezultati u odnosu na složenost zadatka: 2 bod/boda Jasnoća pismenog izražavanja: 3 bod/boda Razina samostalnosti: 2 razina
<b>Datum prijedloga ocjene od strane mentora:</b>	30.08.2023.
<b>Datum potvrde ocjene od strane Odbora:</b>	08.09.2023.
<b>Potvrda mentora o predaji konačne verzije rada:</b>	<i>Mentor elektronički potpisao predaju konačne verzije.</i>
	Datum:

**FERIT**FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, RAČUNARSTVA  
I INFORMACIJSKIH TEHNOLOGIJA OSIJEK**IZJAVA O ORIGINALNOSTI RADA**

Osijek, 10.09.2023.

<b>Ime i prezime studenta:</b>	Helena Bošnjak
<b>Studij:</b>	Sveučilišni prijediplomski studij Elektrotehnika i informacijska tehnologija
<b>Mat. br. studenta, godina upisa:</b>	4792, 28.07.2020.
<b>Turnitin podudaranje [%]:</b>	2

Ovom izjavom izjavljujem da je rad pod nazivom: **Plutajući fotonaponski sustavi**

izrađen pod vodstvom mentora prof. dr. sc. Damir Šljivac

i sumentora ,

moj vlastiti rad i prema mom najboljem znanju ne sadrži prethodno objavljene ili neobjavljene pisane materijale drugih osoba, osim onih koji su izričito priznati navođenjem literature i drugih izvora informacija.  
Izjavljujem da je intelektualni sadržaj navedenog rada proizvod mog vlastitog rada, osim u onom dijelu za koji mi je bila potrebna pomoć mentora, sumentora i drugih osoba, a što je izričito navedeno u radu.

Potpis studenta:

# SADRŽAJ

<b>1. UVOD .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. Zadatak završnog rada .....</b>	<b>1</b>
<b>2. OSNOVNI ASPEKTI PLUTAJUĆIH FOTONAPONSKIH SUSTAVA .....</b>	<b>2</b>
<b>2.1. Trenutno stanje razvoja plutajućih FN sustava .....</b>	<b>2</b>
<b>2.2. Prednosti plutajućih hibridnih hidroelektrana s plutajućim FN sustavima .....</b>	<b>3</b>
2.2.1. Modeliranje hibridnih PFN-hidroenergetskih sustava .....	6
2.2.2. Rezultati modeliranja i prednosti hibridnog PFN-hidroenergetskog sustava.....	8
2.2.3. Prednosti hibridizacije na razini sustava.....	8
2.2.4. Prednosti koje pruža hibridizacija u različitim vremenskim razmacima .....	9
<b>2.3. Procjena učinaka plutajućih FN sustava na kvalitetu vode .....</b>	<b>15</b>
2.3.1. Pregled istraživačkog područja.....	15
2.3.2. Dizajn plutajućeg fotonaponskog sustava.....	16
2.3.3. Prikupljanje i analiza podataka .....	18
<b>2.4. Prepreke i zahtjevi u izgradnji PFN sustava .....</b>	<b>25</b>
2.4.1. Regulatorne prepreke.....	25
2.4.2. Ekološke barijere .....	25
2.4.3. Ekonomske prepreke .....	26
2.4.4. Tehničke barijere .....	26
2.4.5. Kulturne barijere.....	26
<b>3. TROŠKOVNA ANALIZA PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ PLUTAJUĆIH FOTONAPONSKIH SUSTAVA.....</b>	<b>27</b>
<b>3.1. Troškovi izgradnje PFN sustava.....</b>	<b>28</b>
3.1.1. Trenutni troškovi PFN-a .....	28
3.1.2. Investicijski troškovi (kapitalni trošak, eng. Capital Expenditure, CAPEX) .....	29
Solarni FN modul .....	29
Inverter .....	29
Plutajuća konstrukcija, sustav za sidrenje i privez .....	29
Komponente ravnoteže sustava: kablovi, spojna kutija, centrala, transformator i drugo .....	30
Troškovi projektiranja, instalacije, građevinskih radova, ispitivanja i puštanja u rad .....	30
Troškovi priključka na mrežu .....	30
3.1.3. Operativni troškovi (engl. <i>Operating cost</i> , OPEX).....	31
Rad i održavanje (O&M).....	31
Osiguranje .....	31
Zamjena invertera (pretvarača).....	32

3.1.4. Financijske pretpostavke tehno-ekonomske analize .....	32
<b>3.2. Analiza ovisnosti LCOE-a o godišnjoj proizvodnji električne energije .....</b>	<b>32</b>
<b>3.3. Analiza ovisnosti LCOE o financijskim parametrima .....</b>	<b>36</b>
3.3.1. Analiza ovisnosti LCOE o diskontnoj stopi (DR) .....	36
3.3.2. Analiza ovisnosti LCOE o stopi inflacije (SI) .....	37
<b>3.4. Analiza ovisnosti LCOE o stopi degradacije sustava.....</b>	<b>38</b>
<b>4. ZAKLJUČAK.....</b>	<b>40</b>
<b>LITERATURA .....</b>	<b>42</b>
<b>SAŽETAK.....</b>	<b>44</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>45</b>
<b>ŽIVOTOPIS.....</b>	<b>46</b>

# 1. UVOD

Zbog globalnog zagrijavanja i klimatskih promjena te politike očuvanja okoliša ljudi su unazad nekoliko godina sve više počeli razvijati i unaprijeđivati tehnologiju za iskorištavanje obnovljivih izvora energije. Posebno zanimljiv obnovljivi izvor energije predstavlja solarna energija, no razvoj takve tehnologije ograničen je u zemljama koje nemaju dovoljno raspoloživog zemljišta za implementaciju solarnog fotonaponskog sustava. U takvim zemljama mogućnost za uvođenje fotonaponskog sustava nudi nova tehnologija fotonaponskih sustava, a to je plutajući fotonaponski sustav (PFN) koji omogućava plutanje solarnog fotonaponskog sustava na vodenim tijelima. Na početku ovoga rada predstavljeni su osnovni aspekti PFN sustava, a to su: trenutno stanje razvoja plutajućih fotonaponskih sustava, prednosti hibridizacije plutajućih FN sustava sa hidroelektranama, procjena učinaka plutajućih fotonaponskih sustava na kvalitetu vode te na kraju prepreke i zahtjevi u izgradnji PFN sustava. Nakon toga slijedi pregled troškova za izgradnju plutajućeg fotonaponskog sustava gdje se navode trenutni troškovi implementacije PFN sustava, investicijski troškovi (CAPEX) te operativni troškovi (OPEX). U praktičnom dijelu ovoga rada izračunava se nivelirani trošak električne energije (LCOE) u programskom paketu Microsoft Excel te se provjerava ovisnost niveliranog troška električne energije o očekivanoj godišnjoj proizvodnji električne energije, diskontnoj stopi fotonaponskog sustava, stopi inflacije te stopi degradacije sustava za dvije vrste klima, tj. umjerenu i tropsku. Na samom kraju daje se zaključak na bazi istraživanja dostupnih literatura i izračuna niveliranih troškova.

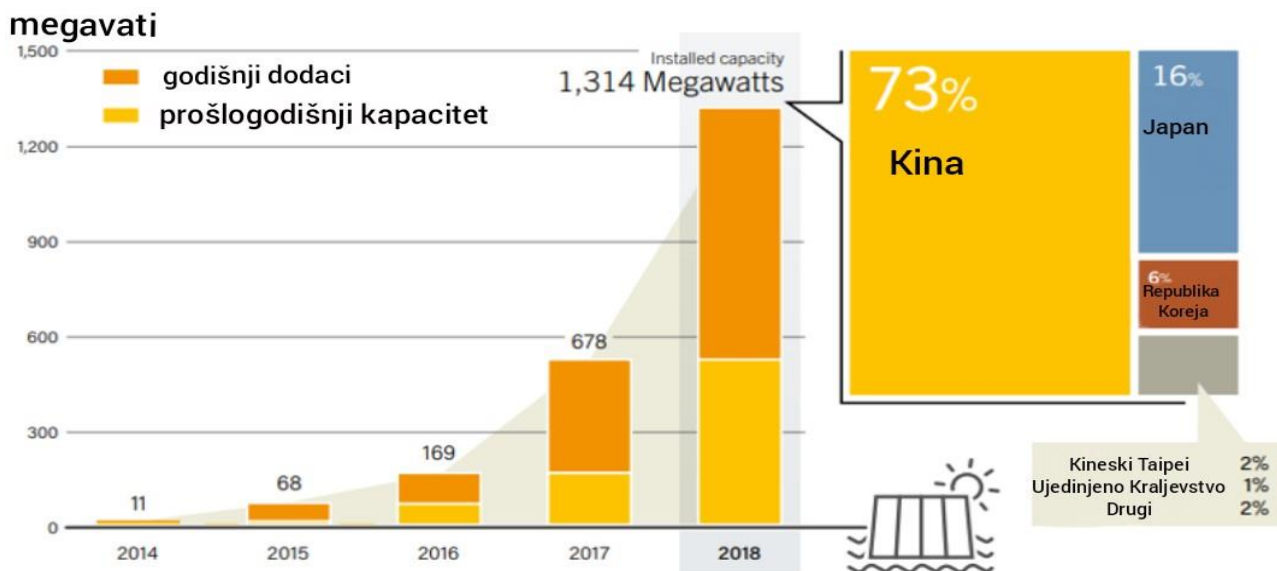
## 1.1. Zadatak završnog rada

Zadatak ovog završnog rada je opisati trenutno stanje razvoja tehnologija plutajućih fotonaponskih sustava te njihove prednosti i nedostatke. Praktični dio rada vezan je uz troškove implementacije PFN sustava. Točnije, provjerava se ovisnost niveliranih troškova električne enerije o očekivanoj godišnjoj proizvodnji električne energije, diskontnoj stopi FN sustava, stopi inflacije te za kraj stopi degradacije fotonaponskog sustava.

## 2. OSNOVNI ASPEKTI PLUTAJUĆIH FOTONAPONSKIH SUSTAVA

### 2.1. Trenutno stanje razvoja plutajućih FN sustava

Općenita svrha fotonaponskog sustava je, pretvaranjem emitiranog sunčeva zračenja u električnu energiju, pružiti korisniku električnu energiju određene kvalitete. [1] U Japanu je 2007. godine dovršen pilot-sustav jačine od 20 kilovata (kW) koji predstavlja prvu plutajuću fotonaponsku instalaciju, a 2008. godine u Kaliforniji je napravljen vršni sustav od 175 kW, što je prva neistraživačka instalacija. Od tada je instalirano mnogo takvih projekata, a najveći se mogu pronaći u Republici Koreji, Japanu i Kini, kao i Ujedinjenom Kraljevstvu, Kambodži, Indiji, Tajvanu i Sjedinjenim Američkim Državama. Manje sustave možemo pronaći u zemljama kao što su Brazil, Francuska, Australija, Čile, Tunis, Španjolska, Njemačka, Belgija, Kolumbija, Indonezija, Panama, Singapur, Švedska, Izrael, Nizozemska, Italija, Filipini, Tajland i druge. [2] Danas plutajući fotonaponski sustavi postoje u gotovo svim regijama svijeta, dok se u mnogima još razmatra njihova primjena i implementacija. Od 2013. do 2021. implementacija PFN sustava globalno je porasla sa 6 megavata (MW) instaliranog kapaciteta na 2 579 MW. [4] U 2018. godini došlo je do udvostručenja globalnog instaliranog kapaciteta, te je krajem godine ukupna vrijednost iznosila oko 1 314 MW. [3]



**Slika 2.1.** Plutajući solarni FN globalni kapacitet i godišnji dodaci, te zemlje s najvećom proizvodnjom, kraj 2018. [3]

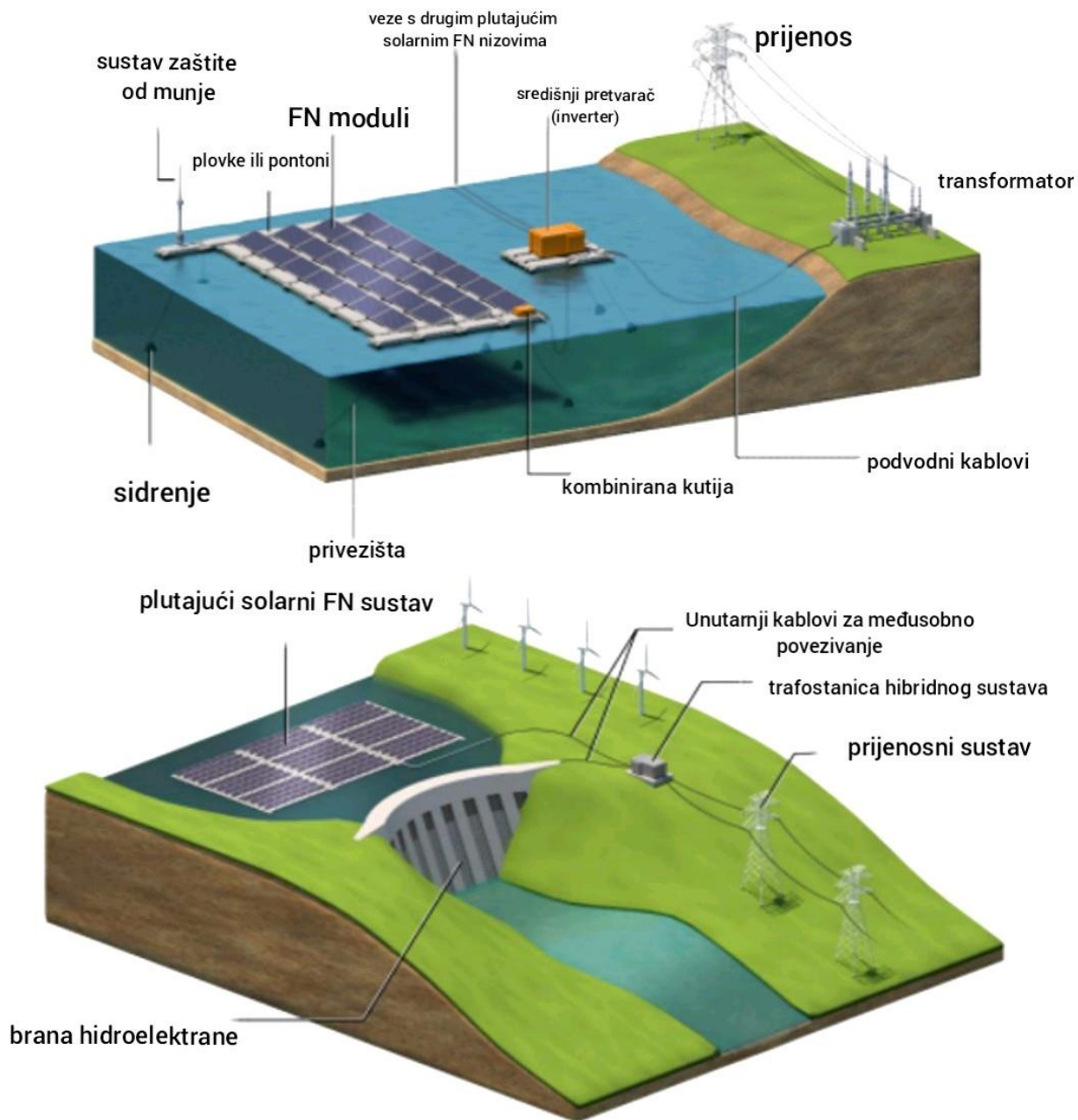


Prema slici 2.1., dominaciju na tržištu plutajućih fotonaponskih sustava drži Kina s oko 75 % udjela u globalnom instaliranom kapacitetu. Iza Kine nalazi se Japan sa svojih 16 % udjela. Republika Koreja treće je najveće plutajuće fotonaponsko tržište, a svoju prvu megavatnu instalaciju, sustav od 18,7 MW, pustila je u pogon 2018. godine u Sjevernoj Jeolli. [3] Jedna od prednosti izgradnje plutajuće solarne instalacije jest ukidanje potreba za velikom pripremom lokacije za izgradnju, što čini veliki doprinos u zemljama s ograničenim raspoloživim zemljištem, te smanjeno isparavanje iz rezervoara s vodom. Na prethodno spomenute prednosti nadovezuje se poboljšani prinos energije, poboljšana proizvodnja zahvaljujući manjoj količini prašine na pločama i rashladnom učinku vode. Također, postojeće infrastrukture mogu se upotrebljavati za prijenos električne energije na hidroelektranama. [3] Preferirane lokacije za plutajuće fotonaponske instalacije su: jezera za navodnjavanje, industrijski bazeni i rezervoari pitke vode. Također se mogu iskorištavati mjesta u blizini obala te razna umjetna vodena tijela. Promoviranje plutajućih fotonaponskih instalacija u nekim se zemljama vrši kroz financijske poticaje. Kao jedan od primjera može se navesti američka savezna država Massachusetts koja kao dio programa „SMART” povećava poticajnu vrijednost za projekte plutajućih fotonaponskih sustava. Također, Kineski Taipei nudi „feed-in” tarifu (FIT), višu od one za sustave montirane na zemlji, koja promiče prihvaćanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora i niske emisije ugljika za plutajuće fotonaponske sustave. Dok Republika Koreja daje dodatne certifikate za obnovljive izvore energije i implementaciju plutajućih fotonaponskih sustava. [3] U postizanju ciljeva u pogledu dobivanja energije iz obnovljivih izvora, vlade Singapura, Japana, Republike Koreje, Kine, Indiji i Kineskog Taipeija, gdje je zemljišta malo i naseljenost je velika, pokazuju interes za implementaciju plutajućih solarnih fotonaponskih sustava. Za plutajuće solarne fotonaponske sustave očekuju se veći energetske prinosi naspram sustava koji su montirani na tlu, što uravnotežava troškove tih dvaju sustava. Procjenjuje se da su prinosi 5 % veći za plutajuće sustave, s potencijalnim dobitima od 10 – 15 % u vrućim klimama. Štoviše, održavajući ekonomiju razmjera s proširenjem tržišta, plutajući fotonaponski sustavi doživjeli su smanjenje kapitalnih troškova. [3]

