

UNIVERZITET CRNE GORE
ELEKTROTEHNIČKI FAKULTET



PAVLE SAVELJIĆ

**Optimizacija fotonaponske elektrane i baterijskog sistema za skladištenje
električne energije u cilju boljeg iskorišćenja male hidroelektrane**

MASTER RAD

Podgorica, 2025

PODACI I INFORMACIJE O STUDENTU

Ime i prezime: Pavle Saveljić

Datum i mjesto rođenja: 24.05.1999. godine, Podgorica, Crna Gora

Naziv završenog osnovnog studijskog programa i godina završetka studija: Energetika i automatika, 2021

INFORMACIJE O MASTER RADU:

Naziv master studija: Automatika i industrijska elektrotehnika

Naslov master rada: Optimizacija fotonaponske elektrane i baterijskog sistema za skladištenje električne energije u cilju boljeg iskorišćenja male hidroelektrane

Fakultet na kojem je rad odbranjen: Elektrotehnički fakultet, Podgorica

UDK, OCJENA I ODBRANA MASTER RADA

Datum prijave master rada: 07.04.2025.

Datum sjednice Vijeća univerzitetske jedinice na kojoj je tema prihvaćena: 16.06.2025.

Mentor: Doc. dr Vladan Durković

Komentor:

Komisija za ocjenu/odbranu rada:

Doc. dr Vladan Durković
Doc. dr Snežana Vujošević
Prof. dr Vladan Radulović

Datum odbrane:

20.11.2025.

Izjava o autorstvu

Potpisani Pavle Saveljić

Broj indeksa/upisa 9/21

Izjavljujem

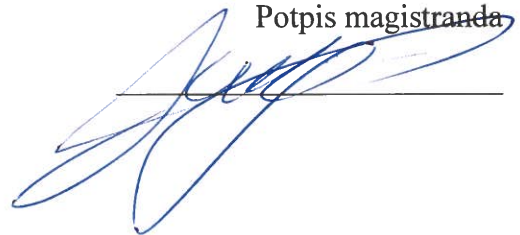
da je master rad pod nazivom

„Optimizacija fotonaponske elektrane i baterijskog sistema za skladištenje električne energije u cilju boljeg iskorišćenja male hidroelektrane“

- Rezultat sopstvenog istraživačkog rada
- da predloženi master rad ni u cjelini ni u djelovima nije bio predložen za dobijanje bilo koje diplome prema studijskim programima drugih ustanova visokog obrazovanja,
- da su rezultati korektno navedeni, i
- da nijesam povrijedio/la autorska i druga prava intelektualne svojine koja pripadaju trećim licima.

U Podgorici 29.09.2025.

Potpis magistranda



Ovaj rad posvećujem svom dedu Dragu, čija su podrška, mudrost i životni primjer bili stalna inspiracija tokom mog odrastanja i obrazovanja.

Prije svega, izražavam iskrenu zahvalnost svom mentoru, doc. dr Vladanu Durkoviću, na nesebičnoj pomoći, stručnom vođstvu i savjetima tokom izrade ovog master rada.

Zahvaljujem se i svojoj porodici na bezuslovnoj podršci i strpljenju, koji su mi bili oslonac tokom čitavog procesa studiranja.

Pavle Saveljić

SAŽETAK

Održivi razvoj i obnovljivi izvori električne energije postaju ključni aspekti u globalnoj energetskej tranziciji, pa u takvim uslovima sve veći izazov predstavlja efikasno iskorištenje priključnih kapaciteta. Iako male hidroelektrane omogućavaju stabilnu godišnju proizvodnju električne energije, njihova mjesečna i dnevna varijabilnost usljed hidroloških uslova često dovodi do neoptimalne iskorišćenosti mrežnog priključka.

Dodavanjem fotonaponske elektrane i baterijskog sistema na mjestu priključenja male hidroelektrane, postiže se veća fleksibilnost u proizvodnji i poboljšanje ekonomske isplativosti cijelog hibridnog sistema. U ovom master radu fokus je na određivanju optimalnog odnosa snaga fotonaponskog sistema i baterijskog skladišta u odnosu na proizvodnju male hidroelektrane, omogućavajući prebacivanje proizvodnje iz perioda niskih cijena u periode vršnih tržišnih cijena, čime se postiže veća porfitabilnost. Fotonaponska elektrana i mala hidroelektrana pokazuju dobru sinergiju jer im se sezoni maksimuma proizvodnje razlikuju – dok su male hidroelektrane najproduktivnije u proljeće i jesen, fotonaponske elektrane dostižu vrhunac tokom ljetnjih mjeseci, čime se smanjuje ukupna sezonska promjenjivost i obezbjeđuje stabilniji proizvodni profil.

Korišćena metodologije uključuje simulaciju u PV-syst softveru za analizu performansi fotonaponske elektrane korišćenjem lokalnih meteoroloških podataka. Na osnovu simulacije proizvodnje fotonaponske elektrane u PV-syst-u i dostupnih podataka o tržišnim cijenama sa berzi Crne Gore (BELEN) sprovedena je finansijska analiza isplativosti sistema sa i bez baterijskog skladišta. Razvijen je model koji na osnovu podataka o snagama fotonaponske, hidroelektrane i priključka računa potrebni kapacitet baterijskog sistema. Cilj je da se dobijeni kapacitet podudari sa najpovoljnijim kapacitetom iz finansijske analize, čime se dolazi do optimalne konfiguracije hibridnog sistema.

Integracijom fotonaponske elektrane i baterijskog skladišta na već postojeću priključnu infrastrukturu male hidroelektrane ne samo da se postiže prebacivanje proizvodnje iz perioda niskih tržišnih cijena u periode vršne potrošnje, nego se i postiže veća fleksibilnost i otpornost sistema na promjene tržišnih i vremenskih uslova.

Uzimajući u obzir varijacije tržišnih cijena električne energije, istraživanje analizira kako različite konfiguracije baterijskih sistema utiču na finansijsku isplativost i efikasnost korišćenja mreže. Dobijeni rezultati pružaju okvir za unapređenje hibridnih energetskih

sistema, smanjenje zavisnosti od varijabilne hidroenergetske proizvodnje, te omogućavaju bolje planiranje investicija i efikasnije upravljanje mrežnim kapacitetom.

Ključne riječi: Hidroelektrana, fotonaponska elektrana, hibridni sistem, baterijski sistem, PV-syst, priključni kapacitet

ABSTRACT

Sustainable development and renewable energy sources are becoming key elements in the global energy transition, and under such conditions, efficient utilization of grid connection capacity is an increasing challenge. Although small hydropower plants provide stable annual electricity production, their monthly and daily variability due to hydrological conditions often leads to suboptimal utilization of the grid connection.

By adding a photovoltaic power plant and a battery storage system at the grid connection point of a small hydropower plant, greater production flexibility is achieved, along with improved economic viability of the overall hybrid system. Photovoltaic and hydropower plants show strong synergy, as their peak production seasons differ – hydropower plants are most productive in spring and autumn, while photovoltaic systems reach their maximum output during the summer months. This reduces overall seasonal variability and ensures a more stable production profile.

The applied methodology includes simulations in PV-syst software to analyze the performance of the photovoltaic system using available local meteorological data. Based on these simulations and available electricity price data from the Montenegrin (BELEN) power exchanges, a financial analysis was conducted to evaluate the profitability of the system with and without battery storage. A model was developed to calculate the required battery storage capacity based on the installed capacities of the photovoltaic system, hydropower plant, and grid connection. The goal is to match the required capacity with the most favorable capacity obtained through the financial analysis, thus achieving an overall optimal hybrid system configuration.

The integration of a photovoltaic power plant and battery storage into the existing connection infrastructure of a small hydropower plant not only enables the shifting of production from low-price periods to peak demand periods, but also increases the system's flexibility and resilience to market and weather-related fluctuations.

Taking into account electricity price variations, this research analyzes how different battery storage configurations impact the financial viability and efficiency of grid utilization. The results provide a framework for improving hybrid renewable energy systems, reducing dependence on variable hydropower production, and enabling better investment planning and more efficient grid capacity management.

Keywords: Hydropower plant, photovoltaic power plant, hybrid system, battery storage system, PV-syst, grid connection capacit

SADRŽAJ

SAŽETAK	5
ABSTRACT.....	7
SPISAK SKRAĆENICA/AKRONIMA	11
1. UVOD.....	12
1.1. Tehnologija FN elektrana.....	15
1.2. Male hidroelektrane.....	16
1.3. Primjena i karakteristike BESS sistema za skladištenje električne energije.....	18
2. Modelovanje FN elektrana	20
2.1. Modelovanje FN modula.....	21
2.2. Modelovanje FN elektrana u PV-Syst-u	24
3. Hibridni sistemi i tehnologija BESS sistema.....	29
3.1. Uvod u hibridne energetske sisteme.....	29
3.2. Konfiguracija hibridnih sistema.....	29
3.3. Pregled tehnologija BESS sistema za skladištenje električne energije.....	31
4. Metodologija i simulacija rada kombinovanog sistema: FN elektrana – hidroelektrana .34	
4.1. Metodologija	34
4.2. Opis postojeće mHE.....	35
4.3. Proizvodni profil postojeće mHE.....	37
4.4. Lokacija i koncept integracije FN elektrane kao dopuna sistemu mHE	38
4.5. Paralelni rad i proizvodnja sistema mHE i FN elektrane	43
5. Finansijska analiza rada FN elektrane sa i bez BESS sistema za skladištenje električne energije.....	45
5.1. Korišćeni ekonomske pokazatelji	45
5.2. Osnovni ulazni parametri za finansijsku analizu.....	48
5.3. Komparativna finansijska analiza mHE sa FN elektranom i BESS sistemom	49
5.4. Proračun prosječne cijene električne energije za FN i hibridne sisteme.....	50
5.4.1. Excel model i analiza cijena električne energije sa različitim kapacitetima BESS-a	
52	
5.5. Finansijska analiza FN elektrane i hibridnog sistema sa BESS sistemom.....	53
5.5.1. Finansijska analiza FN elektrane	55
5.5.2. Finansijska analiza različitih konfiguracija hibridnih sistema FN elektrana – BESS	
57	

5.6. Komparativna analiza prihoda hibridnog sistema.....	60
6. Proračun potrebnog kapaciteta BESS sistema.....	62
6.1. Model za proračun potrebnog kapaciteta BESS sistema za maksimizaciju iskorištenja mrežnog priključka.....	62
6.2. Rezultati dobijeni iz modela za računanje kapaciteta BESS-a za maksimizaciju iskorištenja mrežnog priključka.....	63
7. Zaključak.....	66
Literatura.....	68

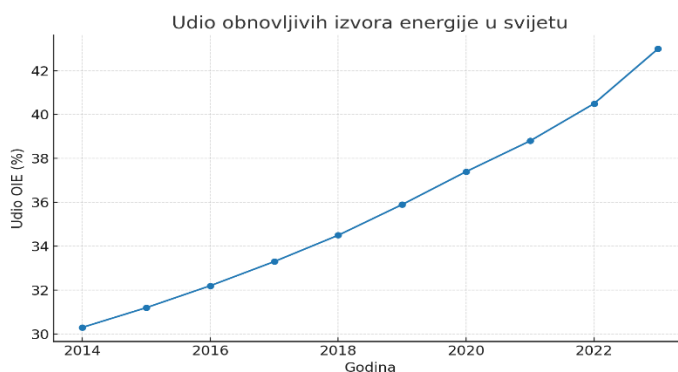
SPISAK SKRAĆENICA/AKRONIMA

Skraćenica/akronim	Puni naziv	Objašnjenje/prevod
OIE	Obnovljivi izvori energije	Obnovljivi izvori energije
MHE	Mala hidroelektrana	Mala hidroelektrana
FN	Photovoltaic	Fotonaponski
BESS	Battery energy storage system	Baterijski sistem za skladištenje električne energije
MPPT	Maximum power point tracker	Traker tačke maksimalne snage
AC	Alternating current	Naizmjenična struja
DC	Direct current	Jednosmjerna struja
PPA	Power purchase agreement	Ugovor o otkupu električne energije
NPV	Neto present value	Neto sadašnja vrijednost
IRR	Internal rate of return	Interna stopa rentabilnosti
LCOE	Levelised cost of energy	Nivelsani trošak energije
CAPEX	Capital expenditures	Kapitalni troškovi
OPEX	Operative expenditures	Operativni troškovi
EBITDA	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization	Zarada prije kamata, poreza i amortizacije

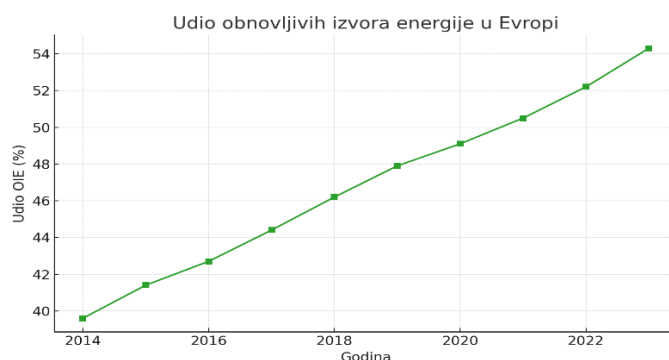
1. UVOD

Razvoj održivih i ekološki prihvatljivih izvora električne energije dobija sve veći značaj u savremenom kontekstu globalne energetske tranzicije. Porast svjetske populacije i nagli razvoj industrije doveli su do povećanja potreba za električnom energijom cjelokupnog društva. U skladu sa energetsom tranzicijom ka obnovljivim izvorima energije (u daljem tekstu OIE) i već pomenutim porastom potreba za električnom energijom dolazi do naglog skoka u integraciji OIE u elektroenergetsku mrežu. Smanjenje emisija ugljen-dioksida i ukupnog karbonskog otiska postaje imperativ za većinu zemalja, a posebno za članice Evropske unije, koje sve više uvode politike usmjerene ka klimatskoj neutralnosti i održivosti.

Osim toga, potrošnja električne energije stalno raste, što dodatno povećava potrebu za razvojem i primjenom obnovljivih izvora energije. Samim tim ni ne čudi nagli skok u udjela OIE u ukupnom energetsom miks, posmatrano kroz instalisani kapacitet, koji je u svijetu porastao sa 28.2% u 2014-oj godini na 43.2% u 2023-oj dok su na nivou Evrope ti procenti i veći i dostižu 56.9% [1] (slika1.1 i slika1.2).



Slika 1.1. Udio OIE u svijetu



Slika 1.2. Udio OIE u Evropi

Jedan od glavnih izazova integracije obnovljivih izvora energije, a samim tim i fotonaponskih (u daljem tekstu FN) elektrana, u tržišno orijentisanim elektroenergetskim sistemima jeste niska otkupna cijena električne energije. Bilo da je riječ o garantovanim otkupnim cijenama preko PPA (en: *power purchase agreement*) ili o direktnoj prodaji na tržištu električne energije, nedostatak FN elektrana je da je proizvodnja skoncentrisana u dnevnim časovima kada su otkupne cijene električne energije niske, zbog relativno male potražnje za električnom energijom [2]. Ovo postaje sve veći izazov za investitore, jer u mnogim slučajevima ne postoje jasno definisani zakonski i regulativni okviri koji bi garantovali fiksne otkupne cijene a samim tim i stabilne prihode iz ovih izvora. Kao rezultat toga finansiranje projekata postaje rizičnije jer se teško mogu pouzdano procijeniti novčani tokovi i drugi ključni finansijski parametri investicije.

Drugi značajan izazov u integraciji distribuiranih izvora električne energije predstavlja ograničen kapacitet elektroenergetske mreže. Elektroenergetski sistemi su planirani za konzervativne proizvođače električne energije, a posebno distributivni sistemi koji su planirani da rade kao pasivne mreže, to jest bez proizvodnje električne energije na strani potrošača, što stvara tehnička ograničenja za dalju integraciju ovih izvora [3].

Kvalitetnim planiranjem hibridnih sistema moguće je prevazići pomenute izazove, što za posljedicu ima bolje iskorištenje postojeće elektroenergetske infrastrukture. Naime prebacivanjem proizvodnje FN elektrana iz perioda niskih otkupnih cijena u periode vršne potrošnje, uz pomoć sistema za skladištenje električne energije (u daljem tekstu BESS) moguće je dobiti veću otkupnu cijenu električne energije i veći stepen sigurnosti investicije. Predviđa se da će ovakva praksa u budućnosti donositi bolje rezultate u pogledu isplativosti ulaganja u OIE s obzirom da će zbog trenda učestale gradnje FN elektrana cijena električne energije u periodu rada ovih elektrana biti još manja (nekada i negativna). S obzirom da su BESS sistemi prilično skupi i da nose sa sobom povećanje kapitalnih troškova, od velikog je značaja da se precizno odredi optimalan odnos kapaciteta BESS sistema i snage FN elektrane kako bi se postigli najbolji tehnički i finansijski rezultati [4].

Trenutno je u Crnoj Gori aktivno 29 ugovora o koncesiji za izgradnju malih hidroelektrana (u daljem tekstu mHE) kojima je omogućena izgradnja i eksploatacija ukupno 42 objekta mHE od kojih je završena izgradnja 33 mHE. Ukupna instalisana snaga izgrađenih mHE je 52,6 MW, sa planom proizvodnje od 182,4 GWh [5].

U tabeli 1 prikazane su dostupne informacije o nominalnim snagama za mHE u Crnoj Gori [6].

Tabela 1: Podaci o nekim od nominalnih snaga mHE u Crnoj gori

Ime mHE	Snaga mHE [kW]	Ime mHE	Snaga mHE [kW]	Ime mHE	Snaga mHE [kW]
Jezerštica	844	Šekular	1665	Piševska rijeka	1080
Bisrica	5080	Vrelo	615	Šeremet potok	792
Rmuš	474	Ljevak	566	Bisrica Lipovska	930
Spaljevići	650	Bradavac	954	Jara	4567
Orah	954	Bisrica Majstorovina	3600	Babino Polje	2214

U okviru ukupnog hibridnog sistema, koji kombinuje rad mHE i FN elektranu, BESS sistem ne samo da doprinosi stabilnijim i znatno većim otkupnim cijenama električne energije iz FN elektrane, već i doprinosi boljem iskorišćenju priključnog kapaciteta mreže. Implementacija BESS-a u hibridne sisteme otvara mogućnost da nominalna snaga hibridnog sistema bude veća od postojećeg kapaciteta priključenih mHE. Preduslov za realizaciju ovakvog hibridnog sistema zahtijeva izmjenu postojeće regulative, kojom bi se omogućilo priključenje ukupne snage hibridnog sistema koja premašuje trenutno propisano ograničenje kapaciteta u distributivnom sistemu. Da bi se maksimalno iskoristili mrežni kapaciteti potrebno je odrediti optimalnu konfiguraciju FN elektrane i mHE, u kombinaciji sa finansijski najefikasnijim odnosom BESS sistema, kako bi se postigla najveća moguća proizvodnja, najbolje iskorišćenje elektroenergetske infrastrukture i maksimalna isplativost investicije.

Ovo istraživanje se fokusira na povećanje efikasnosti mHE, tako što će se na mjestu njenog priključenja na elektrodistributivnu mrežu instalirati FN elektrana i BESS sistem, uz gore navedeni uslov izmjene postojeće regulative. Time se postiže veće iskorišćenje priključnog kapaciteta, a dodatni benefit instaliranja FN elektrane i BESS sistema za skladištenje energije omogućava fleksibilniji proizvodni profil električne energije.

Lokaciju za izgradnju FN elektrane je dosta lakše naći pored postojećih mHE nego novu lokaciju za mHE, s obzirom da su vodni resursi prilično ograničeni, a i tim prije što u Crnoj Gori trenutna politička i društvena klima nije naklonjena izgradnji novih mHE, ovo se nameće kao logično rješenje za maksimizaciju iskorišćenja mrežnih kapaciteta.

1.1. Tehnologija FN elektrana

FN elektrane su jedan od najznačajnijih i najbrže rastućih OIE u svijetu. Konverzijom sunčevih zračenja u električnu energiju FN elektrane smanjuju emisiju gasova sa efektom staklene bašte, i smanjuju zavisnost od korišćenja fosilnih goriva. U posljednjoj deceniji došlo je do naglog porasta instalisanih kapaciteta, primarno zbog pada cijene opreme, unaprijeđenja tehnologije, kao i zbog velike podrške kroz energetske i klimatske politike na globalnom nivou.

Od 2018-te do 2023-će godine instalisani kapaciteti FN elektrana u Evropi su porasli sa 121 572 MW na 288 122 MW što je više nego duplo za svega 5 godina [1].

Poseban značaj FN elektrane imaju u smanjenju zavisnosti energetskog portfolija od konvencionalnih izvora energije. Takođe još jedna od prednosti FN modula je njihova fleksibilnost koja im omogućava primjenu u sistemima svih redova veličina, od malih krovnih sistema od po par kW pa sve do velikih FN elektrana povezanih na prenosnu mrežu.

FN elektrane se sastoje od niza komponenti koje na kraju procesa omogućavaju predaju električne energije mreži ili direktno potrošaču. Prva u nizu komponenti su FN moduli, koji konvertuju energiju sunčevog zračenja u jednosmjernu (u daljem tekstu DC) električnu energiju, s obzirom da elektroenergetski sistem funkcioniše na principu naizmjenične (u daljem tekstu AC) električne energije, naredni u nizu komponenti su invertori. Njihova uloga je konverzija DC u AC električne energije kao i sinhronizacija sa parametrima mreže. Nakon toga, transformatorsko postrojenje obezbjeđuje podizanje napona na odgovarajući nivo i povezivanje sistema sa distributivnom ili prenosnom mrežom [7].

Pored već nabrojanih osnovnih komponenti FN elektrane uključuju i prateću infrastrukturu kao što su konstrukcije na kojima stoje FN moduli, DC kablovi od modula do invertora kao i AC kablovi od svakog od invertora do AC razvodnih kutija pa do trafostanice. U zavisnosti od lokacije i projektnih zahtjeva, konstrukcija može biti fiksna ili sa sistemima za praćenje sunca.

Proizvodni profil FN elektrane zavisi od mnoštva faktora među kojima se izdvajaju, klimatski, geografski i tehnički faktori. Najvažniji od svih faktora je intenzitet sunčevog zračenja koji direktno određuje količinu proizvedene električne energije. Drugi jako bitan klimatski faktor je temperatura, porast temperature dovodi do smanjenja

efikasnosti FN modula. Lokalni uslovi poput oblačnosti, magle, zagađenja ili snijega takođe mogu imati negativan uticaj na proizvodnju.

Geografski položaj i način postavljanja modula dodatno određuju nivo iskorišćenja sunčeve energije. Optimalan nagib modula zavisi od geografske širine lokacije, dok orijentacija modula prema jugu omogućava najveću godišnju proizvodnju. Ipak često sama orijentacija terena određuje i orijentaciju modula. Prisustvo zasjenčenja (objekti, vegetacija, reljef) može značajno smanjiti proizvodnju, pa se pri projektovanju vodi računa da se smanji ovaj efekat.

Pored klimatskih i geografskih uslova važni su i tehnički faktori. Efikasnost FN modula i invertora direktno utiče na količinu energije koja se predaje mreži.

FN elektrane se odlikuju sezonskom proizvodnjom koja je najveća u toku ljetnjih mjeseci dok se namjanja proizvodnja postiže u toku zime. Na dnevnom nivou tipičan proizvodni profil ima oblik parabole, sa maksimumom u popodnevnom časovima.

Sa ekonomske strane, FN elektrane karakterišu niski operativni troškovi i jednostavno održavanje, jer sistem nema pokretnih dijelova osim kod konstrukcija sa praćenjem Sunca.

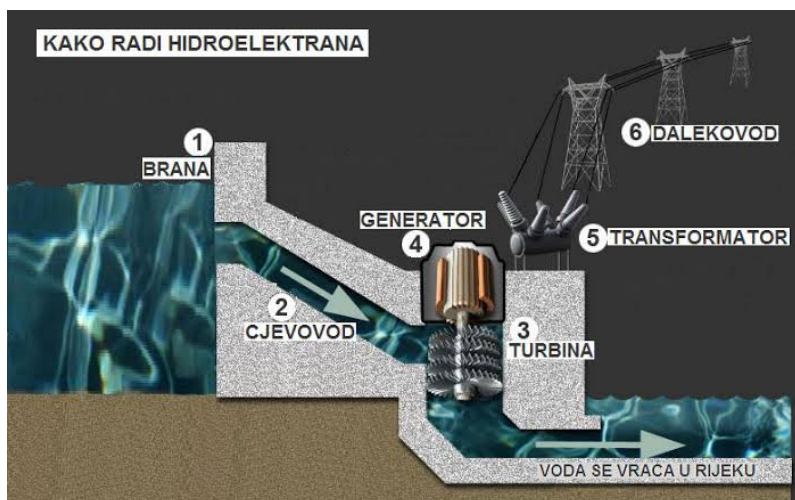
Pored svih prednosti FN elektrane imaju i svoje nedostatke. Jedan od glavnih nedostataka je varijabilnost proizvodnje, jer energija može biti proizvedena samo kada ima sunčevog zračenja. Drugi nedostatak je činjenica da je maksimalna moguća proizvodnja FN elektrana u popodnevnom časovima, sa najmanjom potrošnjom, a samim tim i najnižim tržišnim otkupnim cijenama, pa iz tih razloga otkupna cijena električne energije iz FN elektrana je često jako niska. Dodatno sa naglim porastom FN proizvodnje, cijena električne energije u toku popodnevni časova postaje još niža, sa potencijalno i negativnim otkupnim cijenama u pojedinim momentima [8].

Ova ograničenja jasno pokazuju da FN elektrane najbolje rezultate postižu u kombinaciji sa drugim izvorima i tehnologijama za skladištenje energije, gdje se varijabilnost može ublažiti i obezbijediti stabilniji profil proizvodnje.

1.2. Male hidroelektrane

Male hidroelektrane su hidroelektrane snage od 0.5 MW do 10 MW, mogu biti protočne i akumulacione. U nastavku istraživanja biće govora isključivo o malim protočnim hidroelektranama, čija dnevna proizvodnja zavisi isključivo od hidrologije i

toka rijeke na čijem vodotoku je izgrađena, obzirom da su gotovo sve mHE u Crnoj Gori protočnog tipa.



Slika 2: Šematski prikaz protočne mHE

Na slici 2 prikazana je koncepcija rada protočne mHE. Male protočne hidroelektrane su postrojenja koja nemaju značajnu akumulaciju vode, ili raspolažu akumulacijom čiji se sadržaj pri radu elektrane na nominalnoj snazi može isprazniti u periodu kraćem od dva sata. One direktno koriste kinetičku energiju prirodnog toka rijeke za pogon turbine. Ova vrsta hidroelektrana je konstruktivno među najjednostavnijima, ali njihov rad u velikoj mjeri zavisi od trenutnog protoka vode, što može uzrokovati varijabilnost u proizvodnji električne energije tokom godine. Imaju jako dug životni vijek, neke su u pogonu i do 80 godina.

Osnovni djelovi malih protočnih hidroelektrana su:

1. Vodozahvat – preusmjerava dio vode iz rijeke ka elektrani
2. Cjevovod – vodi vodu od vodozahvata do elektrane
3. Turbina – pretvara kinetičku energiju vode u mehaničku
4. Generator – pretvara mehaničku energiju turbine u električnu
5. Odvod – nakon prelaska preko turbine vraća vodu nazad u rijeku

Princip rada je vrlo jednostavan, voda se na vodozahvatu preusmjerava u cjevovod, gdje se pravi pad i sprovodi se na turbinu. Generator konvertuje mehaničku energiju turbine u električnu, nakon čega se voda odvodom vraća nazad u rijeku [9] – [11].

Snaga ovakve elektrane je dosta laka za proračunati i zavisi od nekoliko jednostavnih parametara:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot \eta \quad (1)$$

Gdje su:

P – Snaga (W)

ρ – gustina vode (~1000 kg/m³)

g – gravitaciono ubrzanje (9.81 m/s²)

Q – protok vode (m³/s)

H – neto pad (m)

η – efikasnost sistema (%)

1.3. Primjena i karakteristike BESS sistema za skladištenje električne energije

Kako elektroenergetski sistemi nisu prvobitno planirani za veliki udio varijabilnih izvora energije, sve više se javlja potreba za upravljanjem proizvodnjom, pri čemu BESS sistemi mogu imati veliku ulogu.

Primjena BESS sistema za skladištenje je višestruka, može biti tehničke prirode za poboljšanje stabilnosti mreže, regulaciju napona, takođe u mikromrežama mogu da budu bitan faktor u snabdijevanju električnom energijom kada nema dovoljno proizvodnje od elektrana. Mogu povećati iskoristivost mrežnog priključka, pomjeranjem dijela proizvodnje iz vremena kada je mrežni priključak već u potpunosti iskorišćen u slobodne periode čime se maksimizuje iskorištenje mrežnih kapaciteta i smanjuju oscilacije na mreži.

Jako bitna primjena BESS sistema u tržišno orjentisanim energetske sistemima jeste prebacivanje proizvodnje iz perioda niskih cijena, u periode vršne potrošnje kada su cijene najveće. Ta funkcija je upravo bitna kod FN elektrana koje najveću količinu energije proizvode u vremenu niskih cijena, stoga često imaju nisku garantovanu otkupnu cijenu PPA ugovorima, pa BESS sistemi daju veću sigurnost investicije u FN elektrane jer garantuju stabilniju otkupnu cijenu električne energije. Na ovaj način se povećava ukupni prihod proizvođača bez povećanja količine proizvedene energije i smanjuje se zavisnost od promjenjivosti cijena električne energije na tržištu [12] – [14].

Osnovni parametri BESS sistema su:

Kapacitet BESS-a – količina energije koju BESS može da skladišti, izražava se u MWh za veće sisteme.

Snaga – brzina kojom BESS može da injektuje energiju u sistem.

Efikasnost punjenja i pražnjenja – odnos između energije koja je injektirana u BESS i koja se vraća u mrežu.

Broj ciklusa – koliko puta BESS može biti napunjen i ispražnjen prije nego se njegova efikasnost značajno smanji.

Dubina pražnjenja – koji procenat nominalnog kapaciteta BESS-a je iskoristiv u jednom ciklusu.

Vrijeme punjenja/pražnjenja – vrijeme potrebno da se BESS napuni ili isprazni pri nominalnoj snazi

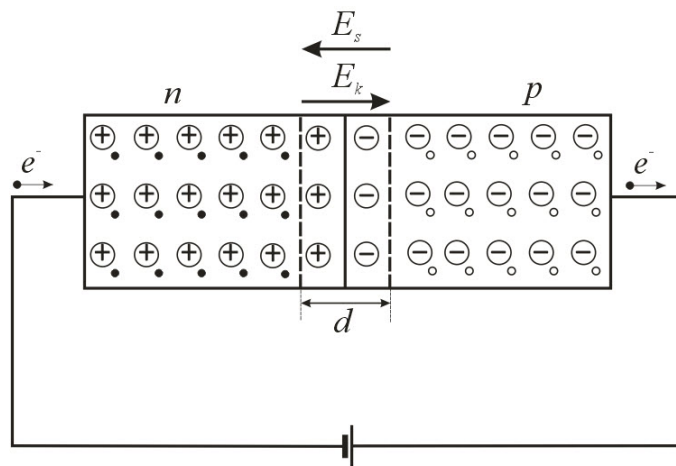
C-rate – koliko se brzo BESS puni ili prazni u odnosu na njegov nominalni kapacitet (1C znači da će se BESS potpuno napuniti ili isprazniti za 1 sat dok 0.5C znači da će se BESS potpuno napuniti ili isprezniti za 2 sata).

2. Modelovanje FN elektrana

Detaljno poznavanje fizičkih procesa u FN modulu i njegovog električnog modela predstavlja ključ za preciznu analizu performansi i optimizaciju rada FN elektrane.

U osnovi FN modula nalaze se poluprovodnički materijali, a za potpuno razumijevanje rada FN modula ključno je poznavanje principa djelovanja P-N spoja [15]. P-N spoj nastaje spajanjem poluprovodničkih materijala dopiranim elementima sa različitim brojem valentnih elektrona.

Kada se spoje poluprovodnički materijali dolazi do rekombinacije šupljina i elektrona između P i N materijala. Ova razmjena se odvija spontano zbog razlike u koncentraciji nosioca naelektrisanja. Na taj način nastaje osiromašena zona koja je prazna od slobodnih nosioca ali sadrži fiksna naelektrisanja. Usljed razlike u naelektrisanjima koja nastaje pri rekombinaciji slobodnih nosioca nastaje električno polje koje ima smjer od N-tipa ka P-tipu koje usporava dalju rekombinaciju slobodnih nosioca naelektrisanja [16]. Na slici 3 se vidi osiromašena zona i električno polje koje usporava dalju rekombinaciju nosioca naelektrisanja.



Slika 3: Direktno polarisan P-N spoj

Kada se P-N spoj priključi na spoljašnji napon u smjeru polarizacije smanjuje se barijera između poluprovodničkih materijala i dolazi do toka nosioca naelektrisanja. Dioda se predstavlja trouglom u smjeru u kojem teče struja. Ukoliko se propusti struja u suprotnom smjeru od naznačenog, proteći će inverzna struja koja je jako malog reda veličine.