## **2.2. Prednosti plutajućih hibridnih hidroelektrana s plutajućim FN sustavima**

Sve privlačnija primjena solarnih fotonaponskih sustava jest plutajući solarni fotonaponski sustav (PFN), odnosno plutanje solarnog FN sustava na vodenim tijelima. Također, značajnu vrijednost elektroenergetskom sustavu može pružiti uparivanje plutajućeg fotonaponskog sustava s hidroenergijom u hibridni sustav. [4] U Portugalu je 2017. instaliran prvi takav sustav od 220

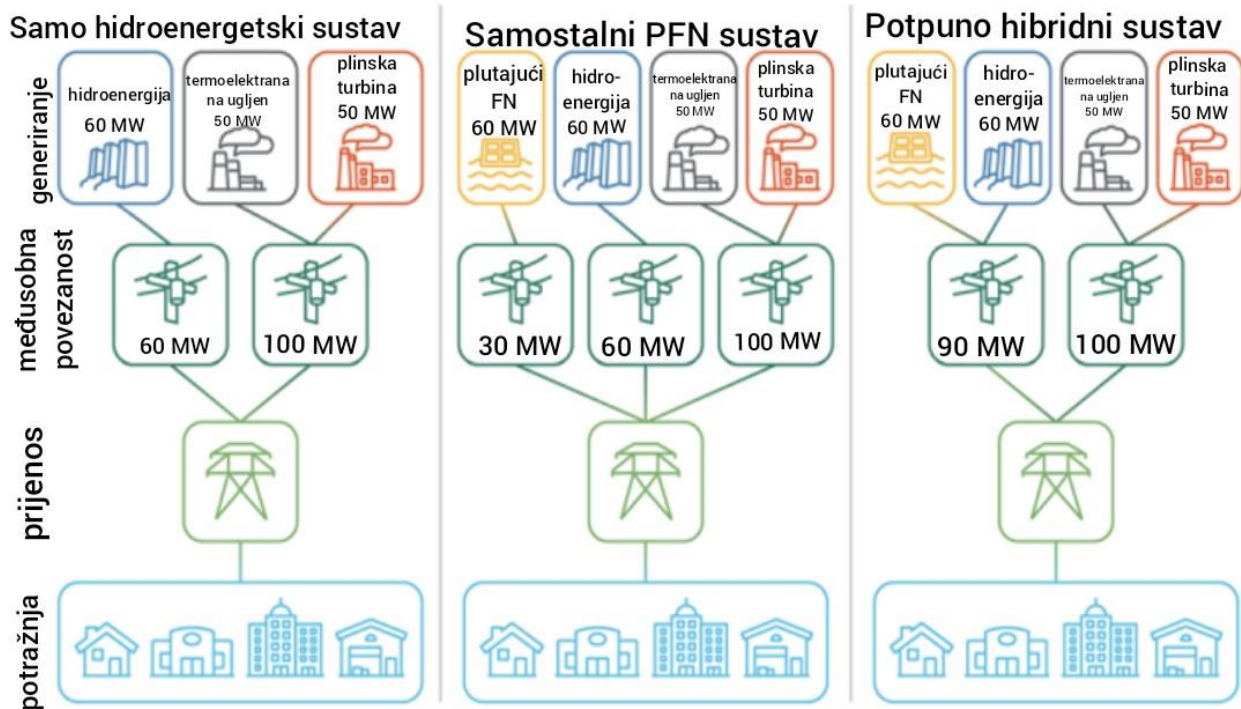
kW. [3] U jugoistočnoj Aziji nalazi se nekoliko primjena hibridnih PFN-hidroenergetskih sustava, međutim oskudan broj informacija o prednostima koje takvi sustavi pružaju još uvijek usporava daljnju proizvodnju. [4] Slika 2.2. prikazuje reprezentativne konfiguracije i ključne komponente samostalnog plutajućeg fotonaponskog sustava i hibridne PFN-hidroelektrane. Najčešće lokacije za samostalni PFN sustav su umjetna kopnena vodna tijela: akumulacije, jezera i ribnjaci. U hibridnim PFN-hidroenergetskim sustavima smještaj PFN-a je na akumulaciji hidroenergije i spojen je s generatorom hidroenergije kako bi se postigao kooptimiziran rad. [4] Američka agencija za međunarodni razvoj (USAID) u suradnji s NREL-om financirala je istraživanje u kojem se ističu prednosti hibridizacije PFN-hidroenergetskog sustava za elektroenergetski sustav u zemljama jugoistočne Azije. Kako bi se kvantificirale prednosti hibridizacije, provedeno je istraživanje modeliranjem primjera hibridnog PFN-hidroenergetskog sustava, koje će biti predstavljeno u nastavku ovoga rada. [4]



**Slika 2.2.** Reprezentativne konfiguracije samostalnog PFN sustava (gore) i hibridnog PFN-hidroenergetskog sustava (dolje) [4]

### 2.2.1. Modeliranje hibridnih PFN-hidroenergetskih sustava

Modelirana su tri primjera sustava kako bi se istražila potencijalna vrijednost hibridnih PFN-hidroenergetskih sustava. Za modeliranje primjera energetskog sustava, NREL je razvio model „Engage”. [4] Na slici 2.3. prikazane su konfiguracije tih triju sustava.



**Slika 2.3.** Konfiguracija sustava samo hidroelektrane (lijevo), samostalni PFN (u sredini) i potpuni hibridni PFN-hidroenergetski sustav (desno) [4]

- Samo hidroenergetski sustav – proizvodnja ne uključuje PFN niti kopnene FN sustave u proizvodni proces, već se sastoji isključivo od termoelektrične energije na prirodni plin i ugljen te hidroenergije. Proizvodnja topline i hidroenergije, fizički odvojene, međusobno su povezane s glavnim prijenosnim sustavom koji vodi do distribucijskog sustava i krajnje potražnje. [4]
- Samostalni PFN sustav – proizvodnja uključuje samostalni plutajući solarni fotonaponski sustav smješten zajedno s hidroelektranom. U ovom slučaju sustavi nisu hibridizirani. U ovoj konfiguraciji postoje PFN proizvodnja, hidroelektrana i termalna proizvodnja, a svaka od njih zasebno je međusobno povezana na mrežu. [4]
- Potpuni hibridni PFN-hidroenergetski sustav – proizvodnja uključuje PFN sustav hibridiziran s hidroenergetskim sustavom. Kako bi se uz potpuno korištenje raspoloživog

prijenosa postigao optimalan rad sustava, ta dva sustava moraju biti međusobno povezana na istoj trafostanici. [4]

Proizvodni kapacitet za ukupnu toplinsku proizvodnju iznosi 100 MW, a za hidroenergetski i plutajući fotonaponski sustav pojedinačno 60 MW. [4] Kako bi se ispitalo dispečiranje<sup>1</sup> i smanjenje zbog ograničenja prijenoša kada se sustavu doda PFN, u istraživanju USAID-a i NREL-a navedeno je da je prijenos spojen na podstanicu glavne potražnje niži od ukupnog proizvodnog kapaciteta u samostalnim i potpunim hibridnim sustavima [4]:

- Samo hidroenergetski sustav – budući da su jedine dostupne proizvodnje toplinska i hidroenergetska, 160 MW ukupni je iznos prijenosnog kapaciteta. [4]
- Samostalni PFN sustav – iznos ukupnog prijenosnog kapaciteta je 190 MW, od toga 30 MW odlazi za PFN sustav, 60 MW za hidroenergetski sustav te 100 MW za termogeneraciju. [4]
- Potpuno hibridni sustav – 190 MW iznos je ukupnog prijenosnog kapaciteta. Toplinska proizvodnja iznosi 100 MW, dok hidroelektrane i PFN dijele interkonekciju s kapacitetom od 90 MW (ukupni hidroenergetski kapacitet +50 %, odnosno 30 MW PFN kapaciteta). [4]

Kako bi se hibridni sustav instalirao, potrebno je, osim analize modeliranja, razmotriti različite tipove hidroelektrana, njihove upotrebe te različite tehnologije hidroelektrana. Približno trećinu instaliranih hidroelektrana čine višenamjenske hidroelektrane. To znači da posjeduju dodatne funkcije kao što su ublažavanje suše, vodoopskrba, navodnjavanje i zaštita od poplava. Klasifikacija hidroenergetskih sustava provodi se prema režimu rada, raspoloživosti pada, namjeni postrojenja i prema veličini. [4] Osnovna klasifikacija hidroenergetskih sustava provodi se prema režimu rada, a dijeli se na tri glavne vrste:

- Akumulacijske hidroelektrane – generiraju električnu energiju iz zatvorenih ili pregrađenih akumulacija. Tako stvaraju određeni kapacitet za pohranu, koji se zatim upotrebljava u razdoblju niske količine oborina. [4]

---

<sup>1</sup> Upravljanje tokovima električne energije i regulacija napona u elektroenergetskom sustavu.

- Protočne hidroelektrane – proizvodnja električne energije podložna je sezonskim i vremenskim promjenama te ovisi o dotoku akumulacije zbog ograničenog skladišnog kapaciteta. [4]
- Pumpno-akumulcijske hidroelektrane – pumpanjem iz nižeg u viši rezervoar voda se skladišti tijekom razdoblja niskih cijena i niske potražnje za električnom energijom. Da bi se, s druge strane, tijekom razdoblja visokih cijena i velike potražnje za električnom energijom ispuštala za proizvodnju električne energije. [4]

Stoga se iz primarnih namjena hidroelektrana dobivaju informacije o mogućnostima instaliranja PFN sustava te o opsegu prednosti koje hibridizacija pruža. Zbog izazova instaliranja PFN-a na protočne i pumpno-akumulacijske hidroenergetske sustave, većina PFN-hidroenergetskih hibrida instalirana je na akumulacijske hidroelektrane. [4]

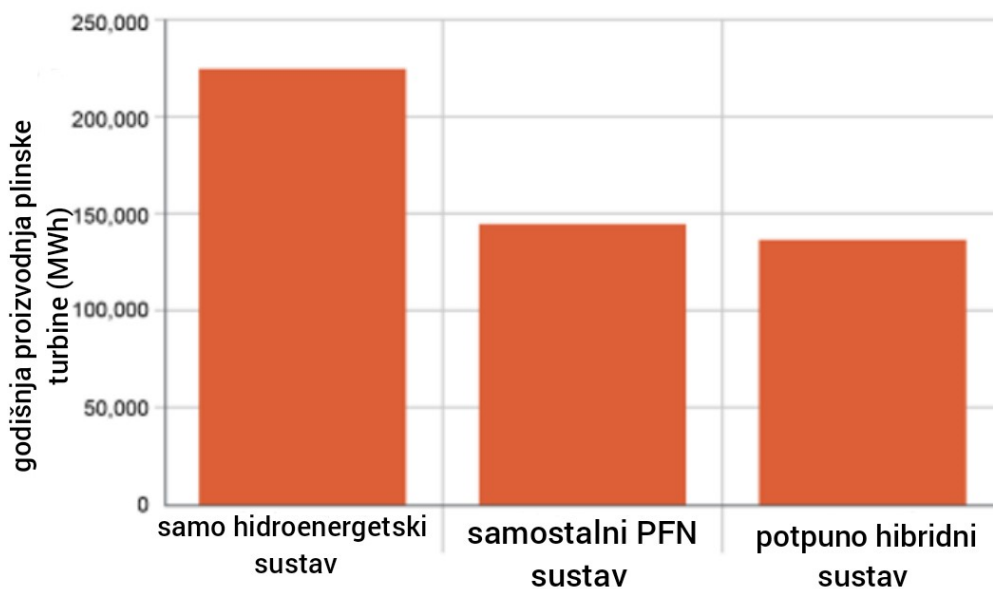
### **2.2.2. Rezultati modeliranja i prednosti hibridnog PFN-hidroenergetskog sustava**

U prethodnom odjeljku modelirana su tri primjera sustava, a to su: samostalni PFN sustav, potpuni hibridni PFN-hidroenergetski sustav te samo hidroenergetski sustav u alatu za modeliranje „Engage” za kvantificiranje potencijalnog smanjenja ograničenja, iskorištenja prijenosa i promjena u dnevnoj i sezonskoj proizvodnji električne energije za različite sustave. Iako se istraživanje USAID-a i NREL-a usredotočuje na primjene PFN-hidroenergije u jugoistočnoj Aziji, rezultati i zaključci se, uz određene prilagodbe, mogu primijeniti na zemlje u drugim regijama. U odjeljku koje slijedi izneseni su rezultati modeliranih sustava i uvidi na bazi tih rezultata. [4]

### **2.2.3. Prednosti hibridizacije na razini sustava**

Korist hibridizacije očituje se kako na razini postrojenja, tako i na razini sustava. Sve češća pojava je ograničenje FN-a, a različiti čimbenici, kao što su fleksibilnost sustava, razina prodora FN-a i ograničenja prijenosa, utječu na razinu ograničenja FN-a. Razmatranjem razlike u solarnoj proizvodnji za potpuni hibridni i samostalni PFN sustav dolazi se do informacije o potencijalnom smanjenju ograničenja, a to ograničenje predstavlja razliku između raspoloživih resursa i otpremljene proizvodnje. Kako bi se to istražilo, ograničava se prijenosni kapacitet dostupan hidroelektranama i PFN-u u primjerima samostalnih PFN-a i potpuno hibridnih sustava. Tim ograničenjem dobivamo informaciju kako model optimizira dispečiranje PFN-a, hidroenergije i/ili toplinske proizvodnje. [4] U ovom istraživanju razmatra se ograničenje FN-a na nekoliko vremenskih skala: na sezonskoj osnovi, dnevnoj i po satu. [4] U svim modeliranim sustavima hidroenergija predstavlja glavni izvor proizvodnje, stoga se može promatrati pomak u

sezonskoj, dnevnoj i satnoj proizvodni hidroenergije izazvan promjenama u ograničenju solarne energije. [4] Prethodna istraživanja pokazuju da bi potpuno hibridizirani PFN-hidroenergetski sustav mogao dovesti do optimalnog korištenja vodnih resursa smanjenjem ograničenja FN-a. [4] Bez PFN-a u proizvodnom miksu, zbog ograničenih hidroenergetskih resursa tijekom cijele godine, povećava se oslanjanje na toplinsku proizvodnju. U navedenim trima modeliranim sustavima, proizvodnja na ugljen ostaje nepromijenjena u samostalnim PFN sustavima i samo hidroenergetskim sustavima, dok je u potpuno hibridnom sustavu neznatno niža. [4] Međutim, znatne su razlike u proizvodnji na plin. Na slici 2.4. prikazana je proizvodnja na plin za sva tri sustava. Samo hidroenergetski sustav nema solarni kapacitet te zbog toga ima najveću proizvodnju na prirodni plin. Iza njega slijedi samostalni PFN sustav dok potpuni hibridni sustav, koji nije ograničio niti jednu PFN proizvodnju, ima najmanju godišnju proizvodnju na prirodni plin. [4]



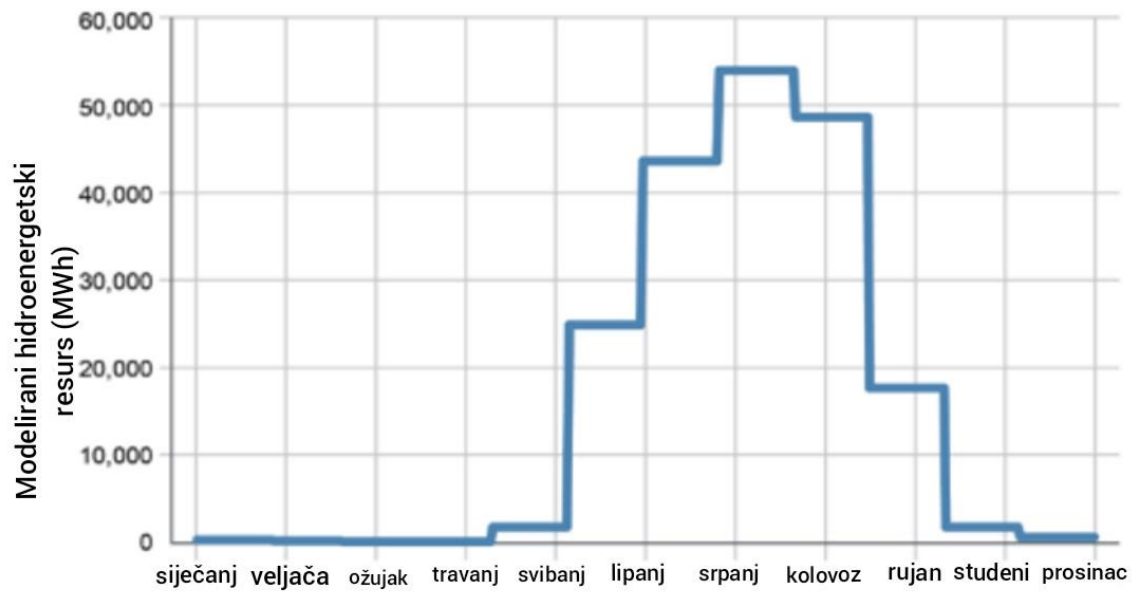
**Slika 2.4.** Proizvodnja na plin za sva tri modela sustava [4]

Iz navedenih podataka zaključuje se kako hibridizirani sustavi smanjuju ovisnost o drugim vrstama proizvodnje zbog smanjenog FN ograničenja, posebice u proizvodnji na plin.