Struja diode I_d se dobija po izrazu:

$$I_d = I_0 \left[e^{\frac{eV}{AkT}} - 1 \right] \quad (2)$$

Gdje su:

I_d – struja diode (A)

I_0 – struja zasićenja (A)

e – elementarno naelektrisanje ($1.602 \cdot 10^{-19} C$)

V – napon (V)

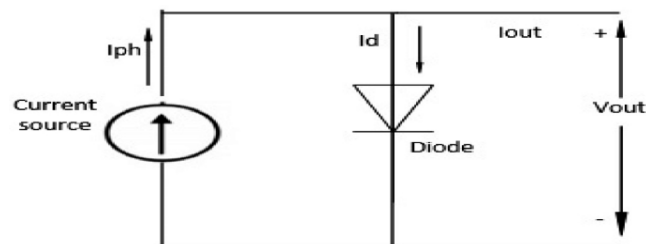
A – faktor kvaliteta diode (%)

k – Bolcmanova konstanta ($1,38 \cdot 10^{-23} J/K$)

T – temperatura (K)

2.1. Modelovanje FN modula

Kada sunčevi zraci dospiju do P-N spoja, energija fotona oslobađa nosioce naelektrisanja, koji se pod dejstvom unutrašnjeg električnog polja razdvajaju i kreću ka suprotnim slojevima, pri čemu se generiše električni napon. Ukoliko se FN modul priključi na električno kolo, dolazi do protoka struje. Zbog generisane fotoelektrične struje, idealizovani električni model modula može se predstaviti strujnim izvorom i diodom povezanom paralelno, što je osnovni pristup za razumijevanje rada idealne FN modula. Na slici 4 prikazana je zamjenska šema idealnog FN modula.



Slika 4: Zamjenska šema idealnog FN modula

Jasno se sa slike 4 i iz relacije (2) vidi relacija:

$$I = I_{pv} - I_d = I_{pv} - I_0 \left(e^{\frac{qV}{akT}} - 1 \right) \quad (3)$$

I_0 – inverzna struja zasićenja diode (A)

V i I – napon i struja na izlazu

e – elementarno naelektrisanje ($1.602 \cdot 10^{-19} C$)

k – Bolcmanova konstanta ($1,38 \cdot 10^{-23} J/K$)

Od interesa su dva parametra a to su: struja kratkog spoja (I_{ks}) i napon praznog hoda (U_{ph}). Napon praznog hoda se dobija kada je $I=0$, odnosno kada je kolo u praznom hodu:

$$U_{ph} = \frac{kt}{q} \ln \left(\frac{I_{pv}}{I_0} + 1 \right) \quad (4)$$

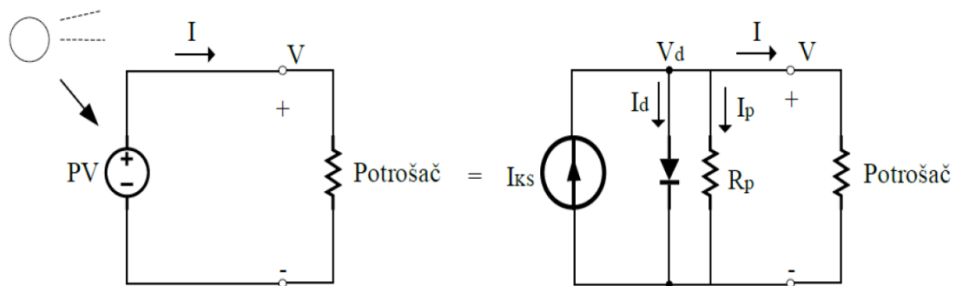
Iz izraza (4) proizilazi da napon praznog hoda U_{ph} zavisi samo od struje zasićenja diode i fotoelektrične struje (I_{pv}). Logično, da sa porastom iradijacije se povećava i nivo fotoelektrične struje a iz izraza se vidi da sa porastom fotoelektrične struje raste i napon praznog hoda.

Kada se uvrsti da je napon jednak nuli $V=0$ u jednačinu za izlaznu struju dobija se struja kratkog spoja što dalje znači da je struja kratkog spoja jednaka fotoelektričnoj struji:

$$I_{ks} = I_{pv} \quad (5)$$

Poptuni model FN modula se dobija, kada se u kolo dodaju dva otpornika, jedan vezan redno a drugi paralelno.

Na slici 5 prikazana je šema FN modula sa dodatom paralelnom otpornošću.



Slika 5: Šema FN modula sa dodatom paralelnom otpornošću

Paralelno vezana otpornost predstavlja mikro defekte i nečistoće unutar FN modula koji zavise od osobina samog modula. Sada se struja koju izvor dijeli na struju kroz diodu, kroz paralelno vezanu otpornost i kroz potrošač dobija po izrazu [17]:

$$I = (I_{ks} - I_d) - \frac{U}{R_p} \quad (6)$$

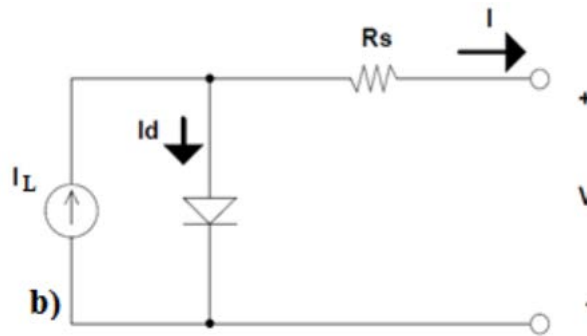
Kako bi se osiguralo da su gubici na serijski vezanoj otpornosti zanemarljivi (manji od 1%), neophodno je da je ispunjen sljedeći uslov [17]:

$$R_p > \frac{100 \cdot V_{ph}}{I_{ks}} \quad (7)$$

Kod velikih modula struja kratkog spoja I_{ks} može ići do vrijednost od 7A, dok napon praznog hoda može biti oko 0.6V na osnovu čega se izvodi zaključak da bi vrijednosr R_p morala da bude veća od 9Ω [17].

Radi realnijeg prikaza unutrašnjih gubitaka, u električni model FN modula uvodi se i redna otpornost, koja direktno utiče na pad napona pri većim strujama, smanjujući efikasnost sistema.

Na slici 6 prikaza je šema FN modula sa dodatom rednom otpornošću.



Slika 6: Šema FN modula sa dodatom rednom otpornošću

Sa slike 6 se može vidjeti kada se primijeni formula (1) da je struja I kroz potrošač jednaka:

$$I = I_{ks} - I_0 \left[e^{\frac{e(U+I \cdot R_r)}{AKT}} - 1 \right] \quad (8)$$

Da bi gubici na redno vezanom otporniku bili manji od 1% potrebno je zadovoljiti uslov [17]:

$$R_r > \frac{100 \cdot V_{ph}}{I_{ks}} \quad (9)$$

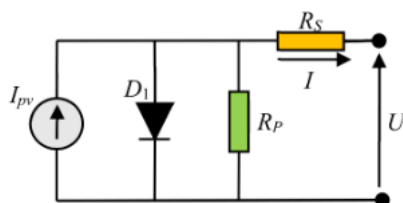
Na osnovu karakterističnih parametara modula, proizilazi da bi vrijednost redne otpornosti trebalo da bude manja od približno 0.00009Ω [17] – [20].

Dodavanjem i serijske i paralelne otpornosti dobija se takozvani kompletni model FN modula. Izrazi za napon i struju prema potrošaču tada imaju oblik:

$$I = I_{ks} - I_0 \left[e^{\frac{e(U+I \cdot R_r)}{AkT}} - 1 \right] - \frac{U+IR_r}{R_p} \quad (10)$$

$$U = U_d - IR_r \quad (11)$$

Na slici 7 je prikazan kompletni model FN modula sa rednom i paralelnom otpornošću.



Slika 7: Kompletni model FN modula

2.2. Modelovanje FN elektrana u PV-Syst-u

Nakon predavljanja teorijskih osnova za modelovanje FN ćelije potrebno je predstaviti softverski paket PV-syst koji je korišćen za modelovanje FN elektrana koji je nastavku korišćen. PV-syst omogućava korisnicima da na osnovu tehničkih parametara komponenti i lokalnih meteoroloških podataka, procjene energetske performanse planiranog sistema u realnim uslovima [21].

Na slici 8 prikazan je interface softverskog paketa PV-syst.

Sub-array ?

Sub-array name and Orientation

Name: Tilt:
 Orient.: **Fixed Tilted Plane** Azimuth:

Pre-sizing Help

No sizing Planned power: kWp ?
 Resize ... or available area(modules): m²

Select the PV module

Available Now: Filter: **Bifacial module** Bifacial system

Trina Solar 665 Wp 32V Si-mono TSM-DEG21C-20-665Wp Vertx Since 2022 Datasheets 2022

Use optimizer

Sizing voltages: V_{mpp} (60°C) **33.4 V**
 V_{oc} (-10°C) **50.5 V**

Select the inverter

Available Now: Output voltage 800 V Tri 50Hz 50 Hz 60 Hz

Huawei Technologies 200 kW 550 - 1500 V TL 50 Hz SUN2000-215KTL-H0 Since 2023

Nb. of inverters: Operating voltage: **550-1500 V** Global Inverter's power: **1000 kWac**
 Use multi-MPPT feature Input maximum voltage: **1500 V** **inverter with 9 MPPT** **Power sharing within this inverter**

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: between 17 and 29 ?
 Nb. strings: between 56 and 83

Overload loss: **0.2 %**
 Prom ratio: **1.26** ?

Operating conditions

V_{mpp} (60°C) 901 V
 V_{mpp} (20°C) 1044 V
 V_{oc} (-10°C) 1363 V

Plane irradiance: **1000 W/m²**

Impp (STC) 1217 A
 Isc (STC) 1295 A
 Isc (at STC) 1295 A

Max. in data STC
 Max. operating power (at 1039 W/m² and 50°C) **1196 kW**

Array nom. Power (STC) 1257 kWp

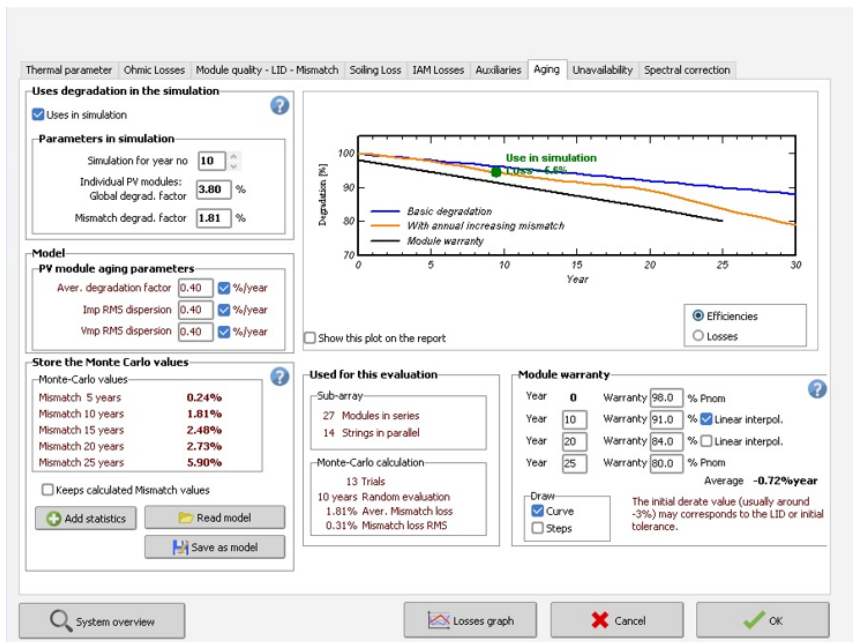
Nb. modules 1890 Area 5871 m²

The array Isc value is greater than the inverter maximum input current (i.e. (i.e. 30.0 A/input)). (Info, not significant)

Slika 8: Interface programa PV-syst

Radi mogućnosti lakšeg skaliranja u daljem istraživanju modelovan je sistem od 1.075 MW instalisane snage. Specifikacije opreme modelovanog sistema su odabrane tako da FN elektrana proizvodi maksimalnu moguću količinu energije, pa je željena snaga modula cijele FN elektrane 1 400 kWp.

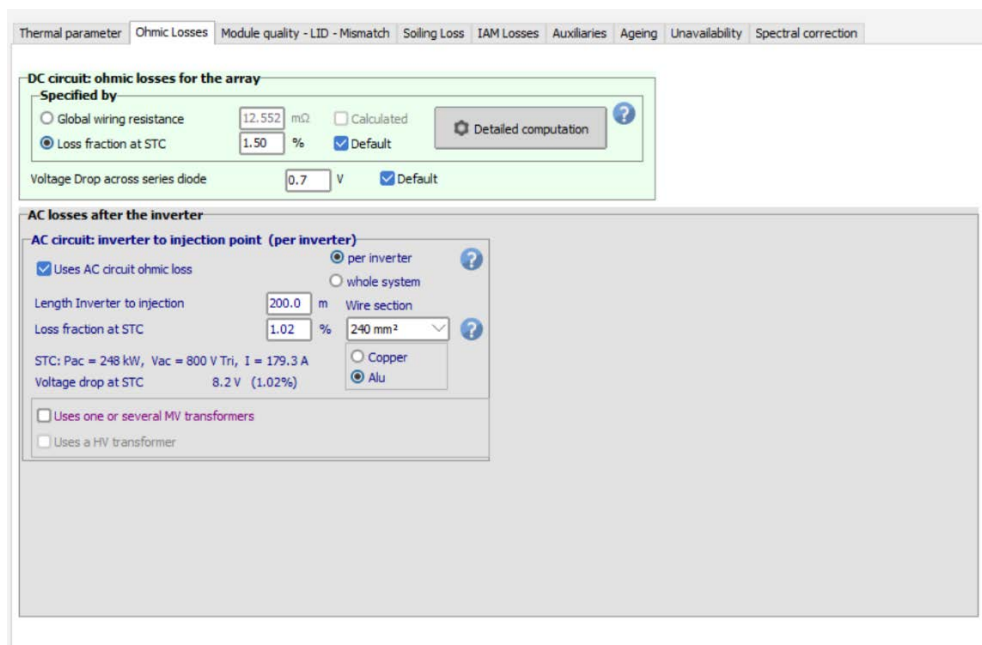
Na slici 9 prikazana su podešavanja degaradacije FN modula u softverskom paketu PV-syst.



Slika 9: Podešavanje degradacije FN modula

Bitno je napomenuti da rezultati simulacije u PV-syst-u daju rezultate za jednu godinu, ali to nisu rezultati za prvu godinu (godina kada FN moduli rade sa najboljim stepenom iskorištenja), već je simulacija podešena da rezultati budu dobijeni iz desete (slika 9) godine rada modula, kada već postoji zavidan nivo degradacije, pa se to uzima kao prosječna godina po proizvodnji za životni vijek FN modula [22].

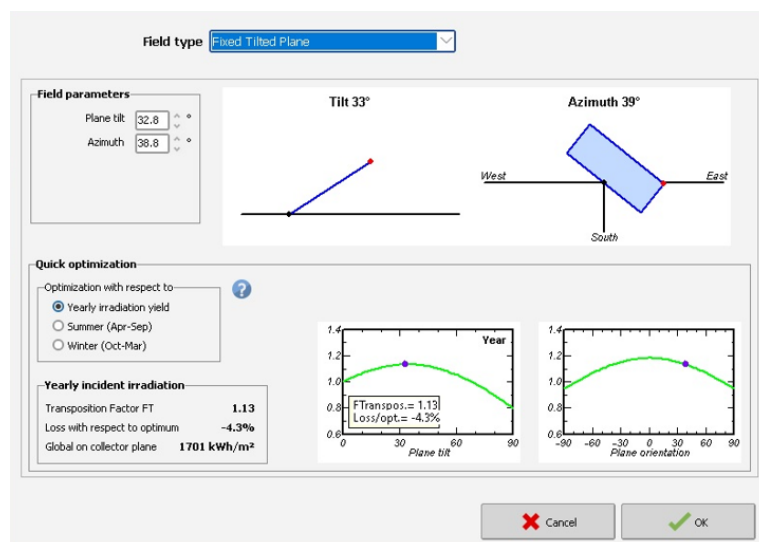
Na slici 9 prikazana su podešavanja gubitaka u softverskom paketu PV-syst.



Slika 10: Podešavanje gubitaka u PV-syst-u

Uzeti su u obzir svi gubici i na DC i na AC strani, odabran je aluminijumski kabal presjeka 240 mm² radi manjih gubitaka (slika 10), za prosječnu udaljenost invertora od trafostanice je uzeta vrijednost od 200 m.

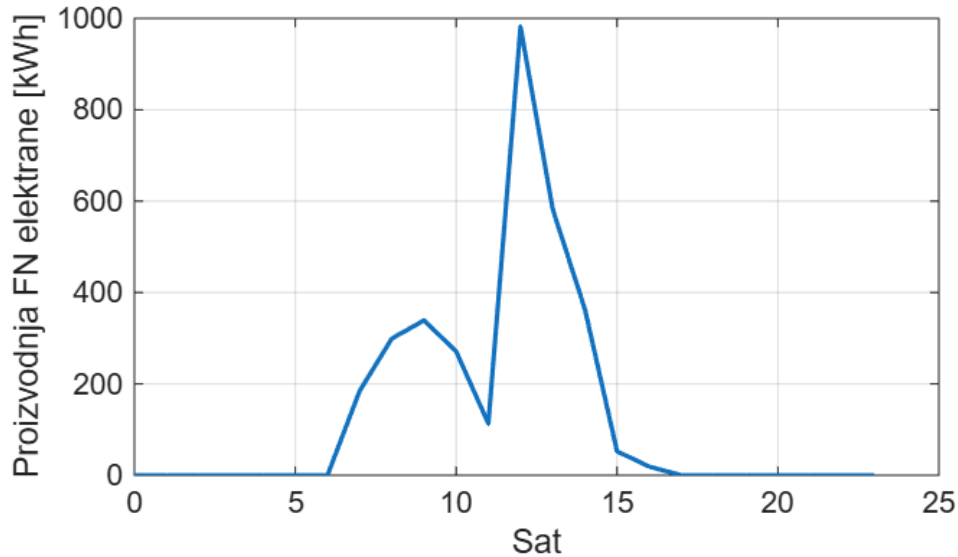
Na slici 10 prikazana su podešavanja orijentacije modula.



Slika 11: Podešavanje orijentacije modula

Moguće je podešavati orijentaciju modula po slobodnom izboru (slika 11) da bi se specifikacija mogla prilagoditi terenskim uslovima kao što je nagib. U konkretnom primjeru nagib FN modula je podešen na 33%, to je optimalan nagib modula za Crnu Goru za ravne površine, on se određuje na osnovu geografske širine lokacije. Azimut je u konkretnom slučaju podešen na 39° što znači da moduli nisu direktno orijentisani prema jugu, već ka jugozapadu 39°.

Na slici 12 je prikazana dnevna proizvodnja simulirane FN elektrane na slučajno odabrani dan.



Slika 12: Dnevna proizvodnja na slučajno odabrani dan

Za svaki dan u godini je dobijena proizvodnja za svaki sat u toku dana (slika 12), kasnije su ti rezultati eksportovani u excel radi dalje obrade podataka. Za slučaj da to nije potrebno dijagram je mogao da bude na godišnjem nivou za svaki dan.

Jednačine po kojima se dobija proizvodnja FN elektrane su:

$$P_{DC} = P_{STC} \cdot \frac{G(t)}{1000} \cdot [1 + \beta(T_c(t) - 25)] \quad (12)$$

$$E = \int_0^{8760h} P_{AC}(t) dt \quad (13)$$

$$P_{AC}(t) = P_{DC}(t) \cdot \mu_{inv} \quad (14)$$

Gdje su:

P_{STC} – snaga modula pri standardnim testnim uslovima (kWp)

$G(t)$ – globalna iradijacija na ravni modula u trenutku t ($\frac{W}{m^2}$)

β – temperaturni koeficijent snage ($\approx -0.3 \frac{\%}{^\circ C}$ do $-0.5 \frac{\%}{^\circ C}$)

$T_c(t)$ – temperatura modula u trenutku t ($^\circ C$)

μ_{inv} – efikasnost invertora (%)

3. Hibridni sistemi i tehnologija BESS sistema

3.1. Uvod u hibridne energetske sisteme

Usljed trenutnih trendova održivog razvoja i konstantnog rasta procenta varijabilnih OIE u energetsom miks u velikom izazovu za energetski sektor mogu da predstavljaju promjene i nepredvidivosti proizvodnje takvih izvora energije. Kao rješenje nameću se hibridni sistemi, oni predstavljaju kombinaciju dva ili više različitih izvora energije i/ili BESS sistema. Mogu uključivati FN elektrane, vjetroelektrane ili mHE zajedno sa BESS sistemima.

U kontekstu ovog istraživanja, sagledan je sistem koji se sastoji od FN elektrane, mHE i BESS sistema. Svaka od komponenti ima svoju ulogu u ukupnom hibridnom sistemu. mHE obezbjeđuje stabilnu baznu osnovu proizvodnje električne energije za sistem, dok je FN elektrana jako pogodna za paralelan rad sa mHE zbog različitog perioda rada na maksimalnoj snazi, u toku ljeta kada mHE ima jako malu proizvodnju ili čak približnu nuli. BESS sistem ima dvojaku funkciju u ovom sistemu, prvo obezbjeđuje skladištenje viška energije u periodima niskih tržišnih cijena i injektira je u mrežu za vrijeme vršne potrošnje, ali i omogućava maksimalno iskorištenje mrežnih kapaciteta.

Glavne prednosti ovakvih hibridnih sistema su maksimalno iskorštenje priključnih kapaciteta mreže, kao i maksimizacija iskoristivosti postojeće elektroenergetske infrastrukture, samim tim se povećava i ekonomska isplativost svih pojedinačnih komponenti hibridnog sistema.

Hibridni sistemi omogućavaju proizvođačima da smanje zavisnost od pojedinačnih izvora energije, umanje uticaj promjena na tržištu električne energije, pogotovo za FN elektrane čija je cijena proizvedene energije jako niska, kao i ostvarivanje prihoda kroz usluge balansiranja mreže.

3.2. Konfiguracija hibridnih sistema

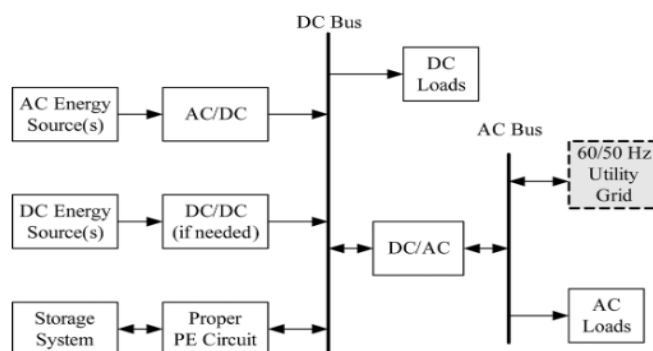
U praksi se koriste tri osnovne šeme za povezivanje BESS-a i konfiguracija hibridnih sistema:

DC-Coupled sistemi

AC-Coupled sistemi

Hybrid-Coupled sistemi

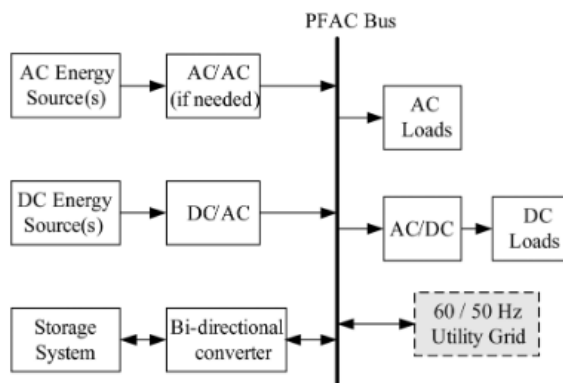
Na slici 13 prikazana je šema DC-coupled hibridnog sistema



Slika 13: Šematski prikaz DC-Coupled hibridnog sistema

U DC-coupled sistemima (slika 13) svi izvori energije povezani su na DC sabirnice, pojedini izvori kao što su FN moduli jer predstavljaju generatore jednosmjerne struje mogu biti direktno povezani na sabirnicu ako za to nije potrebna dodatna oprema, a može se koristiti i DC/DC konvertor za slučaj potrebe usklađivanja napona izvora i sabirnice. AC izvori kao što su u kontekstu ovog istraživanja hidroelektrane povezane su na sabirnicu AC/DC konvertorima. Ovakav pristup omogućava lako upravljanje BESS sistemom jer svi elementi dijele zajednički DC napon. Povezivanje i sinhronizacija sa mrežom vrši se putem invertora DC/AC. Prednosti ovakavog pristupa su jednostavnost sistema i lako upravljanje BESS-om, ali u slučaju kvara na invertoru dolazi do obustave isporuke električne energije cijelog sistema.

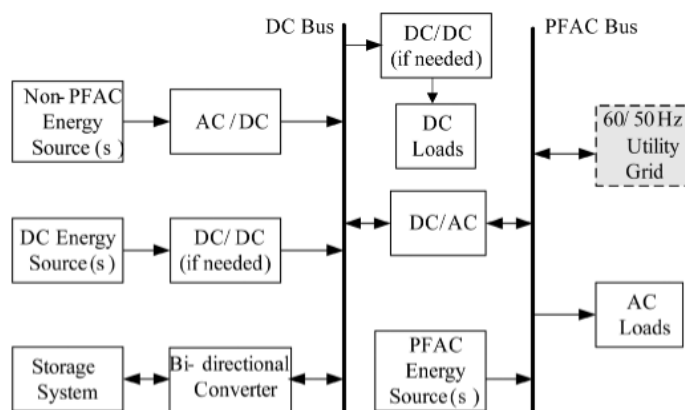
Na slici 14 prikazana je šema AC-Coupled hibridnog sistema.



Slika 14: Šematski prikaz AC-Coupled hibridnog sistema

U slučaju AC-Coupled hibridnog sistema BESS je povezan na AC sabirnicu preko sopstvenog invertora. Za slučaj potreba DC potrošnje potrebno je napraviti još jednu DC konverziju posle AC sabirnice, ovakvi sistemi su kompatibilni sa postojećim mrežama i jednostavniji za implementaciju u postrojenjima gdje je već prisutna AC infrastruktura. Nedostatak ovakve konfiguracije je u velikom broju pretvarača i konverzija iz AC u DC i obrnuto gdje se mogu javiti veći gubici.

Na slici 15 prikazana je šema Hybrid-Coupled hibridnog sistema



Slika 15: Šematski prikaz Hybrid-Coupled hibridnog sistema

U slučaju Hybrid-Coupled hibridnog sistema svaka pojedinačna komponenta može biti povezana na sebi odgovarajuću sabirnicu bez potreba za konverzijom i dodatnim gubicima. Samim tim smanjuju se neka infrastrukturna ulaganja i povećava se ukupna efikasnost sistema. Ipak, složenija koordinacija i upravljanje pretvaračima i BESS sistemom zahtijevaju naprednije algoritme kontrole i pouzdane komunikacione protokole.

Nije jasno definisano koja je od ovih konfiguracija hibridnih sistema najbolja, izbor se pravi na osnovu dominantnog distribuiranog izvora i već postojeće infrastrukture samog sistema [23] i [24].

3.3. Pregled tehnologija BESS sistema za skladištenje električne energije

Podjela tehnologija BESS sistema vrši se na osnovu hemijske tehnologije skladištenja električne energije, to jest na vrsti aktivnih materijala i elektrohemijskih procesa koji se koriste u BESS sistemima. Po ovom principu BESS sistemi se dijele na:

1. Litijum-jonske:

NMC/LMO – Litijum-nikl-mangan-kobalt / Litijum-mangan-oksidi

NCA – Litijum-nikl-kobalt-aluminijum

LFP – Litijum-gvožđe-fosfat

LTO – Litijum-titanijum-oksidi

Trenutno najčešće korišćena tehnologija u elektroenergetici, imaju veliki broj ciklusa, i veliku gustinu energije

2. Olovno-kisjelinske baterije

Flooded – klasične potpoljene olovne baterije

VRLA – Ventilski regulisane olovne baterije

Njihova prednost je niska cijena i dostupnost, ali imaju kratak životni vijek i malu gustinu energije

3. Baterije visokih temperatura

NaNiCl – Natrijum-nikl-hlorid

NaS – Natrijum-sumporne baterije

Imaju dug životni vijek i dobru efikasnost, ali zbog visokih temperatura na kojima rade zahtijevaju velike dodatne troškove i imaju visoku početnu ulaganja

4. Protočne baterije (flow batteries)

Vanadijumske baterije

ZBFB – Cink-bromid protočne baterije

Zn/Fe – Cink-gvožđe baterije

Imaju podesivu snagu i kapacitet koji ne zavise jedan od drugog i dug radni vijek, ali jako malu gustinu energije, imaju nisku efikasnost i visoku početnu cijenu ulaganja

5. Baterije na bazi nikla

NiCd – Nikl-kadmijum

NiMH – Nikl-metal hidridi

NiFe – Nikl-gvožđe

6. Gasni sistemi za skladištenje

Hidrogen

Metan

U tabeli 2 prikazane su bitne specifikacije različitih tipova tehnologija BESS sistema, jasno se vidi da je tehnologija litijum-jonskih BESS sistema dosta ispred ostalih. [25] – [28].

Tabela 2: Specifikacije različitih tehnologija BESS-a

Tehnologija	Gustina energije (<i>Wh/L</i>)	Broj ciklusa (cycles)	Efikasnost (%)	Dubina pražnjenja (%)
Litijum-jonske	200–800	3000–20000	85–98	80–100
Olovno-kisjelinske	50–100	500–3000	80–85	50–60
Visoke-temperature (NaS, NaNiCl)	150–300	1000–8000	80–85	100
Flow baterije	15–70	12000–14000	70–75	100

4. Metodologija i simulacija rada kombinovanog sistema: FN elektrana – hidroelektrana

4.1. Metodologija

Cilj istraživanja je indentifikovanje optimalne konfiguracije hibridnog sistema koji se sastoji od FN elektrane, mHE i BESS sistema za postizanje najveće ekonomske isplativosti i maksimizovanje priključnog kapaciteta. Integracijom sistema FN elektrane i BESS-a na mjestu priključenja mHE, omogućava se bolje planiranje prodaje električne energije, jer se smanjuje zavisnost zarade od trenutnih tržišnih cijena, što je ključno u tržišno orijentisanim elektroenergetskim sistemima. Ovaj rad istražuje kako kombinovani rad OIE može dodatno valorizovati proizvodnju na tržištu.

Da bi se postiglo sve navedeno potrebno je bilo povezati podatke o proizvodnji oba varijabilna izvora energije, za mHE su korišćeni stvarni podaci sa trafostanice mHE Jara i Babino Polje dok je za FN elektranu bilo potrebno napraviti simulaciju. Navedene podatke o proizvodnji bilo je potrebno uklopiti sa realnim podacima o tržišnim cijenama električne energije u toku cijelog dana za period od godinu dana. Tako da se istraživanje bazira na sledećim ključnim koracima:

1. Prikupljanje podataka – podaci o proizvodnji mHE za svaki sat u toku dana prikupljeni su sa trafostanica mHE Jara i MHE Babino Polje u Plavu (Crna Gora). Podaci o tržišnim cijenama električne energije koji su kasnije analizirani prikupljeni su sa sajta berze električne energije Crne Gore (BELEN).
2. Simulacija rada FN elektrane – u softveru PV-syst je napravljen model FN elektrane od 1.075 MW (radi kasnijih potreba skaliranja), u kojem su se koristili bifacijalni moduli visoke efikasnosti radi veće dnevne proizvodnje. Na osnovu simulacije dobijen je profil proizvodnje električne energije na dnevnom nivou. Ovi rezultati predstavljaju osnovu za dalje ekonomsko modelovanje.
3. Za procjenu finansijskih parametara investicija FN elektrane sa BESS sistemom izrađen je excel model koji se sastoji iz dva segmenta:
Prvi segment je računanje otkupne cijene električne energije u zavisnosti od toga koji je odnos kapaciteta BESS sistema i snage FN elektrane. Princip je da se prvo ustanovi u kojim su to satima otkupne cijene električne energije najniže i najviše, a nakon toga da se napravi simulacija najboljeg mogućeg proizvodnog profila hibridnog sistema: FN elektrana – BESS sistem za maksimizaciju dobiti i

izračuna prosječna otkupna cijena električne energije za taj odnos snage FN elektrane i kapaciteta BESS sistema. Najbolji proizvodni profil je onaj koji prati sate u kojima su otkupne cijene električne energije najniže i svu moguću proizvodnju FN elektrane u tim satima ubacuje u BESS sistem, a onda u satima vršne potrošnje tu energiju injektira u mrežu.