#### **2.2.4. Prednosti koje pruža hibridizacija u različitim vremenskim razmacima**

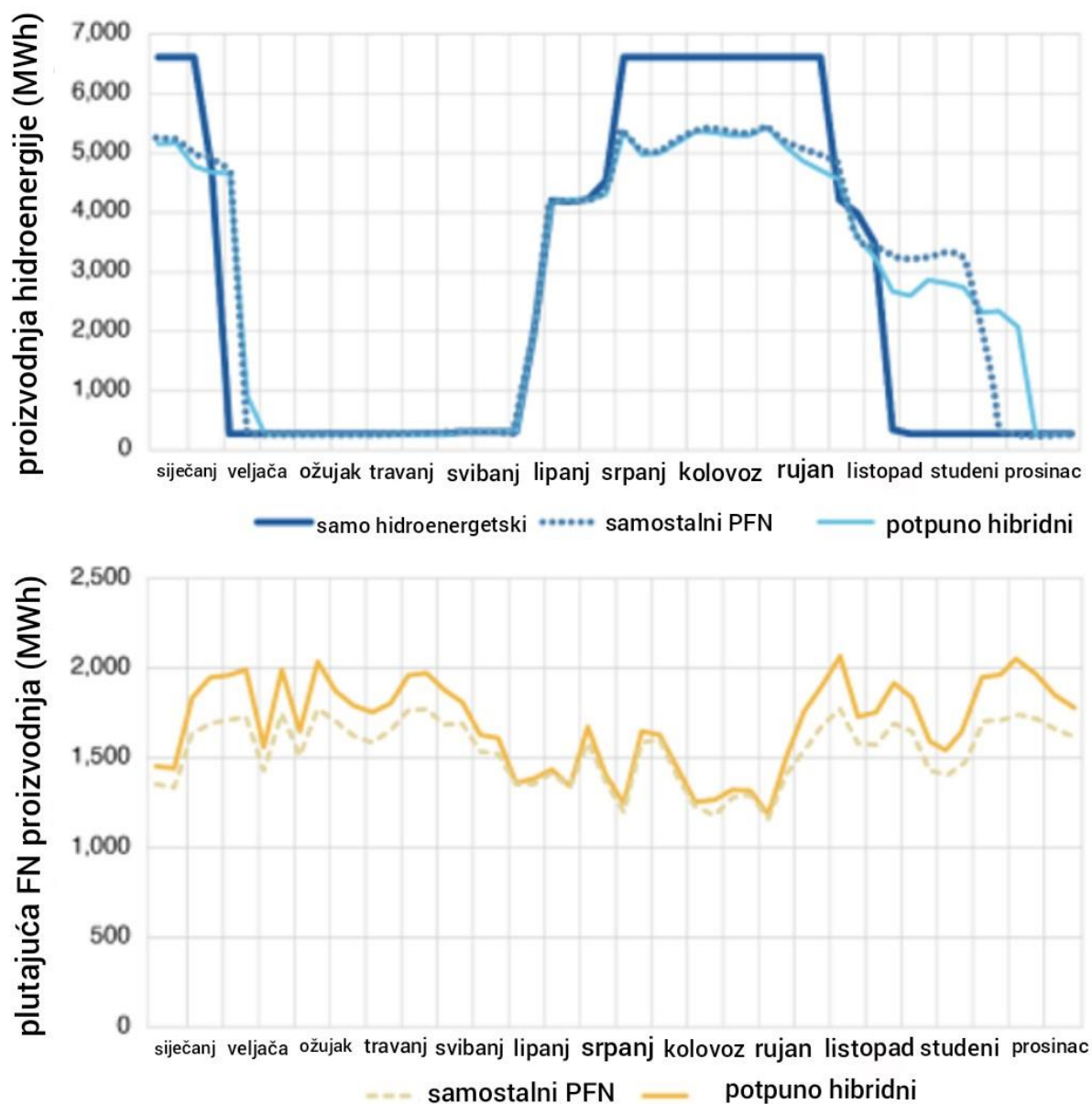
Hibridizacija PFN-a s hidroenergijom, zbog komplementarnosti hidroenergije i solarne energije, pruža prednosti na sezonskoj i dnevnoj razini. Kako bi se kvantificirale prednosti hibridizacije u različitim vremenskim razmacima, uzete su u obzir sezonska, dnevna i satna vremenska skala.

Na slici 2.5. prikazan je sezonski oblik godišnjeg hidroenergetskog resursa koji je korišten u analizi USAID-a i NREL-a. Predmet njihova istraživanja leži u pitanju je li modelirano hidroenergetsko ležište, u kombinaciji s PFN-om, očuvalo vodne resurse za vrijeme sušne sezone. [4]



**Slika 2.5.** Modelirani hidroenergetski resurs (MWh) [4]

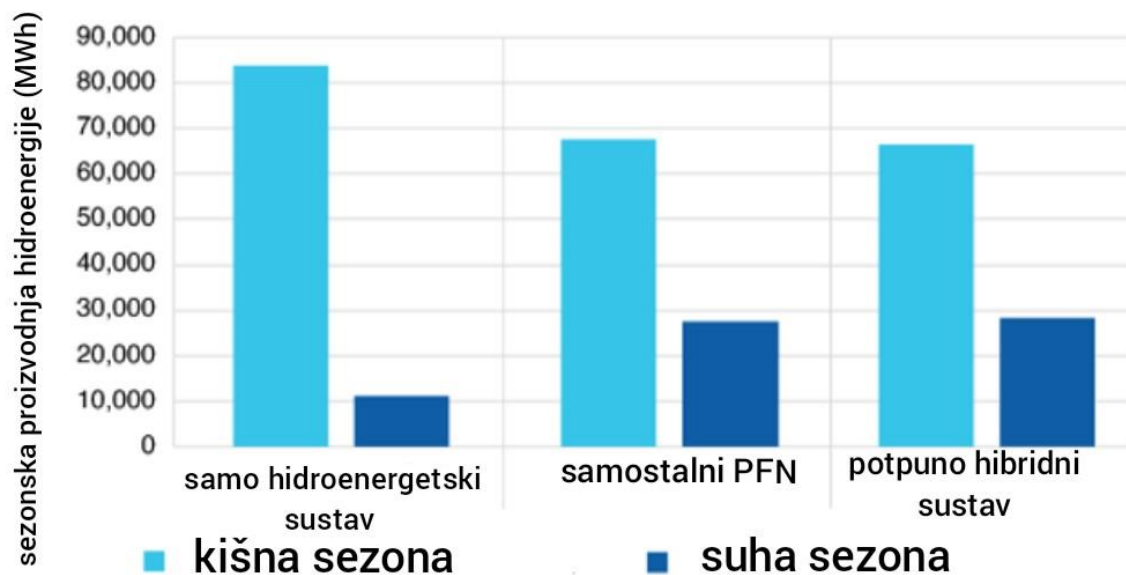




**Slika 2.6.** *Proizvodnja hidroelektrane (gore) i plutajuća FN proizvodnja (dolje) za sve modele sustava, s rezultatima koji se prikupljaju na tjednoj bazi [4]*

Rezultati na slici 2.6. pokazuju kako je u vlažnoj sezoni, u prosjeku, niža proizvodnja hidroenergije povezana s povećanom proizvodnjom PFN-a. [4] Slika 2.7. prikazuje sezonsku proizvodnju hidroenergije tijekom kišne i sušne sezone u jugoistočnoj Aziji. Promatra se proizvodnja tijekom godine dana u dvama razdobljima – kišno od 1. srpnja do 28. rujna i sušno od 1. listopada do 29. prosinca. [4] Kod samo hidroenergetskog sustava koristi se maksimalni resurs hidroenergije dostupan tijekom kišne sezone, dok je tijekom sušne sezone, zbog nedostatka PFN resursa za dispečiranje, povećano oslanjanje na toplinsku proizvodnju. Na

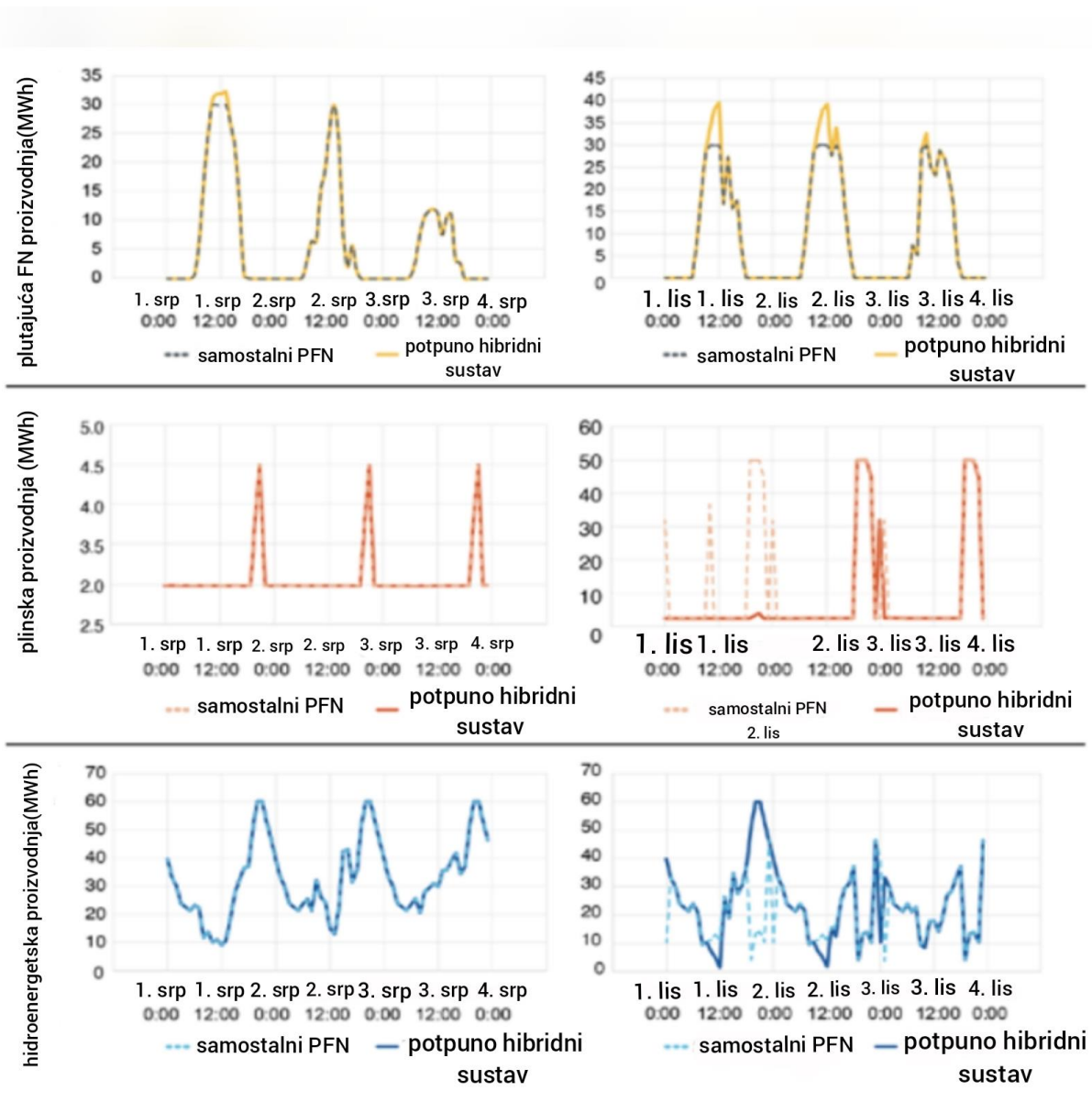
sezonskoj razini prednost potpune hibridizacije sustava je optimizacija rada hidroelektrane kroz različita godišnja doba. Tako tijekom kišne sezone potpuni hibridni sustav, čuvajući vodu za korištenje kada su razine rezervoara niže za vrijeme sušne sezone, smanjuje proizvodnju hidroenergije. To dovodi do veće generacije PFN-a zbog smanjenog FN ograničenja. [4] U samostalnom PFN sustavu proizvodnja hidroenergije nalazi se između dviju krajnosti zbog dostupnosti određenog PFN kapaciteta koji smanjuje ovisnost o toplinskoj proizvodnji i pomaže u očuvanju hidroenergetskih resursa. [4]



**Slika 2.7.** Sezonska proizvodnja hidroenergije za sva tri sustava u kišnoj sezoni (svijetloplavo) i suhoj sezoni (tamnoplavo) [4]

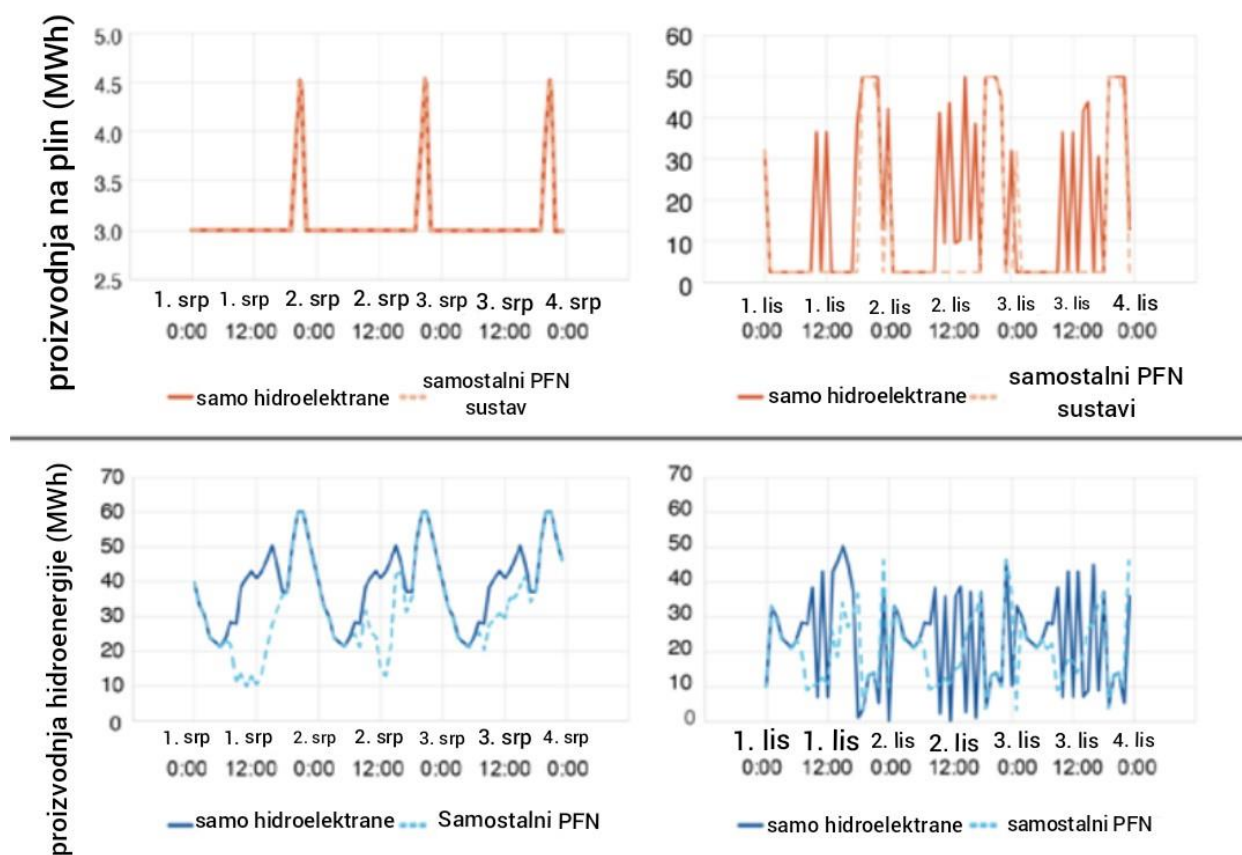
Da bi se uvidjelo kako hibridizacija oblikuje korištenje toplinske proizvodnje, hidroenergije i PFN-a, istražuje se profil otpreme (dispečiranja) na dnevnoj ili satnoj razini. To postizemo prikazujući otpremu za tri dana u sušnoj i kišnoj sezoni za toplinsku proizvodnju, hidroenergiju i PFN. [4] U jugoistočnoj Aziji kišna sezona traje od srpnja do rujna, dok sušna sezona traje od listopada do prosinca. Kako bi se istražili trendovi na sezonskoj, mjesečnoj i dnevnoj razini, uzima se u obzir otprema od 1. do 3. srpnja i od 1. do 3. listopada, te iz tih podataka zaključujemo potencijalne trendove otpreme tijekom kišne i sušne sezone. Na slici 2.8. prikazane su plutajuća fotonaponska proizvodnja, plinska proizvodnja i hidroenergetska proizvodnja za potpuno hibridne i samostalne PFN sustave s rezultatima prikupljenim po satu u kišnoj sezoni (1. – 3. srpnja; lijevo) i sušnoj sezoni (1. – 3. listopada; desno), te se mogu uočiti neke operativne

prednosti hibridizacije na dnevnoj vremenskoj skali. Za oba trodnevna razdoblja, zbog smanjenog ograničenja FN-a, potpuni hibridni sustav šalje više solarne energije nego samostalni PFN sustav. Primjerice, u sušnoj sezoni ograničeni FN iznad 30 MW u samostalnom PFN sustavu zamjenjuje se prirodnim plinom ili hidroenergijom. Smanjenje ograničenja donosi veliku prednost u uštedi vodnih resursa koji se zatim mogu upotrebljavati tijekom ostalih razdoblja. Takav trend pokazuje komplementarnost hidroenergetskih i solarnih resursa te ukazuje na to kako povećanje proizvodnje FN-a uzrokuje smanjenje proizvodnje hidroenergije. [4]



**Slika 2.8.** PFN proizvodnja (gore), plinska proizvodnja (u sredini) i hidroenergetska proizvodnja (dolje) za samostalne PFN i potpune hibridne sustave [4]

Na slici 2.9. prikazano je kako samo hidroenergetski sustav, naspram samostalnog PFN sustava, generira više hidroenergije danju iz razloga što ne posjeduje solarnu energiju. Hidroenergija koja se ne koristi tijekom vršnih solarnih sati, zbog smanjenog ograničenja FN-a u potpunom hibridu ili zbog samostalnog PFN sustava, dostupna je poslije tijekom dana ili sezone. [4] Ta hidroenergija zamjenjuje često proizvodnju plinske turbine i pruža fleksibilnost tijekom ključnih razdoblja. Ti rezultati sugeriraju da hibridni PFN može smanjiti ne samo troškove goriva, već i troškove kod proizvodnje na plin. [4]