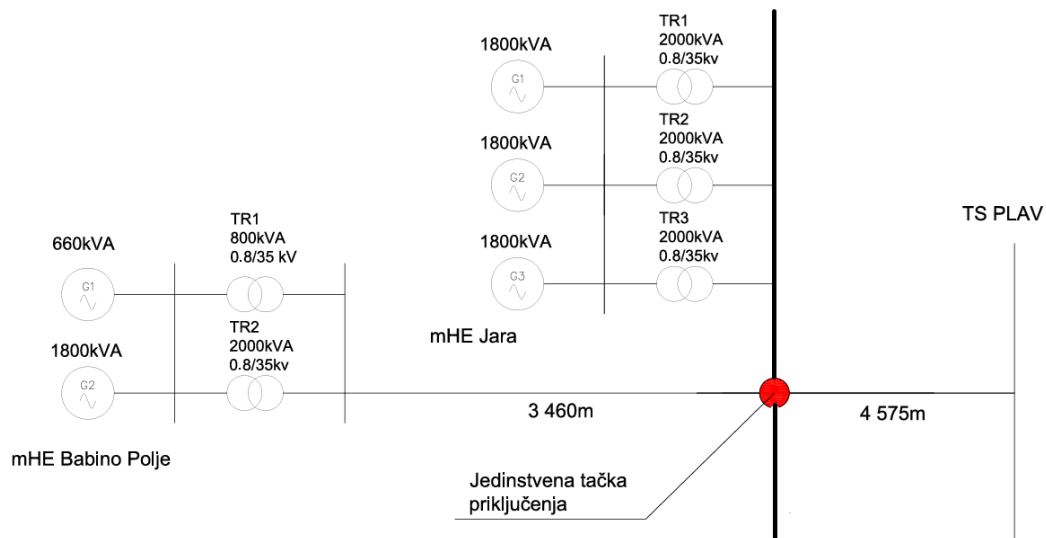
Drugi segment je finansijska analiza hibridnog sistema FN elektrane sa BESS-om kao i finansijska analiza samostalne FN elektrane. Napravljeno je više analiza za različite odnose snage FN elektrane i kapaciteta BESS sistema unutar kojih su korišćene otkupne cijene dobijene u prethodno opisanom modelu. Za najbolji odnos snage FN elektrane i kapaciteta BESS-a uzet je onaj koji pokazuje najbolje investicione parametre koji su opisani u narednom poglavlju.

4. Na osnovu rezultata simulacije u PV-systu i podataka sa tarfostanica mHE Jara i Babino Polje izrađen je alat u excelu koji omogućava unos tri parametra: Snaga FN elektrane, snaga mHE i priključni kapacitet, a kao rezultat daje potrebni kapacitet BESS sistema koji omogućava da sistem ne prekorači maksimalnu priključnu snagu. Model se koristi kao alat za nalaženje optimalnog odnosa između snaga FN elektrane sa BESS sistemom, i mHE ili priključnog ograničenja. Cilj je da se kapacitet BESS sistema dobijen kroz tehničko ograničenje poklopi sa optimalnim kapacitetom iz finansijske analize i na taj način dobije optimalna konfiguracija unutar hibridnog sistema. Na ovaj način biće ostvarena konfiguracija hibridnog sistema koji daje najkvalitetniji i najfleksibilniji proizvodni profil, koji će ostvariti maksimalnu iskoristivost priključnog kapaciteta i ostvariti najveću moguću dobit [29] i [30].

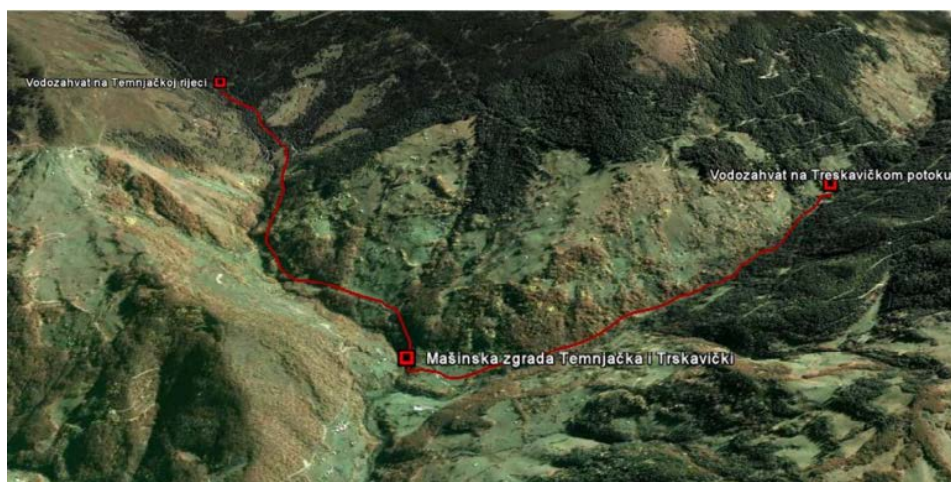
4.2. Opis postojeće mHE

Na mjestu priključenja sistema mHE Jara i Babino Polje planirana je integracija dodatnih izvora električne energije – FN elektrane i BESS sistema. Pomenute mHE su već izgrađene i priključene na elektrodistributivnu mrežu. mHE Jara ima vodozahvate na Treskavačkom potoku i Hidrskoj rijecij, dok mHE Babino Polje ima vodozhvate na rijeci Babino polje i Temanjačkoj rijeci. Ove mHE imaju ukupno pet (5) pelton turbina sa po pet (5) mlaznica, tri (3) u mHE Jara i dvije (2) u Babinom Polju. Instalirane su tri (3) generatora u mHE Jara pojedinačne nominalne snage od 1 800 kVA dok je u mHE Babno polje instalirana dva generatora nominalnih snaga 1 800 kVA i 660 kVA.

Ove mHE su priključene na TS Plav naponskog nivoa 35 kV i izdata snaga priključenja od strane CEDIS-a iznosi 6 781 kW. Ukupna dužina dalekovoda iznosi 8 035 m od čega je dužina dalekovoda između mHE Babino Polje i mHE Jara 3 460 m a od mHE Jara do TS Plav 4 575 m. Priključenje u mHE Jari vrši se preko 3 transformatora nominalne snage 2 MVA, dok su u Babinom Polju dva transformatora nominalnih snaga 0.8 MVA i 2 MVA. Ovakva topologija omogućava jedinstvenu tačku priključenja planiranog FN i BESS sistema, neposredno kod mHE Jara, i jednopolna sistema šema je prikazana na slici 16 dok je položaj sistema mHE Jara prikazan na slici 17.



Slika 16: Jednopolna šema priključenja sistema mHE Jara i Babino polje na TS Plav



Slika 17: Položaj sistema mHE Jara

Na slikama 16 i 17 su respektivno prikazane jednopolna šema priključenja sistema mHE Jara i Babino polje na TS Plav i položaj sistema mHE Jara sa označenim lokacijama vodozahvata na Treskavičkom potoku i Hridskoj rijeci. Na slikama 18 i 19 su prikazani mašinska zgrada i vodozahvat pomenutih mHE.



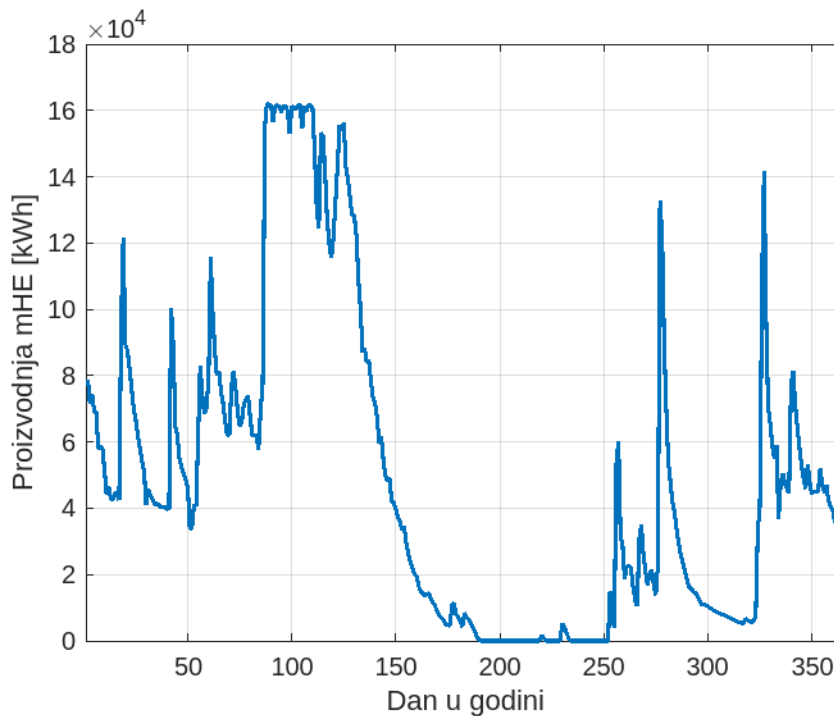
Slika 18: Mašinska zgrada mHE Jara



Slika 19: Vodozahvat mHE Babino Polje

4.3. Proizvodni profil postojeće mHE

Imajući u vidu da se ukupna proizvodnja električne energije od mHE Jara i mHE Babino Polje predaje u TS plav naponskog nivoa 35 kV, na slici 20 je prikazana godišnja proizvodnja ove dvije mHE.



Slika 20: Dnevna proizvodnja mHE Jara i Babino polje

Jasno je vidljivo da je najveći dio proizvodnje koncentrisan u proljećnim mjesecima, usljed otapanja snijega. U boljim hidrološkim godinama, proizvodnja u jesenjem periodu može biti slična proizvodnji u proljećnom periodu, zahvaljujući povećanim padavinama. Ukupna godišnja proizvodnja električne energije iznosi, na nivou prosječne godine, između 18 i 20 GWh.

S druge strane primjetan je izostanak proizvodnje tokom ljetnjih mjeseci, što jasno ukazuje na potrebu integracije FN elektrane u sistem, kako bi se dopunila praznina u proizvodnji u tom periodu. Pored toga, uvođenje BESS sistema omogućilo bi prevazilaženje problema prekomjerne proizvodnje u proljeće i jesen kada FN elektrana radi na visokom nivou, istovremeno sa maksimalnom proizvodnjom mHE, uz povećanje otkupne cijene električne energije proizvedene iz FN elektrane.

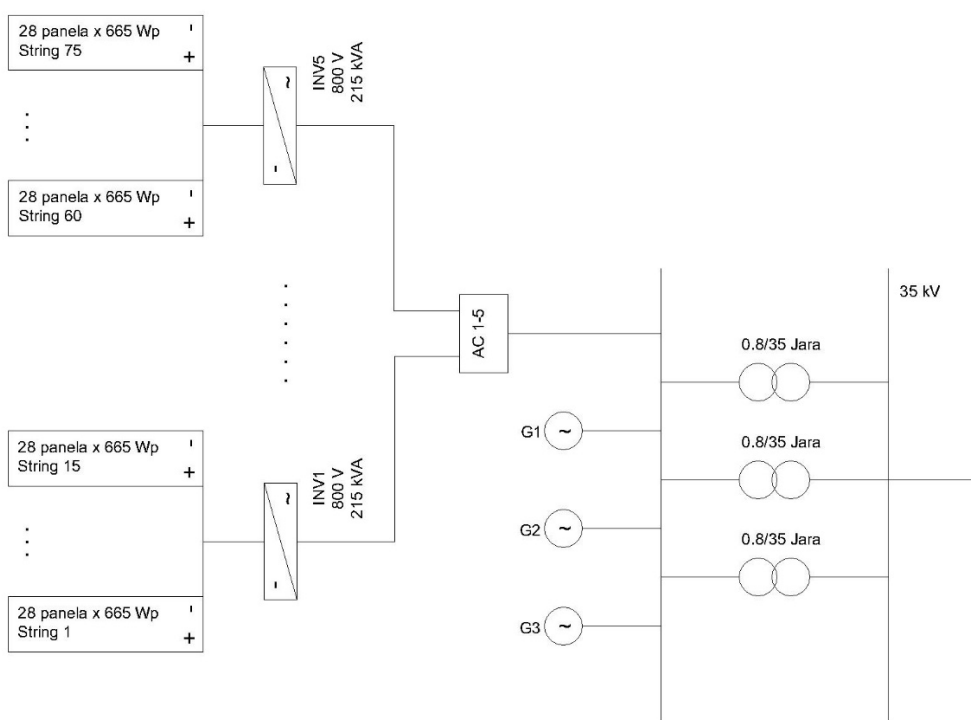
4.4. Lokacija i koncept integracije FN elektrane kao dopuna sistemu mHE

Za potrebe dopune proizvodnog profila postojećeg sistema mHE, odabrana je lokacija za izgradnju simulirane FN elektrane, udaljena oko 200 m od mašinske zgrade mHE Jara. Na slici 21 prikazan je izgled terena predviđenog za postavljanje FN elektrane, sa koordinatama $42^{\circ}36'28.0''N$ $19^{\circ}59'22.0''E$, na osnovu čega su definisani

orijentacija i nagib FN modula. U radu se razmatra da se FN elektrana priključuje na energetska mrežu u istu tačku kao i mHE Jara, i time se koristi postojeća energetska infrastruktura, čime se izbjegavaju dodatna ulaganja u novu opremu. Pojednostavljena šema FN elektrane prikazana je na slici 22.



Slika 21: Teren lokacije za pretpostavljenu FN elektranu



Slika 22: Jednopolna šema FN elektrane priključene na TS mHE Jara

Podaci o proizvodnji FN elektrane su dobijeni u softveru PV-syst za FN elektranu instalisane AC snage 1 075 kW, odnosno instalisane DC snage 1 400 kWp. Godišnja proizvodnja ovakve FN elektrane iznosi 1 800 MWh, a uvažavajući terenske uslove za FN elektranu (slika 21), FN moduli su nagnuti pod uglom od 33° , a orijentisani su 39° ka jugoistoku.

Prilikom simulacije rada razmatrane FN elektrane uzeti su obzir gubici u kablovima. Gubici u DC kablovima su procjenjeni na 1.5 % što se uzima kao očekivana vrijednost, dok je za gubitke na AC strani zadato da se računaju na osnovu presjeka aluminijskog kabla 240 mm^2 i prosječne udaljenosti od invertora do priključne tačke koja iznosi oko 200 m. Navedena vrijednost predstavlja udaljenost predmetne lokacije FN elektrane od mašinske zgrade mHE Jara.

U obzir je uzeta i degradacija proizvodnje FN modula usljed starenja, pa navedeni podaci o proizvodnji električne energije nisu dobijeni za prvu (najbolju godinu) već se odnose na prosječnu proizvodnju u toku životnog vijeka FN elektrane. Godišnji nivo degradacije je pretpostavljen da iznosi 0.4 % dok proizvođač FN modula garantuje degradaciju manju od 0.7 % [21] i [22]. U simulaciji rada FN elektrane korišćeni su FN moduli brenda Trina Solar nominalne snage 665 Wp i invertori brenda Huawei nominalne snage 215 kW.

Osnovne tehničke karakteristike FN modula i invertora su date u tabela 3 i 4.

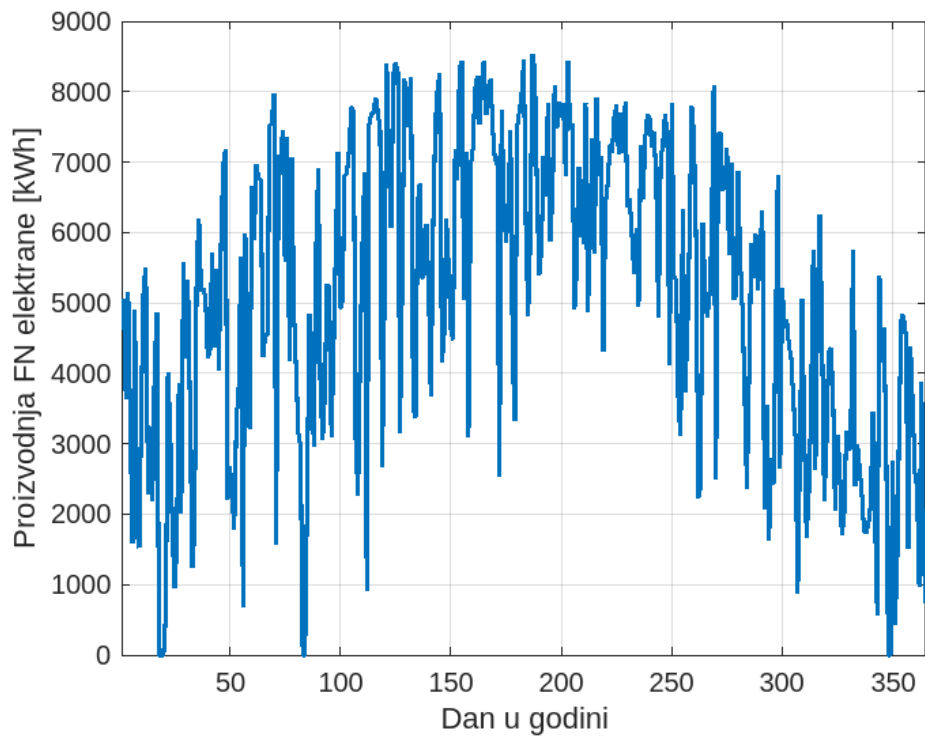
Tabela 3: Tehničke karakteristike FN modula „Trina Solar Vertex TSM-DEG21C.20“

Maksimalna snaga– Pmax (Wp)	640	645	650	655	660	665
Napon pri maksimalnoj snazi– Vmpp (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Struja pri maksimalnoj snazi – Impp (A)	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Napon praznog hoda – Vph (V)	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Struja kratkog spoja – Iks (A)	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Efikasnost modula η_m (%)	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

Tabela 4: Tehničke karakteristike invertora „Huawei SUN2000-200KTL-H2“

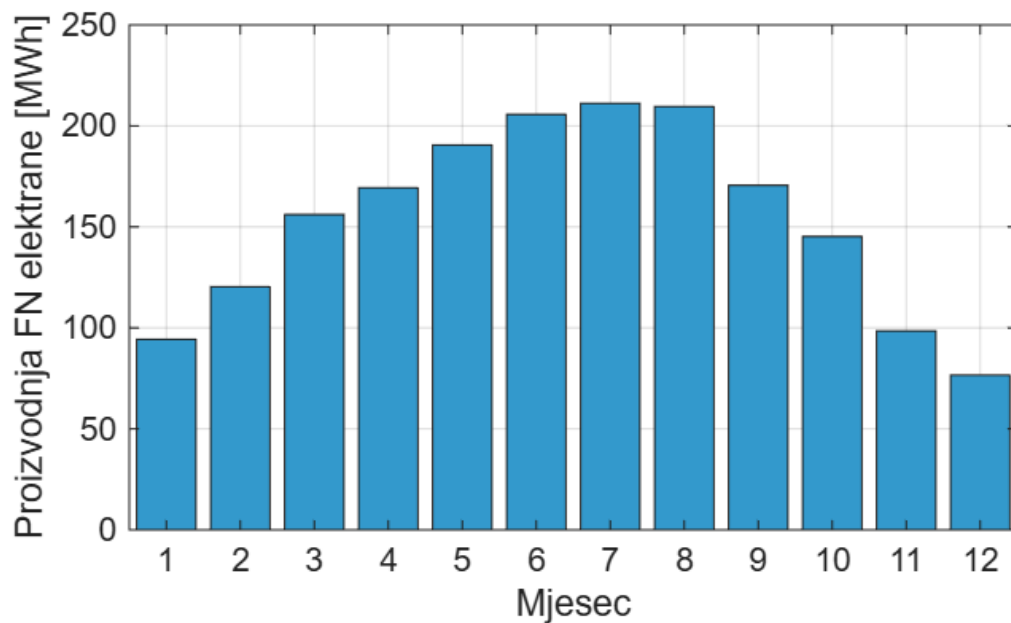
Ulaz	
Maksimalni ulazni napon	1 500 V
Maksimalna struja po MPPT-u	30 A
Maksimalna struja kratkog spoja po MPPT-u	50 A
Startni napon	550 V
MPPT opseg radnog napona	500 V ~ 1 500 V
Nominalni ulazni napon	1 080 V
Broj ulaza	18
Broj MPP Trakera	9
Izlaz	
Nominalna AC aktivna snaga	200,000 W
Maksimalna AC prividna snaga	215 kVA
Maksimalna AC aktivna snaga ($\cos\varphi=1$)	215 kW
Nominalni izlazni napon	800 V, 3W + PE
Naznačena AC frekvencija mreže	50 Hz / 60 Hz
Nominalna izlazna struja	144.4 A
Maksimalna izlazna struja	155.2 A

Na slici 23 je prikazana proizvodnja FN elektrane, a ukupna proizvodnja ovakve elektrane iznosi 1 800 MWh. Očekivano, najveća proizvodnja se javlja tokom ljetnjih mjeseci i može se uočiti da je najveća proizvodnja, prema softveru PV-syst, ostvarena 7. Jula u iznosu od 8 528 kWh.



Slika 23: Dnevna proizvodnja simulirane FN elektrane

Na slici 24 prikazana je proizvodnja simulirane FN elektrane za svaki mjesec u godini.

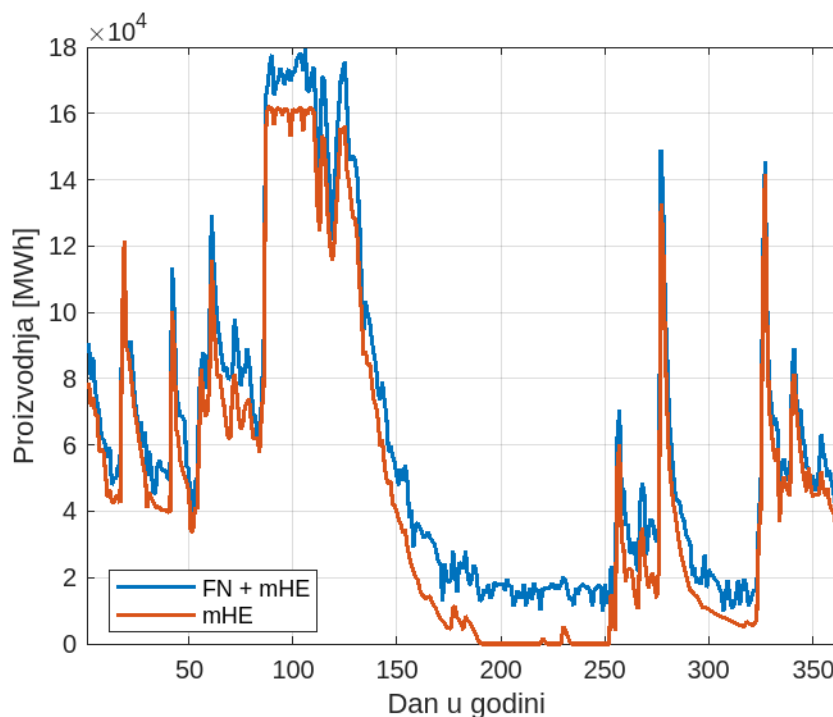


Slika 24: Mjesečna proizvodnja simulirane FN elektrane

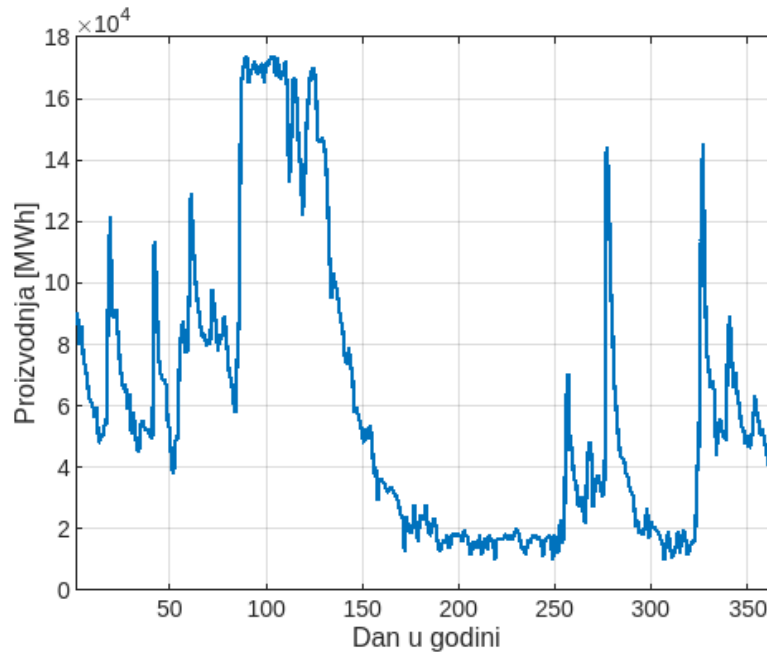
4.5. Paralelni rad i proizvodnja sistema mHE i FN elektrane

Zbog izražene sezonske razlike u proizvodnji, FN elektrana i mHE pokazuju visok stepen komplementarnosti, što ih čini pogodnim za paralelan rad u okviru zajedničkog priključka. Tokom ljetnjih mjeseci kada je proizvodnja mHE minimalna ili potpuno izostaje, FN elektrana ostvaruje maksimalne vrijednosti izlazne snage. S druge strane, u proljećnim i jesenjim mjesecima, kada mHE radi u optimalnim hidrološkim uslovima, doprinos FN elektrane je manji, ali i dalje značajan. Pa se zbog već pomenutih ograničenih hidroloških potencijala hidroelektrana, FN elektrane javljaju kao rešenje da se maksimizuje iskorištenje postojećih i budućih mrežnih kapaciteta uz uslov izmjene regulative kojim bi se omogućio navedeni način priključenja.

Za potrebe analize kombinovanog rada i proizvodnje mHE i FN elektrane, na slici 25 je prikazana godišnja proizvodnja ovakvog hibridnog sistema bez uvažavanja izdate priključne snage i sa snagom FN elektrane skalirane na 2 500 kW, a na slici 26 je prikazana izlazna proizvodnja sa uvažavanjem priključne snage koja iznosi 8000 kW.



Slika 25: Proizvodnja kombinovanog sistema bez mrežnih ograničenja



Slika 26: Proizvodnja kombinovanog sistema sa mrežnim ograničenjem

Na slici 25 prikazana je maksimalna izlazna proizvodnja kombinovanog sistema bez ograničenja priključnog kapaciteta i vidi se jasan napredak u proizvodnom profilu u odnosu na sliku 20. Jasno se vidi da u ljetnjem periodu, kada se mHE odlikuje malom proizvodnjom, FN elektrana značajno doprinosi ukupnoj proizvodnji. Uvođenjem mrežnog ograničenja od 8 000 kW (slika 26), dolazi do pojave viškova proizvodnje u proljećnim i jesenjim mjesecima, kada obje elektrane mogu raditi u punom kapacitetu.

Analizom rezultata utvrđeno je da u ovakvoj konfiguraciji dolazi do gubitka približno 5 % godišnje proizvodnje FN elektrane, usljed prekoračenja maksimalnog snage priključenja. U godinama sa povoljnijim hidrološkim uslovima, ovaj gubitak može biti i veći, potencijalno dostižući vrijednosti od 10 %.

Ovi rezultati ukazuju na potrebu za dodatnom optimizacijom konfiguracije sistema, bilo kroz promjenu odnosa snaga FN i mHE, bilo kroz integraciju BESS sistema, što će biti razmotreno u narednim poglavljima.

5. Finansijska analiza rada FN elektrane sa i bez BESS sistema za skladištenje električne energije

U tržišno orjentisanim elektroenergetskim sistemima proizvođači energije iz FN elektrana se susreću sa problemom niskih otkupnih cijena, obzirom da im je kompletna proizvodnja u vremenu niskih cijena to značajno utiče na prihode investitora i na njihove investicione odluke. Čak i u slučajevima da investitori uspiju da sklope ugovore o sigurnoj otkupnoj cijeni, to su često dosta niže cijene od prosječnih cijena na tržištu, a sve većim razvojem tehnologije FN elektrana javljaće se veći viškovi energije u dnevnim časovima a samim tim cijene mogu da budu sve niže.

Pored toga, u mnogim zemljama, uključujući i Crnu Goru, još uvijek ne postoje razvijene regulative koje podstiču ili nagrađuju fleksibilnost proizvodnje, kao što su premije za proizvodnju u vršnim terminima ili benefiti za učesnike sa sistemima za skladištenje energije. Zbog toga se postavlja pitanje kako povećati ekonomsku isplativost FN elektrane bez regulatorne podrške.

Upravo zbog svega navedenog dolazi do potreba za korištenjem BESS sistema. Energija se u toku niskih tržišnih cijena skladišti i plasira u mrežu u toku vršnih opterećenja. Na ovaj način ostvaruje se veća zarada za istu količinu proizvedene energije i smanjuje se zavisnost investitora od promjena cijena električne energije u tržišno orjentisanim sistemima.

Ipak bitno je ustanoviti koliko se povećeva isplativost investicije na ovaj način, kao i koji je to odnos kapaciteta BESS-a i snage FN elektrana pri kojima je finansijski peroformans investicije najveći.

5.1. Korišćeni ekonomski pokazatelji

Za procjenu i vrjednovanje projekata FN elektrana sa i bez BESS-a korišćeni su osnovni investicioni pokazatelji. Najveći fokus je na neto sadašnjoj vrijednosti (NPV u daljem tekstu). Osim NPV-a korišćeni su i interna stopa rentabilnosti (IRR u daljem tekstu), kao i vremenski period povrata investicije (payback period) kao dodatni finansijski parametri za evaluaciju investicije. Ipak nisu samo investicioni pokazatelji jedini koji se uzimaju u obzir za analizu najbolje konfiguracije hibridnog sistema.

Dobar parametar za kvalitativno određivanje investicije u obnovljive izvore energije je i nivelisani trošak energije (u daljem tekstu LCOE). Ipak ovaj parametar nije bio toliko

bitan za konkretnu analizu jer je bilo potrebno razmatrati i prihodnu stranu cijelog sistema.

Neto sadašnja vrijednost (NPV)

NPV predstavlja razliku između sadašnje vrijednosti svih novčanih tokova koje projekat generiše u toku svog životnog vijeka i inicijalnog investicionog troška. Bitno je imati u vidu da ovaj indikator prkazuje trenutnu vrijednost svih novčanih tokova za ukupan životni vijek investicije [31] (konkretno 25 do 30 godina za FN elektrane). Računa se po formuli:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 \quad (15)$$

Gdje su:

C_t – neto novčani tok za godinu t

r – diskontna stopa

n – životni vijek projekta

C_0 – potrebna ulaganja za investiciju

Diskontna stopa (r)

Za dobro razumijevanje formule potrebno je objasniti pojam diskontna stope. Diskontna stopa je faktor pomoću kojeg se budući novčani tok svodi na trenutnu vrijednost. Diskontna stopa se koristi da bi se uzela u obzir vrijednost novca kroz vrijeme, obzirom da novac sada ima veću vrijednost nego što će imati u budućnosti, zbog inflacije i raznih drugih faktora rizika koji se moraju uzeti u obzir kao i izgubljenih prilika za druga ulaganja. Nivo diskontne stope zavisi od dosta faktora, a za investicije u energetici za Crnu Goru uzima se diskontna stopa 8 %, dok je u nekim razvijenijim zemljama koje su sigurnije za ulaganje kao na primjer Italija 2.5 % [32]. Konkretno ako je diskontna stopa 8 % to znači da će ako je predviđeni novčani tok za narednu godinu 100 \$ to u trenutnoj vrijednosti biti 92.59 \$.

$$\frac{100}{(1 + 0.08)^1} = 92.59$$

Interna stopa rentabilnosti (IRR)

Diskontna stopa pri kojoj je $NPV = 0$ predstavlja internu stopu rentabilnosti [33]. Viša vrijednost IRR-a predstavlja atraktivniju investiciju. IRR se računa po formuli:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+IRR)^t} - C_0 \quad (16)$$

Ovo je nelinearna jednačina koja se ne može riješiti analitički, pa se koristi numeričko rješenje, najčešće Newton-Raphson metoda ili drugim iterativnim algoritmima koji su ugrađeni u excelu ili pytonu.

Period povrata investicije (Payback period)

Broj godina za koliko se novčani tokovi izjednače sa početnim ulaganjima predstavlja payback period. Iako ne uzima u obzir vremensku vrijednost novca dobar je parametar za procjenu atraktivnosti investicije.

Nivelisani trošak energije (LCOE)

LCOE predstavlja prosječnu cijenu troška proizvodnje jednog kWh u toku čitavog životnog vijeka elektrane izražava se u $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ [34], uključujući sve kapitalne i operativne troškove. Računa se po formuli:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (17)$$

Gdje je E_t ukupna količina energije proizvedena u godini t

Dok u ovom slučaju C_t predstavlja svu sumu troškova u godini t

5.2. Osnovni ulazni parametri za finansijsku analizu

Potrebno je definisati sve ulazne parametre koji utiču na proračun i analizu sistema. Ovi podaci predstavljaju osnovu za proračun novčanih tokova, prihoda i procjenu isplativosti različitih konfiguracija sa i bez BESS sistema.

Kapitalni troškovi (u daljem tekstu CAPEX) su jednokratni troškovi za izgradnju sistema, kod FN elektrana oni su i najveći dio potrebnih ulaganja [27].