**Slika 2.9.** Proizvodnja na plin (gore) i proizvodnja hidroenergije (dolje) za samo hidroelektrane i samostalne PFN sustave, kišna sezona (1. – 3. srpnja; lijevo) i sušna (1. – 3. listopada; desno). [4]

Na dnevnoj razini potpuna hibridizacija mogla bi smanjiti troškove rada generatora i njegovo održavanje. Također, korištenjem prednosti veće fleksibilnosti hidroenergije mogla bi smanjiti cikluse proizvodnje na plin. [4] Iz navedenih grafova može se zaključiti kako hibridizacija hidroenergije s PFN sustavom, zbog komplementarnosti hidroenergije i solarne energije, nudi

prednosti na sezonskoj i dnevnoj razini. Instalacija plutajućih fotonaponskih sustava (PFN) na postojećim akumulacijama hidroenergije omogućava iskorištavanje vodenih tijela uz istovremeno pružanje solarne energije te nudi rješenje za ograničenu dostupnost zemljišta i smanjenje gubitaka isparavanjem vode. [5]

### **2.3. Procjena učinaka plutajućih FN sustava na kvalitetu vode**

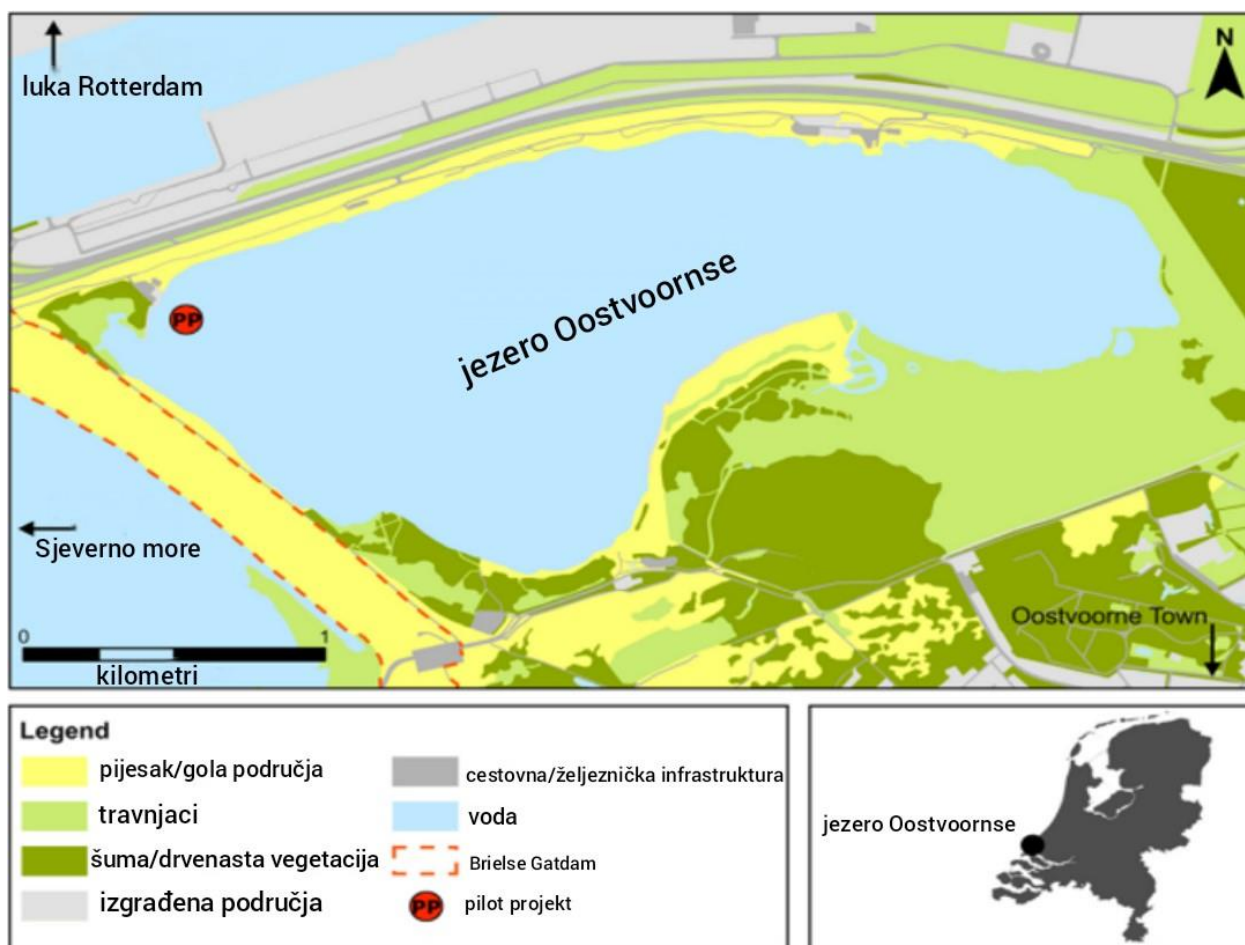
Plutajući fotonapon (PFN) omogućava proizvodnju električne energije na površinskim vodama te se nameće kao obećavajuća tehnologija obnovljivih izvora energije. [6] Pretpostavlja se da bi ta tehnologija mogla predstavljati važan doprinos energetske tranziciji. S druge strane, zbog relativno nove i neistražene tehnologije nije u potpunosti shvaćeno kakve bi učinke PFN sustav mogao imati na vodeni ekosustav i kvalitetu vode, što predstavlja glavnu prepreku za implementaciju takvoga sustava. [6] Kako bi se došlo do odgovarajućih mjera za ublažavanje utjecaja PFN sustava na okoliš i optimizirala projektna rješenja PFN sustava, potrebna su dodatna znanja o njegovim utjecajima na kvalitetu vode. [6] Ovo poglavlje daje osvrt na istraživanje koje su proveli Vincent Bax, Wietsel I. Van de Lageweg, Rik Hoosmans i Bas van den Berg o mogućim utjecajima PFN sustava na kvalitetu vode, a provedeno je implementacijom jednogodišnjeg pilot-projekta na jezeru Oostvoornse u Nizozemskoj. [6] Taj je projekt pokrenut 2020. godine, a cilj mu je istraživanje električnih performansi, mehaničke stabilnosti i utjecaja triju različitih dizajna PFN sustava na okoliš domaćina u razdoblju od približno godinu dana. [6]

#### **2.3.1. Pregled istraživačkog područja**

Jezero Oostvoornse bočato<sup>2</sup> je nizozemsko jezero koje graniči s lukom Rotterdam i industrijskim područjem na sjeveru zemlje, a 3 km južno nalazi se grad Oostvoorne. Prosječna dubina vode u jezeru iznosi oko 20 m, a najveća dubina doseže približno 40 metara (m). Površina jezera iznosi oko 270 ha, a nastalo je izgradnjom brane Brielse Gatdam. [6] U svrhe istraživanja javnog prihvaćanja PFN tehnologije, u sklopu prethodno navedenog jednogodišnjeg pilot-projekta, instalirana su tri karakteristična PFN sustava na tom jezeru. [6] Istraživački objekt sastojao se od električne infrastrukture na kopnu te plutajućeg prolaza između PFN sustava i obale. [6] Na slici 2.10. uočavamo kako su PFN sustavi smješteni na približno 100 m od obale jezera u njegovu sjeverozapadnom dijelu.

---

<sup>2</sup> Slano jezero nižeg saliniteta od morske vode, nastalo miješanjem mora s tekućom vodom ili kišnicom.



**Slika 2.10.** Studijsko područje pilot projekta na jezeru Oostvoornse [6]

### 2.3.2. Dizajn plutajućeg fotonaponskog sustava

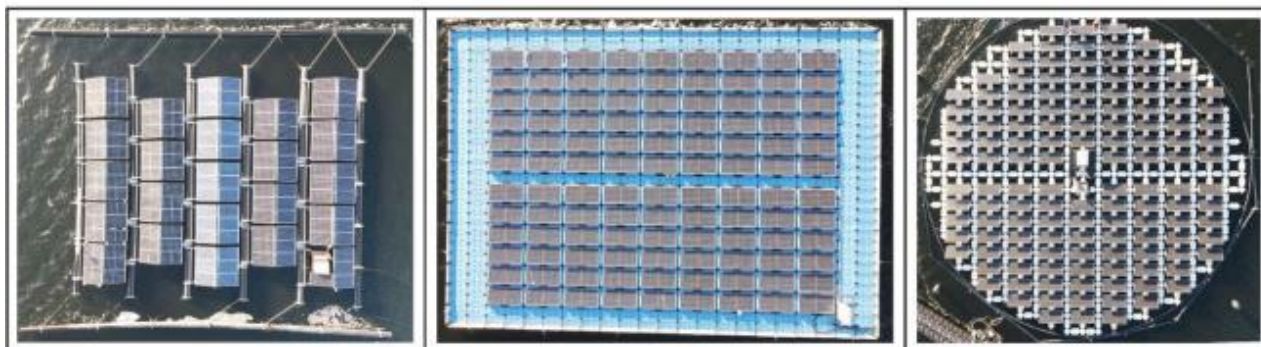
Razlika između triju PFN sustava temelji se na njihovoj veličini i dizajnu samih sustava. U tablici 2.1. i na slici 2.11. prikazan je pregled dizajna svih triju sustava.

**Tablica 2.1.** Pregled dizajna PFN sustava instaliranih na jezeru Oostvoornse kao dio jednogodišnjeg pilot-projekta. [6]

	SUSTAV A	SUSTAV B	SUSTAV C
Veličina sustava	~350 m <sup>2</sup>	~400 m <sup>2</sup>	~600 m <sup>2</sup>
Oblik sustava	otprilike pravokutan	pravokutan	otprilike kružan
Pokrivenost površine vode	~75 %	~100 %	~75 %



Instalirani kapacitet	41,93 kWp	39,42 kWp	50,7 kWp
Broj FN modula	136	108	130
Kut FN modula	18 stupnjeva	5 stupnjeva	25 stupnjeva
Orijentacija modula	istok / zapad	jug	praćenje
Plutajući sustav	HDPE cijevi	polipropilenski plovci	polipropilenski plovci



**Slika 2.11.** Fotografije s gornje strane triju dizajna PFN sustava razmatranih u promatranom istraživanju, uključujući sustav A (lijevo), sustav B (u sredini) i sustav C (desno) [6]

Kako bismo razlikovali ta tri sustava, imenovat ćemo ih „Sustav A”, „Sustav B” i „Sustav C”. Podaci u nastavku govore o značajkama PFN sustava koje utječu na kvalitetu vode.

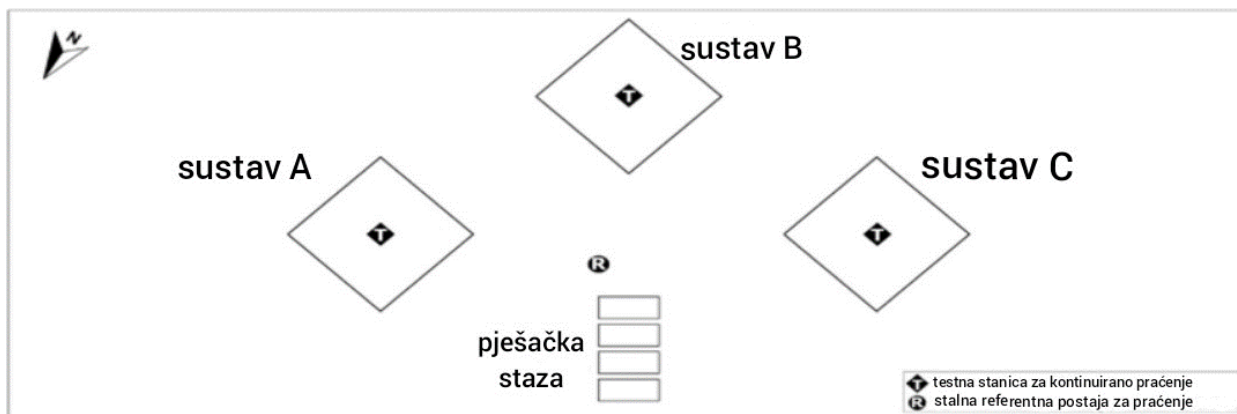
- Sustav A – procjenjuje se da je pokrivenost površine vode sustavom približno 75 %, a veličinom zauzima oko 350 m<sup>2</sup>. Sustav je izgrađen na plutajućoj konstrukciji koja je sastavljena od HDPE cijevi, cijevi od polietilena visoke gustoće. Te su cijevi povezane sedlima, odnosno aluminijskim okvirima koji se postavljaju na vrh cijevi te služe za držanje FN modula na mjestu. U glavnom dijelu sustava HDPE cijevi su pričvršćene na „bridle” cijevi (spojnice) koje su s četiri sidra privezane za dno jezera. [6]
- Sustav B – procjenjuje se da je pokrivenost vodene površine sustavom približno 100 %, a veličinom zauzima oko 400 m<sup>2</sup> te je otprilike pravokutna oblika. Sustav se sastoji od FN panela koji se postavljaju na polipropilenske plovke pod kutom od pet stupnjeva. Sustav je povezan sa sve četiri strane s više sidrenih konopa, povezanih s osam sidara. [6]
- Sustav C – procjenjuje se da je pokrivenost vodene površine sustavom približno 75 %, a veličinom zauzima oko 600 m<sup>2</sup> te je otprilike kružna oblika. Sustav se sastoji od polipropilenskih plovaka na koje su montirani metalni okviri, na kojima su pak montirani FN solarni moduli. Plovci su međusobno povezani i pričvršćeni na unutarnji razbijač

valova, odnosno kružnu plutajuću HDPE cijev. Postoji i vanjski razbijač valova, tj. osmerokutna HDPE plutajuća cijev koja je s osam sidara spojena za dno jezera, a nalazi se oko unutarnjeg razbijača valova. [6]

### **2.3.3. Prikupljanje i analiza podataka**

Cilj provedenog istraživanja, koje je predstavljeno u ovome potpoglavlju, jest procijeniti u kojoj mjeri i kako implementirani PFN sustavi utječu na vodeni sustav jezera Oostvoornse. Osim kontinuiranog mjerenja intenziteta svjetlosti, u istraživanju je provedeno mjerenje nekoliko fizikalno-kemijskih parametara kao što su koncentracija otopljenog kisika, zamućenost vode, potencijal redukcije kisika, električna vodljivost, pH i temperatura vode. [6] Tri najvažnija parametra za procjenu učinka PFN sustava na kvalitetu vodu su: koncentracija otopljenog kisika, temperatura vode i intenzitet svjetlosti. Oprema za praćenje sa sensorima na dubini od dva metra postavlja se u središte ispod svakog od triju PFN sustava. [6] Razlog tomu je taj što se smatra da je dva metra dovoljno blizu PFN sustava kako bi senzor ostao u njihovoj sferi utjecaja i mjerio potencijalni utjecaj na kvalitetu vode. [6] Referentna nadzorna stanica postavlja se u blizini PFN sustava na otvorenoj vodi. Na slici 2.12. shematski je prikaz lokacija triju PFN sustava i referentne stanice te odgovarajućih nadzornih lokacija. [6] Praćenje koncentracije otopljenog kisika i temperature vode provodilo se u razdoblju od ožujka do listopada 2021., dok se praćenje intenziteta svjetlosti provodilo u razdoblju od srpnja do studenog 2021. godine. Tijekom tih dvaju razdoblja javljala se potreba za redovitim terenskim posjetima u kojima bi se očitali prikupljeni podaci o kvaliteti vode. [6] Tijekom posjeta provjeravala se ispravnost funkcioniranja opreme te održavanje instrumenata, odnosno čišćenje i kalibriranje. Istraživanje nije prošlo bez izazova koji su otežali prikupljanje podataka, a neki od njih su prekomjerne oborine, jaki vjetrovi te mnogi tehnički problemi koji zahtijevaju popravak ili zamjenu opreme. [6] Kako bi se procijenili učinci PFN sustava na kvalitetu vode, mjerni podaci dobiveni na lokaciji svakog od PFN sustava uspoređeni su s podacima dobivenima na referentnoj stanici s ciljem utvrđivanja moguće razlike u mjernim vrijednostima između tih lokacija i s ciljem ispitivanja u kojoj su mjeri te razlike dosljedno mjerene tijekom vremena. [6] Izračunavaju se prosječne vrijednosti svakog parametra kvalitete vode te se podaci uspoređuju s referentnom stanicom kako bi se utvrdilo u kojoj se mjeri rezultati dobiveni na lokaciji svakog od triju sustava razlikuju od referentnih vrijednosti. Praznine u istraživanju rezultat su problema s opremom i instrumentima, kao i vremenskih nepogoda. [6]