CAPEX:

Oprema:

- FN moduli
- Invertori
- Konstrukcije za montažu modula
- BESS (uključujući potrebnu energetska elektroniku)
- EMS (Energy Management System) – sistem za upravljanje energijom, naročito važan za BESS
- Kablovi i razvodna oprema – DC i AC kablovi i uzemljenje
- Zaštitna i komunikaciona oprema – prenaponska zaštita, kontroleri, komunikacioni moduli
- Transformatorsko postrojenje

Instalacioni troškovi:

- Građevinski radovi
- Električne instalacije
- Trafostanica i priključenje na mrežu – montaža transformatorskog postrojenja
- Izgradnja priključne infrastrukture – na primjer dalekovod od trafostanice do tačke priključenja na mrežu

Projektovanje i dozvole:

- Izrada tehničke dokumentacije – elaborati, glavni projekat, projekat izvedenog stanja itd.
- Dozvole i saglasnosti
- Naknade

Ovo su najčešći kapitalni troškovi za izgradnju FN elektrane, ipak oni zavise od karakteristika samog projekta. Samim tim nisu ni svi u istoj mjeri uzeti u obzir u analizi, na primjer jedan od kapitalnih troškova mogao bi biti trošak kupovine zemljišta koji nije uzet u obzir, takođe treba uzeti u obzir i 5 % do 10 % ukupne investicije za nepredviđene troškove.

Operativni troškovi (OPEX) su godišnji ili periodični troškovi potrebni za nesmetan rad i održavanje sistema.

OPEX:

- Održavanje – Čišćenje FN modula, održavanje BESS-a i inverotra, monitoring sistema
- Zamjena invertora – invertore je potrebno zamijeniti jednom ili dva puta u toku životnog vijeka FN elektrane
- Godišnje kontrole nadležnih tijela i obnavljanje potrebnih licenci
- Osiguranje – polisa koja pokriva opremu od nepredviđenih okolnosti kao što su požari ili nešto slično
- Koncesiona naknada

Potrebno je napomenuti da je u analizi uzeta diskontna stopa 8 % kako je navedeno u prethodnom poglavlju, kao i nivo inflacije od 2 % godišnje. Model je napravljen da investitor sam finansira cijeli projekat iz sopstvenih sredstava, da bi se dobili najbolji uporedni rezultati za različite konfiguracije sistema.

Kada se svi troškovi uzmu u obzir i cijene modula brenda Trina Solar Vertex TSM-DEG21C.20 Bifacial Dual Glass Monocrystalline Module (665 W) i invertora Huawei SUN2000-215KTL-H0 Smart String Inverter za izgradnju jednog MWp FN elektrane bez BESS sistema potrebno je oko 550 000 €uključujući troškove priključenja, dok je za BESS kapacitet od 1 MWh potrebno oko 120 000 €

5.3. Komparativna finansijska analiza mHE sa FN elektranom i BESS sistemom

Uporedna analiza obuhvatila je finansijske parametre samostalne mHE i FN elektrane sa BESS sistemom. mHE instalisane snage 7 MW zahtijeva investiciju od 8 300 000 € i ostvaruje procijenjeni godišnji prihod od 1 476 624 € ako proizvedenu

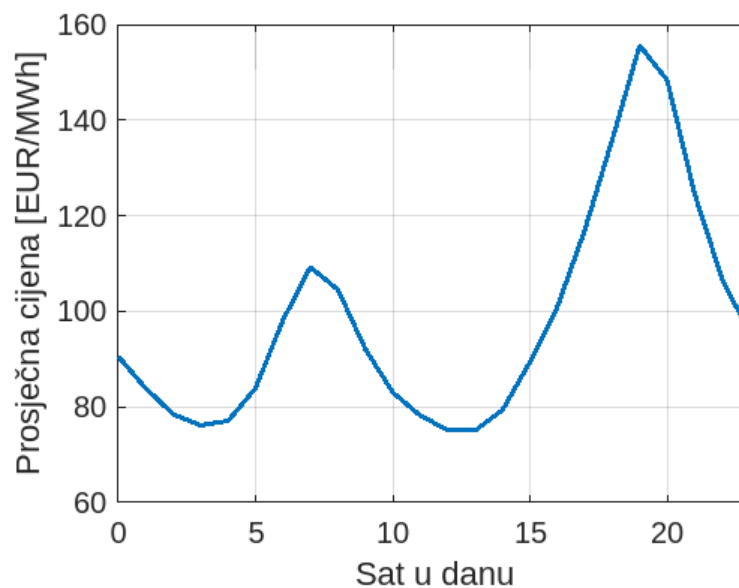
energiju prodaje na tržištu električne energije. Nasuprot tome, FN elektrana instalirane snage 10.75 MW sa BESS sistemom kapaciteta 32 MWh (odnos 1:3 koji je u narednim poglavljima dokazan kao najisplativiji) generiše godišnje prihode veće od 2 150 000 €, uz neto sadašnju vrijednost (NPV) od oko 10.2 miliona € i internu stopu rentabilnosti (IRR) od približno 18.5 %.

Iako mHE ima veći povrat na uložena sredstva, od investicije u samostalnu FN elektranu, dodavanjem pravilno dimenzionisanog BESS sistema FN elektrani dobijaju se bolji investicioni parametri hibridnog sistema od mHE, u slučaju da mHE nema već određenu tržišnu premiju. Ipak mHE se odlikuje stabilnom proizvodnjom, pa samim tim često ima zagarantovanu otkupnu cijenu električne energije koja je veća od tržišne, kao i dugim vijekom eksploatacije (često preko 50 godina) [6]. Takođe, komponente ovog sistema imaju znatno kraći životni vijek – oko 30 godina za FN module i približno 10 do 15 godina za BESS – što znači da je potrebna ranija zamjena opreme tokom životnog ciklusa FN elektrane i BESS sistema [27].

5.4. Proračun prosječne cijene električne energije za FN i hibridne sisteme

Osim maksimizacije iskorištenja priključnog kapaciteta cilj ovog rada je da se nađe optimalni odnos snage FN elektrane i kapaciteta BESS-a za maksimizaciju profitabilnosti sistema. Ideja se sastoji u prebacivanju proizvodnje FN elektrana iz popodnevnih časova u sate vršne potrošnje sa najvećim otkupnim cijenama električne energije. Na taj način se smanjuje zavisnost investitora od promjena na tržištu električne energije. Da bi se odredio doprinos BESS sistema otkupnoj cijeni električne energije iz FN elektrane bilo je potrebno analizirati cijene sa satnog day ahead tržišta u Crnoj Gori.

Sa slike 27 jasno se vidi da period najnižih tržišnih cijena električne energije kreće od 10 h, dok period najviših cijena kreće od 19 h sa prosječnom tržišnom cijenom od čak $155.6 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. U periodu od 10 h do 14 h prosjek je ispod $80 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ što predstavlja više nego duplu razliku u otkupnoj cijeni.



Slika 27: Prosječna cijena električne energije na BELEN-u za svaki sat u toku dana

Da bi se odredila realna tržišna vrijednost električne energije proizvedene iz FN elektrane iz simulacije iz PV-syst-a uzete su satne vrijednosti proizvodnje FN elektrane i satne vrijednosti cijena električne energije sa berze BELEN za cijelu godinu.

Obzirom da je uzeta instalisana snaga od 1.075 MW PV-syst je dao satne podatke koji se odmah mogu uparivati sa odgovarajućim tržišnim cijenama za svaki sat. Na osnovu dobijene satne proizvodnje modelovane FN elektrane i satnih podataka sa day ahead tržišta električne energije, lako je dobiti prihode FN elektrane u svakom satu u toku godine, a samim tim i ukupne godišnje prihode. Da bi se dobila ukupna prosječna cijena električne energije dobijene iz FN elektrane ukupan prihod se podijeli sa ukupnom godišnjom proizvodnjom i ona iznosi $82 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$.

BESS omogućava povećanje tržišne vrijednosti proizvedene električne energije kroz pomjeranje vremena isporuke iz sati niskih tržišnih cijena u sate vršne potrošnje. Korišćena je jednostavna metodologija koja simulira ovu funkcionalnost, bez tehničke kompleksnosti upravljanja BESS sistemom.

Prvo je izvršeno rangiranje sati sa najmanjim i najvišim tržišnim cijenama. Ispostavlja se da su najniže tržišne cijene od 10 sati, pa se od tog trenutka kreće sa punjenjem BESS sistema. Dok prežnjenje BESS-a kreće od 19 časova.

Na ovaj način se formira novi raspored prodaje energije, koji ne prati trenutnu proizvodnju već optimizovani raspored zasnovan na tržišnim cijenama.

5.4.1. Excel model i analiza cijena električne energije sa različitim kapacitetima BESS-a

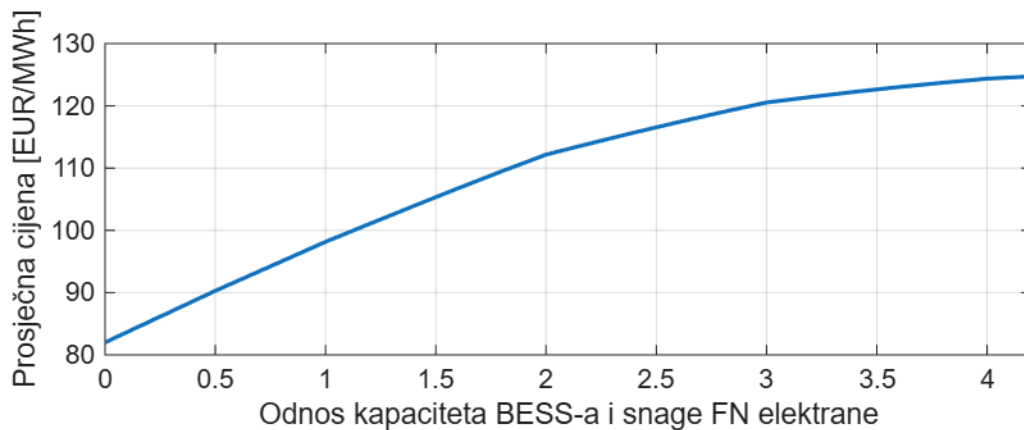
Ovo poglavlje daje tehnički opis modela koji simulira uticaj promjene kapaciteta BESS-a u odnosu na snagu FN elektrane na otkupnu cijenu proizvedene električne energije. Model je izrađen u excelu i omogućava analizu različitih odnosa snage FN elektrane i kapaciteta BESS sistema. Model obuhvata svih 8 760 sati tokom godine, uz odgovarajuće vrijednosti proizvodnje FN elektrane i tržišne cijene električne energije za svaki sat.

S obzirom na to da PV-syst daje rezultate proizvodnje u kilovatima (kW), a da su tržišne cijene električne energije izražene po jedinici energije u $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$, u modelu se prvo vrši konverzija simulirane proizvodnje u megavat-časove MWh radi usklađivanja ulaznih podataka.

Model je interaktivan i predviđa mogućnost unosa željenog odnosa kapaciteta BESS-a i snage FN elektrane, za koji se potom proračunava nova prosječna otkupna cijena električne energije. Takođe se za svaki sat iterativno računa stanje napunjenosti BESS sistema na osnovu prethodnog stanja, raspoložive proizvodnje i definisanih uslova punjenja/praznjenja.

BESS sistem se puni tokom sati niskih cijena (u ovom modelu identifikovani period počinje od oko 10 časova), a energija se iz njega isporučuje u mrežu tokom perioda vršne potrošnje kada su cijene najviše (od 19 h). Model pri tome provjerava za svaki sat da li su ispunjeni uslovi za punjenje ili praznjenje BESS sistema, čime se simulira prebacivanje energije u period vršne potražnje. Važno je naglasiti da model ograničava nivo napunjenosti BESS sistema između 0 i njegovog maksimalnog kapaciteta, tako da BESS sistem nikada nije prepunjen niti potpuno ispražnjen ispod dozvoljenog minimuma. Ovakav pristup omogućava realističnu simulaciju rada BESS-a i kvantifikaciju efekta različitih kapaciteta BESS sistema na prosječnu cijenu električne energije u hibridnom sistemu.

Rezultati ovog modela najbolje su prikazani dijagramom zavisnosti tržišnih cijena električne energije od odnosa kapaciteta BESS sistema i snage FN elektrane što je prikazano na slici 28.



Slika 28: Prosječne cijene električne energije sa BESS-om

Sa slike 28 je jasno da se pri manjim kapacitetima BESS sistema cijena električne energije naglo mijenja, kasnije većim povećavanjima kapaciteta BESS sistema te razlike u otkupnoj cijeni se smanjuju. U jednom trenutku postaje neisplativo povećavati kapacitet BESS-a, osim ako BESS sistem ne služi za dodatne tehničke svrhe, poput regulacije mreže, podrške rezervama, ili obezbjeđivanje napajanja u slučaju prekida u isporuci električne energije. Ipak analiza poboljšanja tehničkih aspekata nije tema ovog istraživanja, koje se fokusira na postizanje optimalnih parametara sistema za maksimizaciju finansijske dobiti.

5.5. Finansijska analiza FN elektrane i hibridnog sistema sa BESS sistemom

Ovo poglavlje je centralni dio ovog master rada, biće prikazana finansijska analiza i njeni rezultati za FN elektranu kao i za hibridni sistem FN elektrane i BESS sistema. Biće određen idealni odnos snage FN elektrane i kapaciteta BESS-a po osnovu ekonomskih parametara, a kriterijumska funkcija je maksimiziranje profita vlasnika ovog hibridnog sistema. Tako da će rezultati biti prikazani kao funkcije neto sadašnje vrijednosti i interne stope rentabilnosti, u zavisnosti od odnosa kapaciteta BESS sistema i snage FN elektrane.

Finansijski model je napravljen da bude fleksibilan i da se ulazni parametri mogu lako mijenjati i podešavati. Ulazni investicioni i finansijski parametri su:

- Godina početka projektovanja
- Učešće kapitala investitora
- Porez na dobit
- Stopa PDV-a

- Stopa inflacije
- Podaci vezani za kredit u slučaju da ga ima (kamatna stopa, grace period period otplate itd.)
- Karbon krediti i zeleni sertifikati za slučaj da je potrebno uključiti ih u razmatranje
- Minimalna rezerva novca na kraju godine
- Zarade zaposlenih i broj zaposlenih na održavanju
- Administrativni troškovi (procenat od troškova radne snage)
- Osiguranje
- Kapitalni troškovi
- Troškovi održavanja kapitalnih troškova
- Troškovi održavanja

Bitno je još jednom naglasiti da kreditiranje i prihodi od zelenih sertifikata nisu uzeti u obzir radi dobijanja čistijih i realnijih investicionih parametara.

Osim ulaznih investicionih i finansijskih parametara potrebno je unijeti i tehničke parametre sistema:

- Instalirani kapacitet
- Nivo sopstvene potrošnje i gubici na mreži u procentima
- Broj godina potreban za izradu projekta i dobijanje dozvola
- Broj godina potreban za izgradnju projekta
- Životni vijek investicije
- Prosječna otkupna cijena električne energije
- Godine između remonta

Na osnovu unijetih tehničkih i investicionih parametara dobijaju se izlazni parametri, u vidu cash flowa i takozvanog „vodopada“ troškova, konkretne količine operativnih troškova, taksu i poreza, kao i najbitniji rezultati u vidu neto sadašnje vrijednosti i interne stope rentabilnosti investicije.

5.5.1. Finansijska analiza FN elektrane

Ovaj pristup može pomoći investitorima da donose kvalitetnije investicione odluke na osnovu prilagođavanja konfiguracija hibridnih sistema u cilju maksimizacije dobiti i povećanja sigurnosti investicije. U ovom poglavlju su predstavljeni konkretni ulazni parametri za finansijsku analizu investicije u FN elektranu kao i rezultati te analize.

Ulazni parametri su:

- Godina početka projektovanja – 2025.
- Učešće kapitala investitora – 100% radi dobijanja boljih uporednih parametara za različite konfiguracije hibridnog sistema
- Porez na dobit – 15 % po važećem zakonu u Crnoj Gori
- Stopa PDV-a – 21 % po važećem zakonu u Crnoj Gori
- Stopa inflacije – 2 %
- Podaci vezani za kreditiranje projekta su zanemareni s obzirom da se radi o finansiranju iz sopstvenog budžeta investitora
- Karbon krediti i zeleni sertifikati nisu uzeti u obzir takođe da bi se dobijali bolji i realniji uporedni parametri
- Instalirani kapacitet – 10.75 MW
- Sopstvena potrošnja – 0.1 %
- Gubici u mreži – 2 % mogli bi na nekim lokacijama biti i manji
- Broj godina potrebnih za izradu projekta – 1 godina
- Prosječna otkupna cijena električne energije – $82 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$
- Životni vijek investicije – 30 godina
- Prosječne zarade zaposlenih – 11 000 € godišnje
- Broj zaposlenih – 4
- Administrativni troškovi – 20 % od ukupnih troškova radne snage
- Godine između remonta – u konkretnom slučaju je uzeto 10 godina ali bi moglo biti i 15 u zavisnosti od kvaliteta invertora
- Osiguranje – 0.5 % od ukupnih kapitalnih troškova
- Troškovi održavanja – 0.5 € po proizvedenom MWh električne energije
- Minimalna rezerva novca na kraju godine – 10 000 €
- CAPEX – 7 500 000 €
- Troškovi održavanja CAPEX-a – 37 500 €

Nakon svih ulaznih parametara potrebno je objasniti „vodopad“ novčanih tokova za ovaj tip investicije. Vodopad novčanih tokova prikazuje kako se u svakom koraku projekta raspoređuju ti novčani tokovi – od prihoda, preko pokriva troškova (operativni troškovi, kapitalni troškovi, amortizacija), do poreza i neto dobiti, čime se dobija jasan pregled finansijske održivosti investicije.