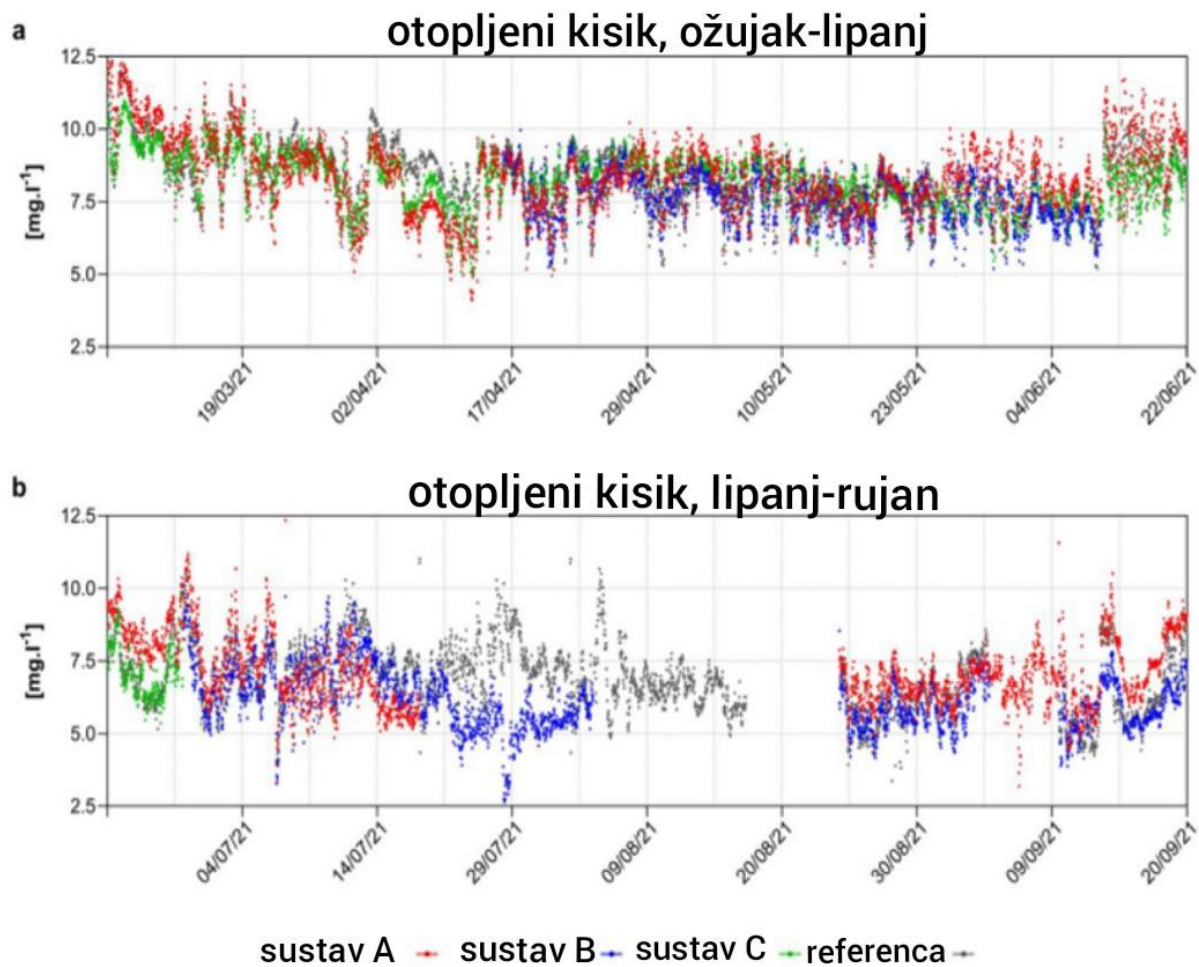




**Slika 2.12.** Shematski prikaz lokacija PFN sustava i referentne stanice te lokacija na kojima je postavljena nadzorna oprema za kontinuirano prikupljanje podataka [6]

### 1. Otopljeni kisik

Slika 2.13. prikazuje varijacije koncentracije otopljenog kisika u referentnoj stanici i PFN sustavima. U cijelom promatranom razdoblju izmjerene koncentracije otopljenog kisika kreću se okvirno između 5 i 10 miligrama po litri ( $\text{mg l}^{-1}$ ). Promatrajući podatke iz grafikona uočavamo blagi silazni trend. [6] Relativno visoke koncentracije otopljenog kisika izmjerene su na početku promatranog razdoblja, u užujku, te iznose između 8 do 10  $\text{mg l}^{-1}$ , a smanjuju se prema kraju promatranog razdoblja kada su oko 5 do 8  $\text{mg l}^{-1}$ . [6] U tablici 2.2. prikazane su koncentracije otopljenog kisika na lokaciji referentne stanice i PFN sustava, a prikazane su kao mjesečni prosjeci danju između 12:00 i 24:00 sata i noću između 00:00-12:00 sati. [6] Iako su razlike između dana i noći prilično skromne, koncentracije otopljenog kisika koje su izmjerene danju malo su veće od onih koje su izmjerene noću. U tablici 2.2. postoji između zagrada odražavaju prosječnu razliku između koncentracije otopljenoga kisika ispod PFN sustava i referentne stanice. Uočava se kako je prosječna koncentracija otopljenog kisika izmjerena ispod sustava B niža nego kod referentne stanice. Najveća je razlika u odnosu na referentnu stanicu u prosjeku između  $-4\%$  i  $-6\%$ , a to je izmjereno u razdoblju srpanj – kolovoz / rujanj. [6] U slučaju sustava A utvrđeno je da je prosječna koncentracija otopljenog kisika znatno viša u mjesecima lipnju i kolovozu / rujnu (oko  $11\%$  do  $13\%$ ). [6] Razlike su bile manje izražene u ostalim mjesecima, u rasponu od  $4\%$  viših vrijednosti do  $5\%$  nižih vrijednosti u odnosu na referentnu stanicu. [4] Promatrajući sustav C vidi se da je prosječna koncentracija otopljenog kisika u lipnju bila niža od prosječnih vrijednosti otopljenog kisika izmjerenih na referentnoj stanici za oko  $-6\%$ , dok je u svibnju bila viša do  $5\%$ . [6]



**Slika 2.13.** Pregled podataka o otopljenom kisiku prikupljenih u razdoblju ožujak – lipanj 2021.

[6]

**Tablica 2.2.** *Koncentracija otopljenog kisika u mg l<sup>-1</sup>, kao mjesečni prosjeci noću i danju. [6]*

		Sustav A	Sustav B	Sustav C	Referenca
ožujak	00:00 – 12:00	9,04 (0,8 %)	-	8,87 (-1.1 %)	8,97
	12:00 – 24:00	9,40 (2,3 %)	-	8,96 (-2.5 %)	9,19
travanj	00:00 – 12:00	7,79 (-1,1 %)	7,70 (-2,2 %)	8,14 (3,3 %)	7,87
	12:00 – 24:00	8,29 (-2,9 %)	8,21 (-3,9 %)	8,71 (2,0 %)	8,54
svibanj	00:00 – 12:00	7,97 (4,2 %)	7,54 (-1,3 %)	7,96 (4,1 %)	7,64
	12:00 – 24:00	7,90 (2,9 %)	7,61 (-1,0 %)	8,08 (5,2 %)	7,69
lipanj	00:00 – 12:00	8,93 (12,6 %)	-	7,49 (-5,6 %)	7,93
	12:00 – 24:00	9,08 (11,6 %)	-	7,95 (-2,3 %)	8,13
srpanj	00:00 – 12:00	6,93 (-3,9 %)	6,85 (-5,0 %)	-	7,21
	12:00 – 24:00	7,14 (-4,7 %)	7,18 (-4,2 %)	-	7,49
kol/ruj	00:00 – 12:00	6,79 (10,6 %)	5,80 (-5,5 %)	-	6,14
	12:00 – 24:00	7,24 (13,0 %)	6,05 (-5,6 %)	-	6,40

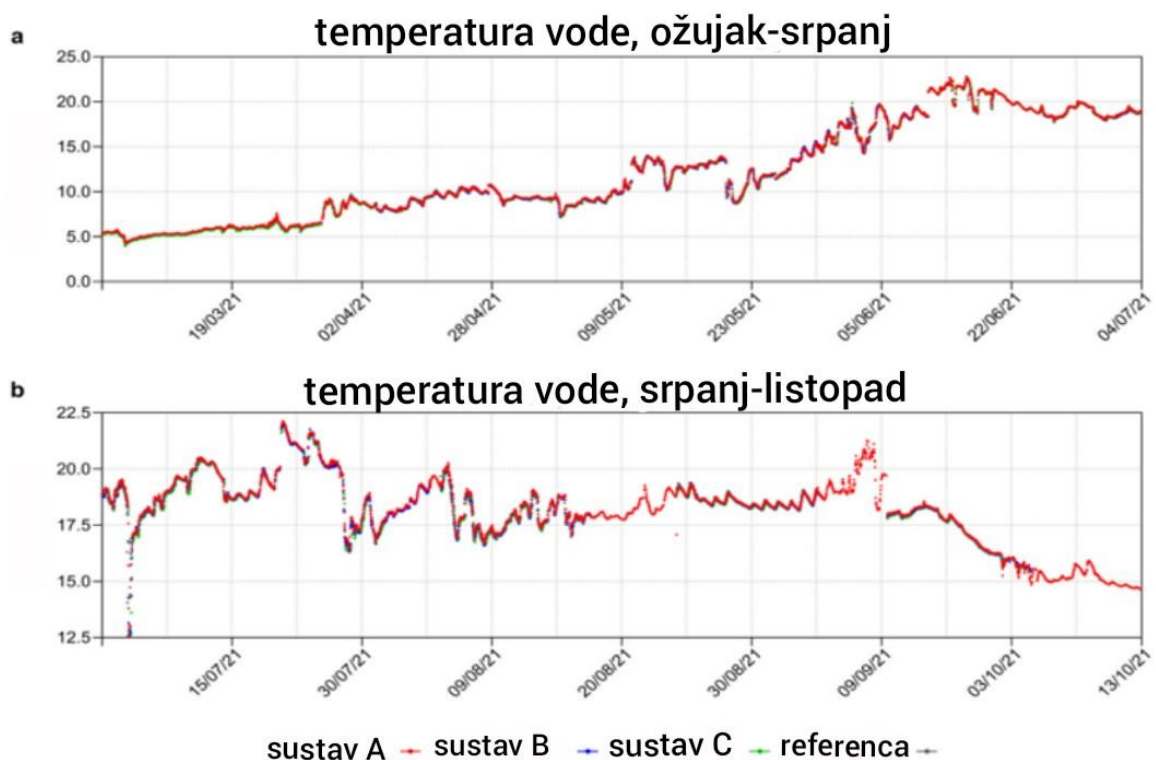
## 2. Temperatura vode

Temperatura vode na lokaciji PFN sustava i referentne stanice prikazana je na slici 2.14. [6] Promatrano je razdoblje od ožujka do listopada 2021., a u tom razdoblju temperatura vode kretala se od oko 5 do 22 stupnjeva celzijus (°C). [6] Iz prikazanih grafova uočavaju se vrlo male varijacije u temperaturi vode između referentne stanice i PFN sustava. Tablicom 2.3. prikazani su podaci o temperaturi vode prikupljeni na lokaciji referentne stanice i PFN sustava kao mjesečni prosjeci, a postoci u zagradama odražavaju prosječnu razliku u temperaturi vode ispod PFN sustava u usporedbi s referentnom stanicom [6] Iz tablice se primjećuje kako je prosječna temperatura vode izmjerena ispod sustava A veća od referentnih mjerenja na otvorenoj vodi. [6]

Razlike u vrijednosti temperature sustava A i referentne stanice vrlo su male, u rasponu od 0,12 % do 0,47 %. Za sustav B ne postoje podaci o temperaturi za određene mjesece, a prosječna temperatura u mjesecima za koje postoje podaci o temperaturi niža je od referentnih mjerenja s malom razlikom od najviše -0,58 %. [6] Promatrajući rezultate za sustav C vidimo da je jedino u lipnju prosječna temperatura vode bila viša od referentne, dok je u svim ostalim mjesecima niža s maksimalnom razlikom od -2,47 %. [6]

**Tablica 2.3.** Prosječna mjesečna temperatura vode u Celzijevim stupnjevima. [6]

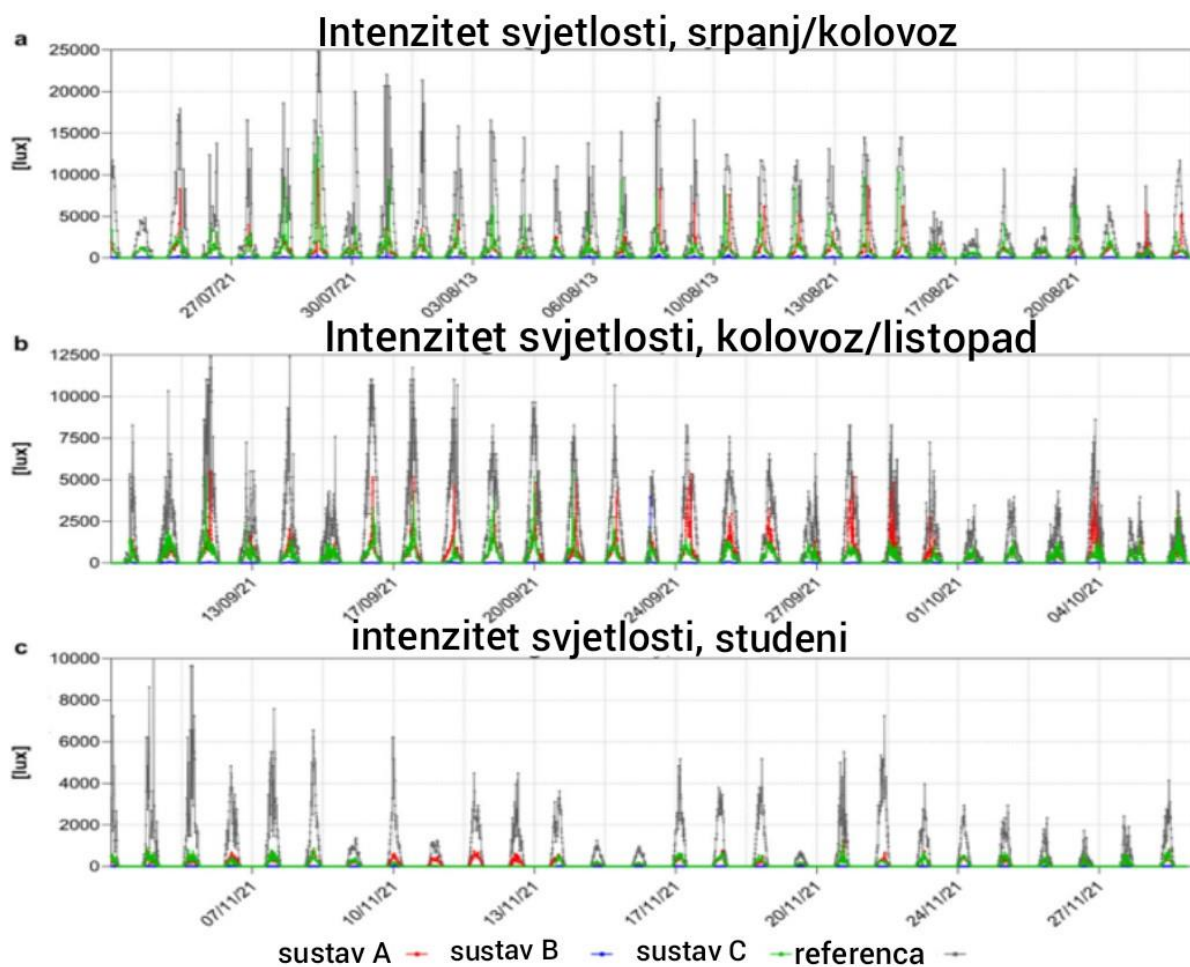
	Sustav A	Sustav B	Sustav C	Referenca
Ožujak	6,30 (0,47 %)	-	6,12 (-2,47 %)	6,28
Travanj / svibanj	10,36 (0,12 %)	10,29 (-0,58 %)	10,23 (-1,18 %)	10,35
Lipanj	20,18 (0,38 %)	-	20,12 (0,10 %)	20,10
Srpanj	18,93 (0,36 %)	18,86 (-0,01 %)	18,82 (-0,24 %)	18,86
Kolovoz	18,32 (0,35 %)	18,23 (-0,10 %)	18,21 (-0,23 %)	18,25
Rujan / listopad	17,75 (0,35 %)	17,68 (-0,04 %)	17,66 (-0,14 %)	17,69



**Slika 2.14.** Pregled podataka o temperaturi vode prikupljenih u razdoblju ožujak – srpanj 2021. (a) i srpanj – listopad 2021. (b) [6]

### 3. Intenzitet svjetlosti

Slika 2.15. prikazuje podatke o intenzitetu svjetlosti u tri odvojena grafikona. Pod slovom „a” prikazani su podaci za srpanj / kolovoz, pod „b” podaci za rujan / listopad i pod „c” podaci za studeni. Iz prikazanih grafikona uočavaju se izražene razlike u izmjerenom intenzitetu svjetlosti kroz razdoblje praćenja. [6] Prikazane razlike odražavaju velike sezonske varijacije intenziteta sunčeva zračenja. Podaci pokazuju da je tijekom razdoblja praćenja izmjereni intenzitet svjetlosti ispod tri PFN sustava znatno manji u odnosu na referentnu stanicu. [6] Kao što je bilo očekivano, na temelju pokrivenosti površine vode, sustav B ima najveći utjecaj na intenzitet svjetlosti. [6] Također i sustav A i sustav C uzrokuju značajno smanjenje dostupnosti svjetla. Prosječni intenzitet svjetlosti tijekom dana prikazan je tablicom 2.4., a izmjeren je u razdobljima srpanj / kolovoz, rujan / listopad i studeni 2021. [6] Postoci u zgradama prikazuju prosječno smanjenje intenziteta svjetlosti ispod PFN sustava u odnosu na referentnu stanicu. [6] Podaci pokazuju da je između srpnja i studenog zabilježeno prosječno smanjenje svjetlosti od gotovo 100 % ispod sustava B, dok se smanjenje intenziteta svjetlosti ispod sustava A i sustava C kretalo u prosjeku između 73 % i 87 %. [6] Utvrđeno je da je smanjenje svjetlosti ispod sustava A i sustava C manje u razdoblju srpanj / kolovoz (–77 % odnosno –73 %) u usporedbi sa studenim (–85 % odnosno –87 %). [6]



**Slika 2.15.** Pregled podataka o intenzitetu svjetlosti prikupljenih u srpnju / kolovozu 2021. (a), rujnu / listopadu 2021. (b) i studenom 2021. (c) [6]

**Tablica 2.4.** Prosječni intenzitet svjetla tijekom dana u luksima. [6]

	Sustav A	Sustav B	Sustav C	Referenca
srpanj/kolovoz	1012 (-77 %)	36 (-99,2 %)	1196 (-73 %)	4403
rujan/listopad	613 (-75 %)	11 (-99,6 %)	488 (-80 %)	2454
studeni	154 (-85 %)	3 (-99,7 %)	139 (-87 %)	1038

## **2.4. Prepreke i zahtjevi u izgradnji PFN sustava**

Instalacija fotonaponskih sustava često zahtijeva iskorištavanje značajnih obradivih površina. Stoga se zemlje s velikom gustoćom naseljenosti i malo dostupne površine sve češće okreću k PFN-u. Naime, politička scena i direktiva predstavljaju značajnu ulogu u implementaciji PFN-a. Vladine politike i propisi mogu spriječiti ili podržati implementaciju PFN sustava. [7] Zbog nepovoljnih, nesigurnih i neučinkovitih politika može doći do iskrivljenja tržišta, zaustavljanja javne potpore, prestanka ulaganja i neprihvatanja tehnologije u nastajanju. [7] Izvješće koje su u partnerstvu proveli USAID i NREL ima za cilj priopćiti kako političke prepreke mogu ometati implementaciju PFN-a. [7] Prepreke su izazovi i čimbenici koji negativno djeluju na prihvaćanje i primjenu proizvodnje obnovljivih izvora energije, pa tako i PFN sustava, a u sljedećem potpoglavlju predstavljeno je istraživanje provedeno od strane USAID-a i NREL-a koje iznosi pregled prepreka koje ometaju implementaciju i komercijalizaciju PFN sustava. [7]

### **2.4.1. Regulatorne prepreke**

Regulatorne prepreke imaju velik utjecaj na implementaciju i razvoj PFN projekta. One nastaju kada zakonska ograničenja donesena radi postizanja nekog društvenog dobra počnu gušiti inovacije i konkurenciju. [7] Primjerice, povećanje troškova i otežan razvoj PFN-a može se dogoditi zbog nesigurnosti oko prava na korištenje vode. Na razini politike, zakon o vodama i prava mogu biti sporno pitanje zbog neizvjesnih ekoloških utjecaja PFN sustava na prirodna naspram umjetnih vodnih tijela. [7] Također, prepreku za implementaciju predstavlja nedostatak međuagencijske suradnje kao i nejasni, skupi i dugotrajni postupci dobivanja ekološkog odobrenja za implementaciju PFN sustava.

### **2.4.2. Ekološke barijere**

Na razvoj implementacije PFN sustava mogu utjecati, ovisno o karakteristikama lokacije i veličini projekta, i različite ekološke barijere. Prilikom planiranja postavljanja PFN sustava mora se procijeniti cjelokupno područje utjecaja projekta, što uključuje neposredan ekološki otisak sustava i povezanih objekata (npr. trafostanice, dalekovodi i tornjevi te brane hidroelektrana), razvojno vodno tijelo te uzvodne i/ili nizvodne vode i njihove povezane korisnike. [7] Zbog nedovoljnih istraživanja i rupa u literaturi još uvijek nema točnih podataka o potencijalnom utjecaju PFN sustava na ekološki sustav domaćina. Ta neizvjesnost o potencijalnim utjecajima plutajućih fotonaponskih sustava na ekosustav izaziva veliku zabrinutost javnosti te može dovesti do sprječavanja implementacije PFN-a. [7]

### **2.4.3. Ekonomske prepreke**

U pokretanju razvoja novih energetske tehnologije, kao što su plutajući fotonaponski sustavi, dobro osmišljene i ciljane ekonomske politike mogu igrati važnu ulogu. S druge strane, zbog nesigurne, nepovoljne i nedosljedne ekonomske politike javljaju se prepreke uvođenju PFN sustava. [7] Politike koje podupiru ili subvencioniraju proizvodnju fosilnih goriva mogu iskriviti tržište u korist proizvodnje fosilnih goriva, stavljajući tehnologiju obnovljive energije u nastajanju, kao što je PFN u nepovoljan položaj na tržištima. [7] Postupno ukidanje poticaja također može zaustaviti napredak u razvoju PFN sustava. Stabilno i povoljno političko okruženje vrlo je bitno sudionicima iz privatnog sektora, posebice u industrijama u nastajanju. Ulagачi preferiraju regulatornu sigurnost u svojim izvorima ulaganja, stoga nesigurno regulatorno okruženje i politika imaju negativan utjecaj i zaustavljaju implementaciju novih tehnologija. [7] Pokraj svega, nedostatak kvalificirane i obučene radne snage i instituta za obuku za izgradnju obučene PFN radne snage može povećati troškove razvoja, instalacije, rada i održavanja plutajućih fotonaponskih sustava. [7]

### **2.4.4. Tehničke barijere**

Nedostatak jasnih i dosljednih standarda za PFN instalaciju i opremu dovodi do loše instalacije, kvalitete proizvoda i performansi PFN sustava. Standardi (i njihova provedba) vitalni su dio pouzdanog rada elektroenergetskog sustava jer proizvođačima daju referentnu vrijednost zahtjeva za performanse za njihove proizvode, usmjeravaju korisnike tijekom odabira proizvoda i pomažu vladinim agencijama da ih ugrade u sigurnosne i zdravstvene propise na radnome mjestu. [7] Klimatske promjene također uzrokuju prepreke za implementaciju PFN sustava. Naime, klimatske promjene često dovode do promjena u pojavi i intenzitetu ekstremnih vremenskih događaja kao što su, primjerice, poplave i suše, što bi na kraju moglo utjecati na okruženje u kojem se nalaze različite PFN instalacije. [7]

### **2.4.5. Kulturne barijere**

Iako tehnički i ekonomski izvedivi, plutajući fotonaponski sustavi uvelike ovise o javnom prihvaćanju. Stoga protivljenje javnosti može štetno utjecati na implementaciju PFN sustava te dovesti do usporenja razvoja ili općenitog prekida.



### 3. TROŠKOVNA ANALIZA PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ PLUTAJUĆIH FOTONAPONSKIH SUSTAVA

Nivelirani trošak električne energije (LCOE) trošak je proizvodnje energije (obično električne energije) za određeni sustav. To je ekonomska procjena troškova sustava za proizvodnju energije uključujući sve troškove tijekom njegovog životnog vijeka sustava. [9] LCOE se izračunava dijeljenjem cjelokupnog životnog ciklusa PFN sustava s njegovom kumulativnom solarnom proizvodnjom električne energije. [2]

Praktični dio ovoga završnoga rada ima za cilj izračunati nivelirane troškove električne energije (LCOE) za plutajuće fotonaponske sustave. Izračun je napravljen u programu za analizu i prikaz podataka, Microsoft Excel, a ulazni podaci korišteni za izračun preuzeti su iz istraživanja SERIS-a, ESMAP-a i World Bank Group o troškovima plutajućih fotonaponskih sustava. Investicijski i svi ostali troškovi se ne mijenjaju već ostaju kao u [2], a omjer duga i kapitala je 0:100 što znači da nema premije na dugovanje. Sustav za koji provodimo izračun veličine je 50 MWp sa životnim vijekom od 20 godina. Formula za LCOE korištena u ovoj analizi preuzeta je iz [2] i glasi:

$$LCOE = \frac{EPCI + \sum_{n=1}^N \frac{OM * (1+SI)^n + IC * (1+SI)^n}{(1+DR)^n} + \frac{IEI_{n=5,10,15} * (1+SI)^n}{(1+DR)^{n=5,10,15}}}{\sum_{n=1}^N \frac{W * (1-SDR)^n}{(1+DR)^n}} \quad (3 - 1)$$

Gdje:

EPCI = investicijski troškovi projekta ,

N = životni vijek sustava ,

OM = troškovi rada i održavanje,

SI = inflacija,

IC = troškovi osiguranja,

DR = nominalna diskontna stopa,

IEI = ulaganje u produljenje jamstva pretvarača,

W = očekivana godišnja proizvodnja električne energije,

SDR = stopa degradacije (smanjenja proizvodnje) FN sustava ustava tijekom životnog vijeka,

SI = inflacija

U brojniku se zbrajaju sve moguće stavke troškova kroz 20 godina rada sustava. Investicijski trošak sastoji se od kapitalnog ulaganja u trošak projekta (EPCI) koji iznosi 36500000 dolara (\$).

Godišnji operativni trošak sastoji se od troška rada i održavanja (OM) koji iznosi 0,011 dolara po vršnom vatu (\$/ Wp) i troška osiguranja (IC) koji iznosi 0,3 posto troškova sustava na godišnjoj osnovi. [2] Oznakom (IEI) označavamo ulaganje u produljenje jamstva pretvarača za cijeli radni vijek sustava. Kao što je navedeno u [2] pretpostavljamo produljenje jamstva za 5., 10. i 15. godinu. Nazivnik uključuje proizvodnju električne energije tijekom životnog vijeka sustava. [2] Proizvodnja se godišnje prilagođava prema stopi degradacije sustava (SDR) koja za umjerenu klimu iznosi 0,5 %, a za tropsku 1%. Obje vrijednosti su diskontirane nominalnom diskontnom stopom (DR) za izračun neto sadašnje vrijednosti, koja se temelji na konceptu minimalne poželjne godišnje stope povrata investicije (WACC). OM, IC i IEI usklađuju se sa stopom inflacije za koju se uzima vrijednost od 2%. [2]

### **3.1. Troškovi izgradnje PFN sustava**

U ovom poglavlju daje se osvrt na istraživanje ESMAP-a, SERIS-a i World Bank Group o troškovima plutajućih fotonaponskih sustava . U tom istraživanju navodi se kako je vrlo teško imati podatke o operativnim i kapitalnim troškovima plutajućih FN sustava koji bi se mogli generalizirati iz razloga što takvi sustavi nisu toliko široko rasprostranjeni kao sustavi montirani na zemlji. Također se apelira na provođenje detaljnije analize kako bi se dobila cjelovita slika o troškovima plutajućeg fotonaponskog sustava. [2]

#### **3.1.1. Trenutni troškovi PFN-a**

U navedenom istraživanju razmatraju se javno objavljeni troškovi inženjeringa, nabave i izgradnje (EPC) za projekte koji koriste slične vrste tehnologije (tj. plutajuću strukturu izrađenu od polietilena visoke gustoće, HDPE). Ukupni troškovi projekta nisu uvijek točno objavljeni u javnosti i trebali bi se uzeti kao indikativni. Neki bi mogli sadržavati troškove najma/zakupa vodenih površina , troškove priključka na mrežu, te uvozne poreze i carine na FN module kao i na druge komponente. [2] Promatra se razvoj investicijskih troškova (CAPEX) s ciljem predočavanja kako ekonomija razmjera utječe na investicijske troškove. Navodi se kako je na vršnoj osnovi po vatu, CAPEX plutajućih fotonaponskih projekata još uvijek malo viši od FN postavljenih na zemlji. Razlog tome su troškovi plutajuće strukture, odnosno broj potrebnih plovaka, sustav za sidrenje i privez te inverterske plutajuće platforme. Očekuje se da će troškovi plutajućih sredstava s vremenom pasti, no teško je predvidjeti u kojoj će mjeri biti pad iz razloga što tečajevi HDPE-a i dalje ovise o cijenama sirove nafte. Očekuje se smanjenje troškova kako se primjenjuje iskustvo iz prethodnih proizvodnji i postavljanja te kako se obujam plutajuće

proizvodnje povećava. [2] Unatoč tome, sustav sidrenja i privezivanja te dizajn plutajuće konstrukcije uvijek će ostati osjetljiv na lokaciju, a troškovi će varirati ovisno o složenosti uključenih inženjerskih izazova. [2] U istraživanju je navedeno kako se procjenjuje da za instaliranu "cijenu po vršnom vatu" plutajući fotonaponski sustavi ne bi trebali značajno odstupati od FN instalacija montiranih na zemlji. Budući kapitalni troškovi ovisit će o troškovima solarnih modula kao i razvoju novih plutajućih tehnologija. [2]

### **3.1.2. Investicijski troškovi (kapitalni trošak, eng. Capital Expenditure, CAPEX)**

Glavna razlika između troškova investicija (ulaganja) u prizemne ili plutajuće fotonaponske sustave leži u plutajućoj strukturi i povezanom sustavu za sidrenje i privez, koji su vrlo specifični za lokaciju. [2] Ukupni CAPEX za PFN sustave u 2018. kretao se između 0,8 i 1,2 dolara po vršnom vatu (\$/Wp), ovisno o veličini sustava, dubini vodenog tijela i varijacijama te lokaciji. U sljedećim pododjeljcima prikazane su razumne pretpostavke o prosječnim troškovima po komponenti za 50 MWp PFN sustav.

#### **Solarni FN modul**

Pošto ne postoje posebni standardi za PFN module najčešće se koriste mono ili polikristalni silicijski moduli sa 60 ćelija ili 72 ćelije. [2] U predstavljenoj analizi, standardna cijena FN modula korištena za izračun nivelirane cijene električne energije (LCOE) iznosi 0,25 \$/Wp. Trenutačno se većina velikih PFN postrojenja postavlja pomoću plovaka pontonskog tipa, s fotonaponskim panelima montiranim pod fiksnim kutom nagiba. [2]

#### **Inverter**

Za razliku od solarnih FN modula, cijene invertera se dogovaraju na regionalnoj razini; stoga nisu dostupni podaci o burzovnim cijenama za procjenu globalne referentne cijene. [2] Inverteri se mogu instalirati na kopnu (tipično za manje sustave) ili na površini vodenog tijela (pontonu). Procijenjena prosječna cijena izmjenjivača (invertera) koja se koristi u izračunima LCOE za solarni FN sustav od oko 50 MWp iznosi oko 0,06 \$/Wp. [2]

#### **Plutajuća konstrukcija, sustav za sidrenje i privez**

HDPE plovci su najčešća troškovno konkurentna struktura koja se koristi za PFN postrojenja. Važno je uzeti u obzir kvalitetu HDPE materijala, uključujući aditive za dugotrajnu izdržljivost. [2] Plovci bi također trebali biti netoksični i reciklirajući te otporni na ultraljubičasto zračenje, lužine, koroziju soli, kiseline, vodu i imati životni vijek od preko 20 godina. Kao sigurnosna mjera plovci bi trebali biti u skladu sa strogim testovima pitke vode posebno kada se postavljaju

na spremnik pitke vode. Budući da su najčešći, troškovi visokokvalitetnih HDPE plovaka korišteni su za izračun LCOE u predstavljenoj analizi. [2] Troškovi sidrenja i priveza uključeni su u ukupnu cijenu plovaka. [2] Njihovi troškovi variraju ovisno o uvjetima na lokaciji na kojoj su postavljeni, kao što je lokalno opterećenje vjetrom i maksimalne varijacije dubine i razine vode. [2] Drugi važan trošak odnosi se na logistiku i transport iz razloga što HDPE plovci imaju visok omjer volumena i težine. Nedavne (2018.) procjene troškova plutajućih struktura od čistog HDPE-a (uključujući sidrenje i privez) kreću se između 0,14 \$/Wp i 0,22 \$/Wp. [2] U izračunima LCOE koristi se procjena od 0,15 \$/Wp. [2]

### **Komponente ravnoteže sustava: kablovi, spojna kutija, centrala, transformator i drugo**

Usmjeravanje električnih kabela i labavost potrebna za stalna pomicanja plutajućeg postrojenja također mogu utjecati na troškove ravnoteže sustava. [2] Ostatak potrebne opreme, kao što su transformator razvodna ploča, kombinirane kutije i odgovarajući sustav nadzora ne razlikuju se od potrebnih za prizemne FN projekte. Za izračune LCOE-a koristi se procjena od 0,13 \$/Wp za komponente ravnoteže sustava. [2]

### **Troškovi projektiranja, instalacije, građevinskih radova, ispitivanja i puštanja u rad**

Obično se plutajući HDPE plovci lako postavljaju i mogu se brzo montirati na obalu vodenog tijela ili na platformu. U većini slučajeva može postojati potreba za izgradnjom određenih građevinskih radova i elementa za pripremu gradilišta, kao što je kućište pretvarača ili namjenska platforma za lansiranje (ovisno o pristupačnosti vodenoj površini). Za PFN sustave nema potrebe za teškim građevinskim radovima i radovima na temeljima kao što je potrebno za FN sustave montirane na zemlji. Iako se troškovi navedeni u ovom pododjeljku mogu znatno razlikovati od projekta do projekta, za izračun LCOE-a uzima se procjena od 0,14 \$/Wp. [2]

### **Troškovi priključka na mrežu**

Drugi čimbenik bitan za troškove je dostupnost postojećih infrastruktura mrežnog povezivanja. Na lokacijama gdje infrastruktura za prijenos i distribuciju nije prisutna ili je neadekvatna postoji potreba za priključkom na mrežu, nadogradnjom ili dodatnim trafostanicama. [2] Tamo gdje se PFN sustav nalazi u blizini centra opterećenja ili hidroelektrane, troškovi mrežnog povezivanja bit će puno niži budući da sustav može imati koristi od postojeće električne infrastrukture. [2] Kako bi se pojednostavili izračuni LCOE, pretpostavlja se da nema troškova međusobnog povezivanja na mrežu. [2]

### **3.1.3. Operativni troškovi (engl. *Operating cost*, *OPEX*)**

Glavni operativni troškovi (toškovi pogona) PFN sustava identični su troškovima FN-a montiranih na zemlji, a to su leasing (najam prostora gdje će se sustav instalirati što je u slučaju PFN-a vodeno tijelo), rad i održavanje (OM), osiguranje i troškovi zamjene pretvarača. Naknada za najam neće se uzeti u obzir u izračunima LCOE. [2]

#### **Rad i održavanje (OM)**

U promatranom istraživanju navedeno je kako na temelju iskustva u industriji, troškovi rada i održavanja mogu dosta varirati u skladu s investicijskom strategijom razvojnog inženjera, odnosno vlasnika projekta. [2] Troškovi rada i održavanja solarnih fotonaponskih postrojenja na razini komunalnih usluga smanjili su se u posljednjem desetljeću, potaknuti poboljšanjima učinkovitosti modula. [8] Velika prednost PFN-a je u tome što postavljanjem solarnih panela na vodena tijela smanjujemo nakupljanje prašine na njima, a voda potrebna za njihovo čišćenje izravno je dostupna. [2] Međutim, korozivni ptičji izmet predstavlja veliki problem koji ne treba podcjenjivati jer može negativno utjecati na prinos energije ako se paneli ne čiste redovito (čime se povećavaju troškovi održavanja). [2] Kao i kod CAPEX-a, troškovi rada i održavanja PFN sustava varirat će ovisno o uvjetima na lokaciji. [2] Potrebno je na godišnjoj razini izvršiti pregled priveznih sajli i pregled sustava za sidrenje. Isto tako, zamjena dijelova opreme je složenija i vremenski zahtjevnija. [2] S obzirom da ih je teško procijeniti, troškovi rada i održavanja značajno će varirati ovisno o okruženju projekta, strategiji investitora, kao i povezanim troškovima rada, a u izračunima LCOE korištenim u ovom istraživanju procjenjuju se na oko 0,011 \$/ Wp. [2]

#### **Osiguranje**

Slično FN uređajima koji se montiraju na zemlju, postoje različite vrste osiguranja. Obično osiguranje uključuje franšizu koju vlasnik FN sustava mora sam pokriti. [2] Osiguranje od prekida poslovanja pokriva izgubljene prihode od napajanja električnom energijom za vrijeme trajanja kvara do 12 mjeseci. [2] Koristeći cijenu od 0,73 \$/Wp za PFN sustav veličine 50 MWp, što je ekvivalentno ukupnom trošku sustava od 36,5 milijuna \$, premija osiguranja bila bi ekvivalentna 3 posto ukupnih troškova sustava ili 0,3 posto troškova sustava na godišnjoj osnovi. [2] Trošak osiguranja koji se koristi za izračun LCOE iznosi 0,3 posto cijene sustava, plaća se godišnje i prilagođava se stopi inflacije. [2]

### **Zamjena invertera (pretvarača)**

Određene komponente postrojenja morat će se zamijeniti tijekom radnog vijeka PFN sustava iako bi većina trebala biti operativna najmanje 20 godina. [2] Najveći rizik se pojavljuje kod pretvarača zbog iskustva s terena koje pokazuje da se može uočiti "srednje vrijeme između kvarova" od 1-16 godina, a proizvođači pretvarača obično nude jamstva u razdoblju od 5-12 godina. [2] SERIS, ESMAP i World Bank Group u svojoj analizi pretpostavljaju da će se jamstvo produljivati u petogodišnjim intervalima. Za osnovni slučaj, pretpostavlja se da će trošak produženja jamstva biti 20 posto prevladavajuće cijene pretvarača u 5. godini, 45 posto u 10. godini i 60 posto u 15. godini. [2] Pretpostavlja se da će cijene pretvarača nastaviti s polaganim trendom pada, ujednačivši se na oko 0,05 USD/Wp u 10. godini. [2]

#### **3.1.4. Financijske pretpostavke tehno-ekonomske analize**

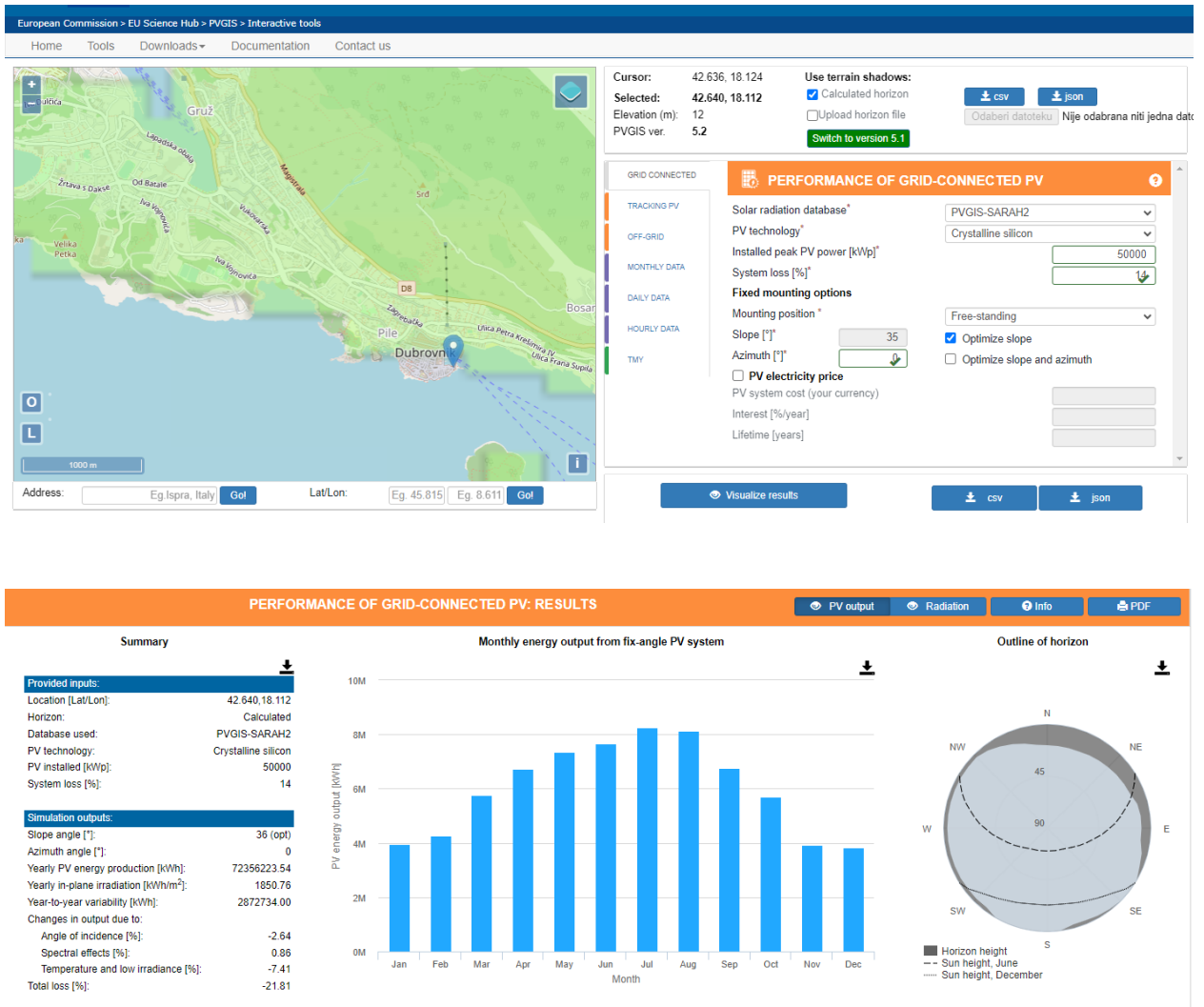
Financijske pretpostavke znatno se razlikuju od jedne zemlje do druge i uvelike ovise o tome koji su mehanizmi za smanjenje rizika postavljeni kako bi se osiguralo pouzdano funkcioniranje PFN sustava tijekom 20 godina. [2] S obzirom na to da je implementacija velikih PFN sustava do danas ograničena, zajmodavci i potencijalni institucionalni ulagači mogli bi zahtijevati višu cijenu kapitala kako bi nadoknadili nedostatak iskustva u ovom segmentu tržišta. [2] Stoga se u promatranom istraživanju razmatraju tri WACC scenarija, 6, 8, 10% koji predstavljaju minimalnu poželjnu godišnju stopu povrata investicije. [2]

### **3.2. Analiza ovisnosti LCOE-a o godišnjoj proizvodnji električne energije**

U ovom potpoglavlju izračunat je nivelirani trošak električne energije (LCOE) u ovisnosti o očekivanoj godišnjoj proizvodnji električne energije (W). Podatke o jakosti sunčeva zračenja (IRD) za ovu analizu dobivamo iz PVGIS-a, sustava koji za bilo koju lokaciju pruža informacije o sunčevom zračenju i performansama fotonaponskog sustava na željenoj lokaciji. Tako za Dubrovnik jakost sunčevog zračenja iznosi 1850,76 kilovat-sat po metru kvadratnom godišnje [kWh/m<sup>2</sup>, god], za Poreč 1765,62 [kWh/m<sup>2</sup>, god], dok za Osijek iznosi 1597,32 [kWh/m<sup>2</sup>, god]. [10]

Očekivana godišnja proizvodnja električne energije (W) u kilovat-sat po godini [kWh/god] računa se također pomoću PVGIS programa [10], a ovisi proporcionalno o jakosti sunčevog zračenja IRD, instaliranoj snazi (a time i površini modula) kao i stupnju djelovanja samog PFN

sustava. Na slikama 3.1, 3.2 i 3.3. prikazane su odabrane lokacije kao i pripadajući proračun očekivane godišnje proizvodnje električne energije za instaliranu snagu PFN sustava od 50 MW.



Slika 3.1. Proračun očekivane godišnje proizvodnje električne energije za lokaciju Dubrovnik

[10]

European Commission > EU Science Hub > PVGIS > Interactive tools

Home Tools Downloads Documentation Contact us

Cursor: Selected: 45.228, 13.591  
Elevation (m): 2  
PVGIS ver.: 5.2

Use terrain shadows:  
 Calculated horizon  
 Upload horizon file

Download buttons: [csv](#) [json](#)

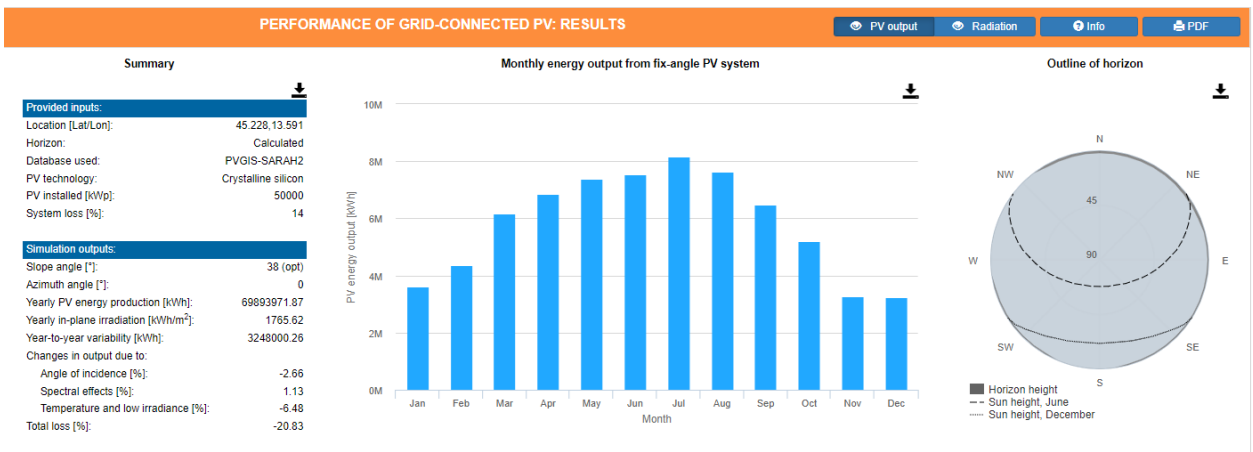
Grid Connected Performance of Grid-Connected PV

Solar radiation database\*: PVGIS-SARAH2  
PV technology\*: Crystalline silicon  
Installed peak PV power [kWp]\*: 50000  
System loss [%]\*: 14

Fixed mounting options  
Mounting position\*: Free-standing  
Slope [°]: 35  
Azimuth [°]: 0  
 Optimize slope  
 Optimize slope and azimuth

PV electricity price  
PV system cost (your currency):  
Interest [%/year]:  
Lifetime [years]:

Visualize results [csv](#) [json](#)



Slika 3.2. Proračun očekivane godišnje proizvodnje električne energije za lokaciju Poreč [10]

European Commission > EU Science Hub > PVGIS > Interactive tools

Home Tools Downloads Documentation Contact us

Cursor: Selected: 45.554, 18.689  
Elevation (m): 87  
PVGIS ver.: 5.2

Use terrain shadows:  
 Calculated horizon  
 Upload horizon file

Download buttons: [csv](#) [json](#)

Grid Connected Performance of Grid-Connected PV

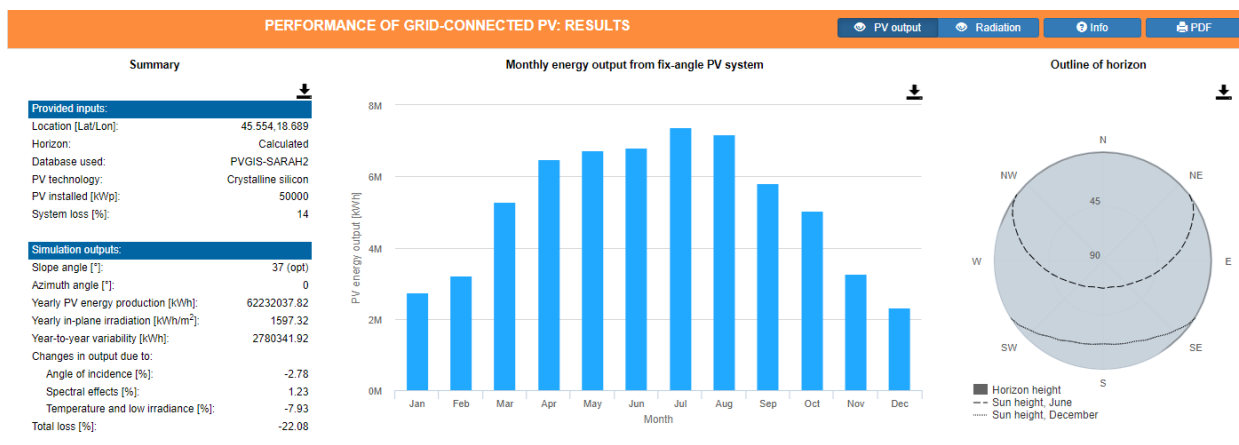
Solar radiation database\*: PVGIS-SARAH2  
PV technology\*: Crystalline silicon  
Installed peak PV power [kWp]\*: 50000  
System loss [%]\*: 14

Fixed mounting options  
Mounting position\*: Free-standing  
Slope [°]: 35  
Azimuth [°]: 0  
 Optimize slope  
 Optimize slope and azimuth

PV electricity price  
PV system cost (your currency):  
Interest [%/year]:  
Lifetime [years]:

Visualize results [csv](#) [json](#)





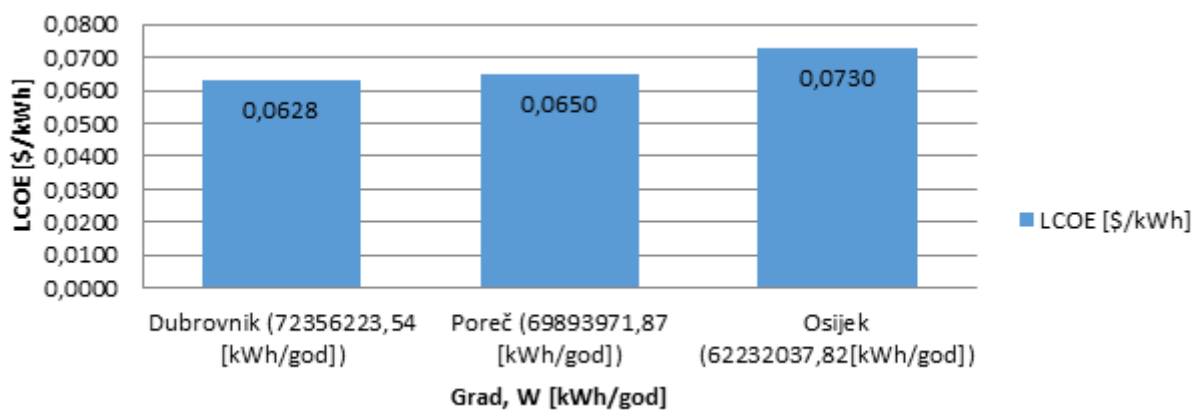
**Slika 3.3.** Proračun očekivane godišnje proizvodnje električne energije za lokaciju Osijek [10]

Ova analiza provedena je za umjerenu klimu što znači da stopa degradacije sustava, tj. SDR, iznosi 0,5 %. Nominalna diskontna stopa (DR) za ovaj izračun iznosi 8%, a za stopu inflacije (SI) se uzima 2 %. U tablici 3.1. prikazani su podaci o jačini sunčeva zračenja (IRD), očekivanoj godišnjoj proizvodnji električne energije (W) te rezultati niveliranih troškova električne energije (LCOE) za sva tri promatrana grada.

**Tablica 3.1.** Vrijednost IRD, W i LCOE za tri promatrana grada

Grad	IRD [kWh/m <sup>2</sup> , god]	W [kWh/god]	LCOE [\$/kWh]
Dubrovnik	1850,76	72356223,54	0,0628
Poreč	1765,62	69893971,87	0,0650
Osijek	1597,32	62232037,82	0,0730

Slikom 3.4. grafički je prikazana ovisnost LCOE-a o očekivanoj godišnjoj proizvodnji električne energije za odabrane lokacije Dubrovnik, Poreč i Osijek. Iz danog prikaza može se zaključiti kako nivelirani trošak električne energije raste smanjenjem jakosti sunčevog zračenja odnosno očekivane godišnje proizvodnje električne energije.



**Slika 3.4.** Grafički prikaz ovisnosti LCOE o očekivanoj godišnjoj proizvodnji električne energije na odabranim lokacijama

### 3.3. Analiza ovisnosti LCOE o financijskim parametrima

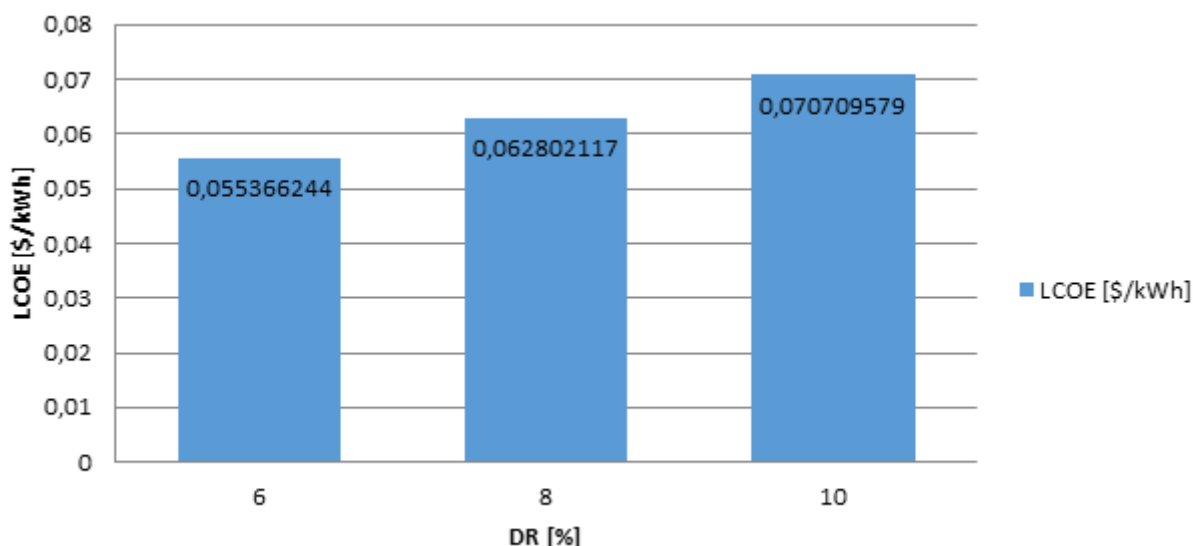
#### 3.3.1. Analiza ovisnosti LCOE o diskontnoj stopi (DR)

U ovome odjeljku analizira se ovisnost niveliranog troška električne energije (LCOE) o tri različite diskontne stope 6%, 8% i 10%. Izračun je napravljen za grad Dubrovnik gdje je jakost sunčevog zračenja 1850,76 [kWh/m<sup>2</sup>,god], a očekivana proizvodnja električne energije 72356223,54 [kWh/god]. [10] Kao i u prethodnom potpoglavlju analiza je provedena za umjerenu klimu gdje je stopa degradacije sustava 0,5 %. Za stopu inflacije uzima se ponovno 2 %. Tablica 3.2. prikazuje diskontne stope (DR) te rezultate izračuna LCOE-a za svaku stopu pojedinačno.

**Tablica 3.2.** Vrijednosti LCOE-a za svaku od tri diskontne stope (DR)

DR[%]	LCOE [\$/kWh]
6	0,055366244
8	0,062802117
10	0,070709579

Na slici 3.5. dan je grafički prikaz rezultata izračuna niveliranog troška električne energije za diskontne stope od 6 %, 8% i 10 %. Iz navedenog dijagrama vidimo kako je za diskontnu stopu od 6% LCOE najniži te iznosi 0,055366244 dolara po kilovat satu (\$/kWh), za 8% iznosi 0,062802117 \$/kWh, dok za 10 % iznosi 0,070709579 \$/kWh. Može se zaključiti kako su nivelirani trošak električne energije i diskontna stopa proporcionalne veličine, odnosno, povećanjem diskontne stope raste i nivelirani trošak električne energije.



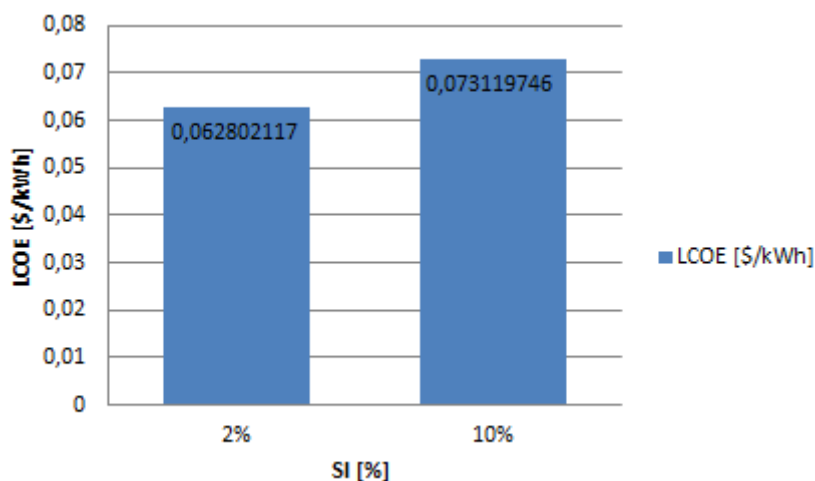
**Slika 3.5.** Grafički prikaz ovisnosti niveliranog troška električne energije (LCOE) o diskontnoj stopi (DR)

### 3.3.2. Analiza ovisnosti LCOE o stopi inflacije (SI)

U ovom odjeljku se iznosi izračun niveliranog troška električne energije (LCOE) u ovisnosti o stopi inflacije. Iznos promatranih stopa inflacije je 2 i 10 %, a za jakost sunčeva zračenja i očekivanu proizvodnju električne energije i dalje koristimo podatke za Dubrovnik. Podaci o SDR isti su kao i u prethodna dva odjeljka, a nominalna diskontna stopa iznosi 8 %. Tablicom 3.3. prikazane su izračunate vrijednosti za LCOE za stope inflacije od 2 i 10 %, dok je slikom 3.6. dan grafički prikaz ovisnosti LCOE o stopi inflacije.

**Tablica 3.3.** Vrijednosti LCOE za stope inflacije od 2 i 10 %

SI[%]	LCOE[\$/kWh]
2%	0,062802117
10%	0,073119746



**Slika 3.6.** grafički prikaz ovisnosti LCOE o stopi inflacije (SI)

Iz grafičkog prikaza može se vidjeti kako nivelirani trošak električne energije, iako se radi o maloj razlici, raste s porastom stope inflacije. Za stopu inflacije od 2 % LCOE iznosi 0,062802117 \$/kWh, dok za stopu inflacije od 10 % iznosi 0,073119746 \$/kWh.

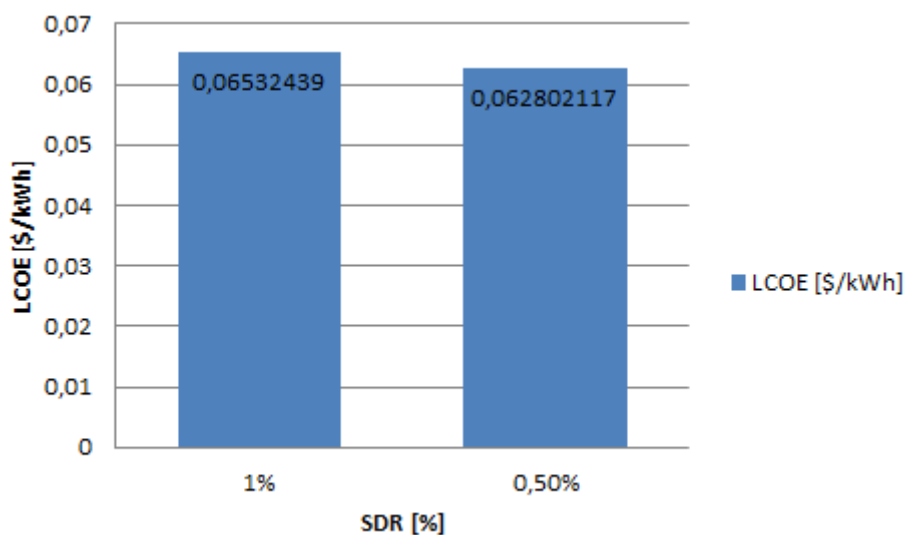
### 3.4. Analiza ovisnosti LCOE o stopi degradacije sustava

U ovom potpoglavlju ispituje se ovisnost niveliranog troška električne energije (LCOE) za dvije vrste klime, umjereni i tropski. Razlog ovog istraživanja je činjenica da Hrvatska klima sve više ide ka tropskoj klimi zbog globalnog zatopljenja te nam je cilj ispitati koliko bi iznosio LCOE za takvu vrstu klime u odnosu na trenutnu umjerenu klimu. Stopa degradacije sustava (SDR) za umjerenu klimu iznosi 0,5 %, dok za tropsku klimu iznosi 1 %. Ovi podaci koriste se u formuli za računanje niveliranog troška električne energije, a preuzeli smo ih iz prethodno navedenog istraživanja SERIS-a, ESMAP-a i World Bank o troškovima plutajućih fotonaponskih sustava. Za inflaciju se uzima 2%, dok se za diskontnu stopu uzima 8 %. Tablicom 3.4. prikazani su navedeni podaci o stopi degradacije fotonaponskog sustava (SDR) te vrijednosti niveliranog troška električne energije koji se dobije za svaku od navedenih klime.

**Tablica 3.4.** Vrijednosti LCOE-a za tropsku i umjerenu klimu

SDR[%]	LCOE[\$/kWh]
1%	0,06532439
0,50%	0,062802117

Slika 3.7. daje grafički prikaz ovisnosti niveliranog troška električne energije o stopi degradacije fotonaponskog sustava za umjerenu i tropsku klimu. Iz grafa se zaključuje da će veći LCOE imati tropska klima sa većom stopom degradacije sustava od umjerene klime.



**Slika 3.7.** grafički prikaz ovisnosti LCOE o stopi degradacije sustava (SDR)

## 4. ZAKLJUČAK

Plutajući fotonaponski sustavi vrlo su dobra alternativa fotonaponskim sustavima implementiranim na zemlji za područja s velikom gustoćom naseljenosti i nedovoljnom količinom raspoloživog zemljišta. Iz tog razloga, zemlje jugoistočne Azije kao što su Kina, Japan i Republika Koreja imaju najveći udio u globalnom instaliranom kapacitetu plutajućih fotonaponskih sustava. Na temelju promatranih istraživanja uočava se prednost za elektroenergetski sustav kojeg pruža hibridizacija fotonaponskog sustava sa hidroelektranom. Ta prednost se očituje u smanjenju ovisnosti o drugim vrstama proizvodnje kao što je plinska proizvodnja. Također se dolazi do zaključka kako hibridizacija zbog komplementarnosti hidroenergije i solarne energije pruža prednost na sezonskoj i dnevnoj razini. Na sezonskoj razini omogućava optimalnije korištenje vodnih resursa, dok na dnevnoj razini smanjuje troškove rada i održavanja. Prepreku za implementaciju PFN sustava predstavlja nedovoljna količina informacija o utjecaju PFN sustava na vodeni ekosustav. Na bazi istraživanja utjecaja plutajućih fotonaponskih sustava na kvalitetu vode zaključujemo kako je utjecaj PFN sustava na intenzitet svjetlosti najizraženiji te ovisi o veličini sustava i njegovoj površini. Implementacija PFN sustava također nailazi na mnoge druge vrste prepreka. Neke od tih prepreka su regulatorne, ekološke, ekonomske, tehničke i kulturne koje znatno utječu na daljnji razvoj i implementaciju ovakve tehnologije. Načini za ublažavanje ovih prepreka mogu biti stvaranje poticaja za energetske razvoj kao i državne potpore dodatnom istraživanju o prednostima i manama ovakvih sustava. Također, potrebno je širu javnost obrazovati i informirati o planu i programu izgradnje PFN sustava te im istraživanjima predstaviti sliku o prednostima PFN sustava.

Praktični dio ovoga rada temelji se na troškovima instalacije plutajućeg fotonaponskog sustava. Izračun nivelirane cijene električne energije (LCOE) proveden je u ovisnosti o različitim parametrima sustava, a dolazimo do zaključka da je nivelirana cijena električne energije obrnuto proporcionalna sa jačinom sunčevog zračenja, odnosno očekivanom proizvednjom električne energije. U slučaju diskontne stope sustava, iz izračuna se može vidjeti kako nivelirani trošak električne energije raste sa povećanjem diskonte stope fotonaponskog sustava. Zbog nedavnih ekonomskih i političkih zbivanja vezanih uz Coronu i rat u Ukrajini došlo je do povećanja stope inflacije. U našem izračunu uzeli smo u obzir stopu inflacije od 2 i 10 % te zaključujemo kako nivelirani trošak električne energije raste s povećanjem stope inflacije. Na kraju uspoređujemo LCOE za umjerenu i tropsku klimu iz razloga što dolazi do klimatskih promjena u Hrvatskoj te klima sve više slični tropskoj. Umjerena klima posjeduje nižu stopu degradacije sustava od tropske klime. Iz grafikona koji se dobije izračunom LCOE-a zaključujemo kako tropska klima

ima veći nivelirani trošak električne energije nego umjerena klima. Nedostatak literature i informacija o prednostima plutajućih fotonaponskih sustava još uvijek usporava njihov daljnji razvoj te je potrebno provesti dodatna istraživanja kako bi se smanjila neizvjesnost oko njihove implementacije i smanjili troškovi razvoja projekata.

## LITERATURA

[1] E. Dunlop, A. Gracia Amillo, E. Salis, T. Sample, N. Taylor, Standards for the assessment of the environmental performance of photovoltaic modules, power conversion equipment and photovoltaic systems, JRC technical reports, br. 34713, str. 34., Luxembourg, 2018., dostupno na: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC111455>

[pristup ostvaren 30.8.2023.]

[2] T. Reindl, C. Paton, A. Kumar, H. Liu, V. A. Krishnamurthy, J. Zhang, S. Tay, Y. Zhan, Z. Dobrotkova, S. Chavez, C. Jackson, O. Knight, S. Cornieti, P. Audinet, G. Draugelis, S. Goyal, P. Lorillou, S. Tavoulareas, D. Malovic, H. Mandal, J.F. Mercier, I. Purohit, (World Bank Group, ESMAP and SERIS), Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report, Washington, DC: World Bank, 2019., dostupno na: [https://www.seris.nus.edu.sg/doc/publications/ESMAP\\_FloatingSolar\\_TEXT-A4-WEB.pdf](https://www.seris.nus.edu.sg/doc/publications/ESMAP_FloatingSolar_TEXT-A4-WEB.pdf)

[pristup ostvaren 30.8.2023.]

[3] REN21, Renewables 2019 Global Status Report, str 102-103, Pariz 2019., dostupno na: [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr\\_2019\\_full\\_report\\_en.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf) ili na <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>

[pristup ostvaren 30.8.2023.]

[4] USAID-NREL, Enabling floating solar photovoltaic (FPV) deployment, Exploring the Operational Benefits of Floating Solar-Hydropower Hybrids, 2022., dostupno na: <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/83149.pdf> ili na <https://www.osti.gov/biblio/1873503>

[pristup ostvaren 30.8.2023.]

[5] G. Kakoulaki, R. Gonzalez Sanchez, A. Gracia Amillo, S. Szabo, M. De Felice, F. Farinosi, L. De Felice, B. Bisselink, R. Seliger, I. Kougiyas, A. Jaeger-Waldau, Benefits of pairing floating solar photovoltaics with hydropower reservoirs in Europe, Renewable and Sustainable Energy Reviews, str.1, 2022., dostupno na: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403212200870X>

[pristup ostvaren 30.8.2023.]

[6] V. Bax , W. I. van de Lageweg, R. Hoosemans, B. van den Berg, Floating photovoltaic pilot project at the Oostvoornse lake: Assessment of the water quality effects of three different system designs, Energy Reports, str.1415-1423, 2022., dostupno na:



<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S235248472202683X>

[pristup ostvaren 30.8.2023.]

[7] USAID-NREL, Review of Barriers to FPV Deployment in Southeast Asia, Enabling floating solar photovoltaic (FPV) deployment, June 2021., dostupno na:

<https://www.osti.gov/biblio/1787553>

[pristup ostvaren 30.8.2023.]

[8] International Renewable Energy Agency (IRENA), dostupno na:

<https://www.irena.org/Publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>

[pristup ostvaren 30.8.2023.]

[9] NREL, Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation, dostupno na:

<https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>

[pristup ostvaren 30.8.2023.]

[10] PVGIS, dostupno na: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)

[pristup ostvaren 30.8.2023.]

## SAŽETAK

Cilj ovoga rada je opis najnovije tehnologije fotonaponskih sustava, plutajući fotonaponski sustavi (PFN). Opisuje se trenutno stanja razvoja PFN-a i veličina takvih sustava te se navode zemlje sa najvećim instaliranim kapacitetom. Promatra se prednost hibridizacije PFN sustava sa hidroenergijom te se istražuje utjecaj PFN sustava na kvalitetu vodenog ekosustava. Također se razmatraju troškovi implementacije PFN sustava te iznose troškovi po svakoj komponenti sustava. Na samom kraju iznosi se izračun nivelirane cijene električne energije (LCOE) u ovisnosti o različitim parametrima sustava: očekivanoj godišnjoj proizvodnji električne energije, diskontnoj stopi sustava, stopi inflacije te stopi degradacije sustava.

Ključne riječi: plutajući fotonaponski sustav (PFN), razvoj, troškovi

## **ABSTRACT**

Title: Floating photovoltaic systems

The aim of this paper is to describe the latest technology of photovoltaic systems, floating photovoltaic systems (PFN). The current state of PFN development and the size of such systems are described, and the countries with the largest installed capacity are listed. The advantage of hybridizing the PFN system with hydropower is observed and the impact of the PFN system on the quality of the water ecosystem is investigated. The costs of the implementation of the PFN system are also considered, as well as the costs for each component of the system. At the very end, the calculation of the levelized cost of electricity (LCOE) is presented depending on various system parameters: expected annual electricity production, system discount rate, inflation rate and system degradation rate.

Keywords: floating photovoltaic system (PFN), development, costs

## **ŽIVOTOPIS**

Helena Bošnjak rođena je 8. svibnja 2001. godine u Osijeku. S odličnim uspjehom završila je osnovnu školu Ivana Filipovića u Osijeku. Aktivno se bavi atletikom i odbojkom te sudjeluje u mnogim školskim i klupskim natjecanjima. Nakon toga upisuje opću gimnaziju u Osijeku koju također završava sa odličnim uspjehom te nastavlja obrazovanje na Fakultetu elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija Osijek gdje upisuje preddiplomski sveučilišni studij elektrotehnika i informacijska tehnologija. Trenutno završava taj studij te planira nastaviti na diplomski studij održive elektroenergetike.