Jedini vid prihoda u analiziranoj investiciji je od prodaje električne energije, nisu uzeti u obzir nikakve prodaje CO₂ ili zelenih sertifikata ili garancija porijekla. Za 18 GWh uzeti su u obzir gubici na mreži 2 % i sopstvena potrošnja 0.1 % od proizvedene energije, posle njih za prodaju je ostalo 17.6 GWh. Degradacija FN modula nije uzeta u obzir zato što je već uračunata u simulaciji u PV-syst-u i radi se sa podacima o prosječnoj proizvodnji FN elektrane za cio njen životni vijek.

Godišnji troškovi osiguranja u prvoj godini rada elektrane su 200 000 €

Kada se svi operativni troškovi saberu ispada da su u prvoj godini rada 117 000 € od čega je 108 000 € fiksnih i 9 000 € varijabilnih troškova. Takođe postoji i trošak održavanja CAPEX-a od 39 000 € (da bi se rasporedili troškovi remonta na više godina) u prvoj godini proizvodnje na koji se dodaje godišnja stopa inflacije.

Kada se od ukupnog gošnjeg prihoda koji je dobijen striktno od prodaje električne energije koji za prvu godinu konkretno iznosi 1 467 000 € (oni se dobijaju kao suma prihoda od prodaje električne energije CO₂ kredita i zelenih sertifikata koji su u ovom slučaju zanemareni) oduzmu operativni troškovi (troškovi održavanja, troškovi radne snage, administrativni troškovi i troškovi osiguranja) dobija se EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization) koja je konkretno u ovom slučaju 1 350 000 €

Porezi se ne računaju na ovu vrijednost, prije poreza od EBITDA-e se oduzima vrijednost troškova amortizacije. Amortizacija predstavlja proces raspodjele troška kapitalne opreme ili investicije tokom njenog predviđenog životnog vijeka. U kontekstu FN elektrana i BESS sistema, amortizacija se koristi kako bi se izbjeglo da se cjelokupan trošak opreme prikaže u jednoj godini, već se ravnomjerno raspodjeljuje na sve godine korišćenja sistema.

Nakon umanjanja novčanog toka za vrijednost amortizacije (u konkretnom slučaju FN elektrane bez BESS sistema amortizacija je 250 000 €) dobija se EBIT (Earnings Before Interest, Taxes) i ona iznosi 1 100 000 €

Od EBIT-e se oduzima vrijednost glavnice i kamate kredita ali obzirom da je u pitanju investicioni plan bez kredita vrijednost EBT (earnings before taxes) i EBIT su jednake. Pa se porez na dobit računa na ovu konkretnu vrijednost. Iznosi 15 % i kada se oduzme vrijednost poreza na prihod dobija se neto prihod konkretno za prvu godinu rada 935 000 €

Nakon oporezivanja u novčani tok se ponovo ubraja vrijednost amortizacije, pa za dalje operativne aktivnosti ostaje nešto više od 1 190 000 € od te vrijednosti se oduzima trošak održavanja kapitalnih troškova u vrijednosti od 39 000 € kao i finansiranje PDV-a od 2 000 € i novčana rezerva na kraju godine od 10 000 €. Konačno nakon svih troškova na kraju godine ostaje neto novčani tok vlasnika u vrijednosti od 1 148 000 €

Tako se na kraju prve godine dobija neto novčani tok u vrijednosti od 1 148 000 € koji je kasnije iz godine u godinu veći zbog uračunate inflacije. Na osnovu njega se računaju IRR i NPV preko ugrađenih formula u excelu za period od 30 godina. Za ovaj konkretni slučaj IRR iznosi 16.50 % a NPV 6 074 000 € uz povrat investicije od 8 godina. Što su sasvim zadovoljavajući investicioni parametri koji su i očekivani za ulaganje u FN elektrane.

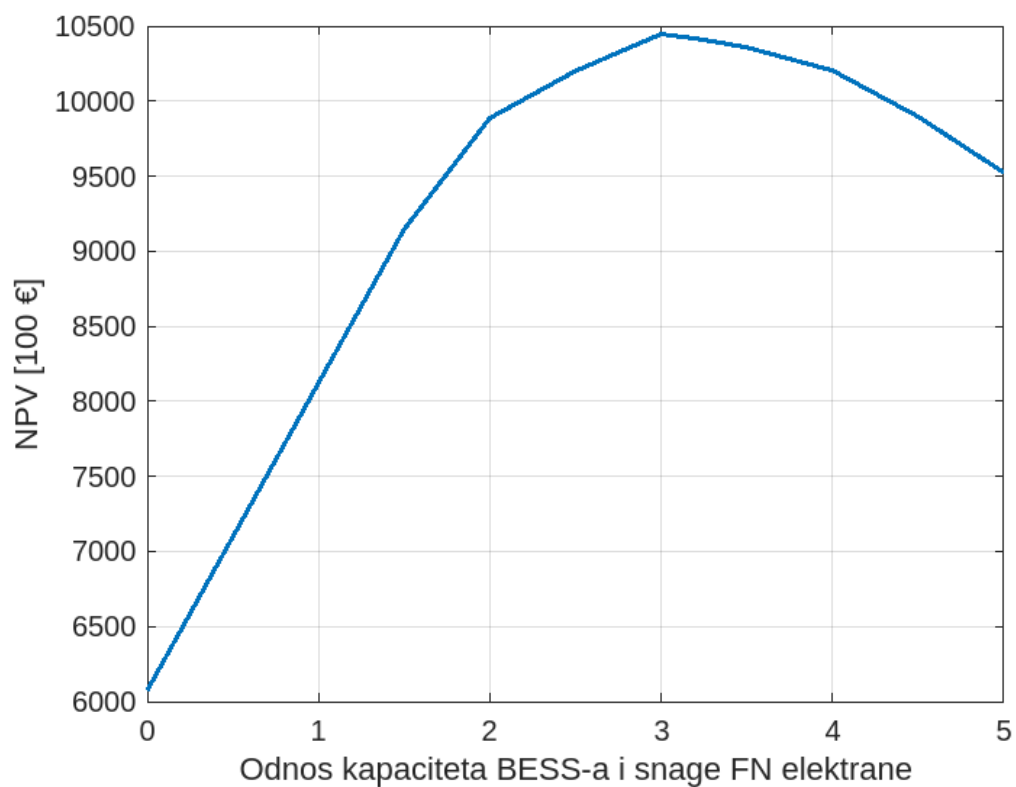
Terminalne vrijednosti (cijena uklanjanja opreme sa lokacije FN elektrane) nije uzeta u obzir jer se računa da je vrijednost opreme koja se može prodati ili reciklirati jednaka troškovima uklanjanja te opreme sa lokacije FN elektrane.

5.5.2. Fiansijska analiza različitih konfiguracija hibridnih sistema FN elektrana – BESS

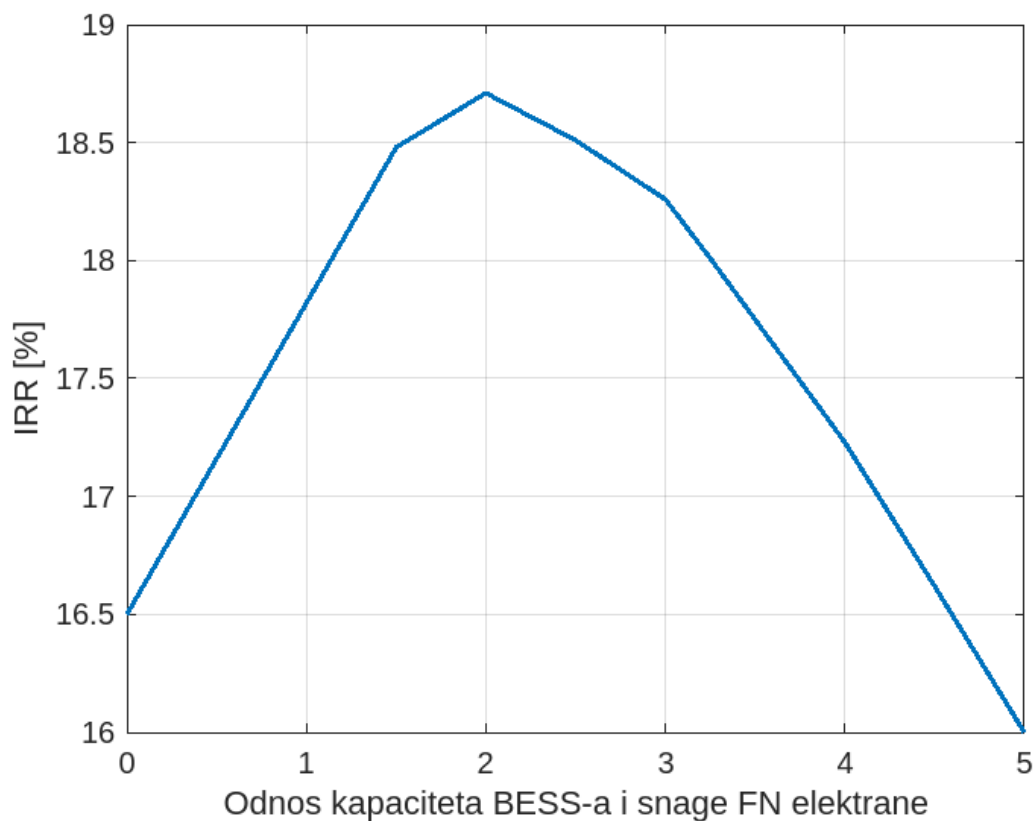
Po istom principu i istom modelu analizirane su različite konfiguracije hibridnih sistema FN elektrane i BESS sistema, sa izmjenama u kapitalnim troškovima (u vrijednosti cijena BESS sistema) i pojedinim stavkama u operativnim troškovima (skuplje održavanje i svi troškovi koji se računaju procentualno u odnosu na novčanu veličinu investicije), izmjenom u prihodnoj strani u vidu promjene prosječne otkupne cijene električne energije, i sa gubicima od 5 % zbog takozvanog round-trip efficiency-a koji predstavlja gubitke zbog unutrašnjeg otpora BESS-a, hlađenja BESS-a, kao i potencijalni dodatni gubici pri dodatnoj konverziji iz AC u DC ako je tako projektovan sistem. Ipak ovi gubici zavise od proizvođača do proizvođača i projekta do projekta pa bi ih trebalo uzeti u obzir tek nakon odrađene analize uz konsultacije sa proizvođačem opreme.

Za svaku konfiguraciju hibridnog sistema računaju se nova neto sadašnja vrijednost i interna stopa rentabilnosti investicije. Obzirom da je kriterijumska funkcija maksimizacija profita, najbitniji pokazatelj je NPV dok je što se tiče IRR-a bitno samo da je veća od početne za sistem bez BESS sistema.

Na slikama 29 i 30 prikazani su repektivno NPV i IRR u zavisnosti od odnosa kapaciteta BESS-a i snage FN elektrane.



Slika 29: NPV u zavisnosti od odnosa kapaciteta BESS-a i snage FN elektrane



Slika 30: IRR u zavisnosti od odnosa kapaciteta BESS-a i snage FN elektrane

Na osnovu dobijenih investicionih parametara prikazanim na slikama 29 i 30 može se zaključiti da sistem daje najbolje performanse pri odnosu 1:3 (snaga FN elektrane : kapacitet BESS-a), gdje se ostvaruje najveća neto sadašnja vrijednost investicije. Takođe performanse sistema ne pokazuju značajan pad ni uz blago povećanje odnosa do 1:3,15. Svako dalje povećanje kapaciteta BESS sistema smanjuje vrijednosti finansijskih indikatora hibridnog sistema i postaje kontraproduktivno što se tiče same ekonomske isplativosti. Za slučaj da se želi dati podrška elektroenergetskom sistemu ovaj odnos se može povećavati i do 3.8 [35].

Ovi rezultati su dobijeni na osnovu cijena dobijenih sa Crnogorskog tržišta električne energije - BELEN-a i vide se znatna poboljšanja za slučaj hibridnog sistema u odnosu na samostalnu FN elektranu. Da su korišćene cijene i podaci sa Italijanske ili Mađarske (HUPX) berze gdje postoji znatno veći procenat FN proizvodnje, razlika između rezultata koji daju samostalno FN elektranu i hibridni sistem sa BESS-om bi bila još veća (što nije poenta ovog istraživanja), ali se razlika u rezultatima između različitih konfiguracija BESS-a ne bi puno mijenjala obzirom da je glavna razlika između Crnogorskog i stranih razvijenijih tržišta, niža otkupna cijena u dnevnim periodima

upravo zbog velike količine FN proizvodnje, koja još uvijek nije prisutna u Crnoj Gori. Upravo iz tih razloga u nekim od zemalja Evropske unije kreću da uvide zakone o obaveznoj integraciji BESS-a u FN elektrane.

U tabeli 5 prikazane su vrijednosti IRR-a i NPV-a za različite odnose kapaciteta BESS sistema i snage FN elektrane.

Tabela 5: Vrijednosti IRR-a i NPV-a za različite odnose kapaciteta BESS-a i snage FN elektrane

Odnos	0	1.5	2	2.5	3	3.15
IRR (%)	16.5	18.48	18.71	18.51	18.26	18.11
NPV (1000€)	6 074	9 147	9 887	10 201	10 447	10 424
Odnos	3.2	3.25	3.5	4	4.5	5
IRR (%)	18.06	18.01	17.75	17.23	16.62	16
NPV (1000€)	10 417	10 408	10 358	10 204	9 897	9 524

Iz tabele 5 jasno se vidi da je NPV najveći pri kapacitetu BESS-a ekvivalentnom tri sata rada FN elektrane na nominalnoj snazi. Nakon toga vrijednosti NPV-a počinju postepeno da opadaju, a zatim sve brže kako se više kako se kapacitet BESS sistema dodatno povećava.

Kod IRR-a je situacija nešto drugačija, najveća vrijednost se postiže pri odnosu 2:1, nakon čega se uz dalje povećanje odnosa vrijednost blago smanjuje. Dok pri većim odnosima vrijednost IRR-a kreće sve brže da opada dok na odnosu 5:1 ne padne ispod vrijednosti karakteristične za investiciju u FN elektranu bez BESS-a.

Ovi rezultati potvrđuju da postoji optimalna tačka za dimenzionisanje BESS-a, nakon koje dodatna ulaganja u kapacitet BESS sistema postaju kontraproduktivna, i negativno utiču na isplativost investicije.

5.6. Komparativna analiza prihoda hibridnog sistema

Kako bi se što jednostavnije prikazao uticaj optimizacije rada hibridnog sistema, izvršeno je skaliranje snage mHE Jara i Babino Polje na 7 000 kW. Na osnovu dostupnih podataka o tržišnim cijenama električne energije, procijenjeno je da ovako skalirana

mHE na godišnjem nivou na tržištu električne energije može ostvariti prihod od 1 476 624 €

U slučaju kada se ovom sistemu doda FN elektrana snage 1 000 kW, vodeći računa o mrežnom ograničenju od 8 000 kW i bez ikakve optimizacije putem BESS-a, dodatna proizvodnja FN elektrane ostvaruje prihod od 152 658 € što daje ukupni godišnji prihod kombinovanog sistema 1 629 282 €

Međutim, primjenom BESS sistema za optimizaciju proizvodnog profila, moguće je u sistem integrisati dodatnu FN elektranu ukupne snage 2 500 kW bez prekoračenja pomenutog mrežnog ograničenja od 8 000 kW, prateći odnos snage FN elektrane i kapaciteta BESS-a 1:3 (dobijenog u ovom poglavlju), što će biti dokazano i detaljno opisano u narednom poglavlju. Takav sistem ostvaruje dodatni prihod od 556 952 € što rezultira ukupnim godišnjim prihodom od 2 033 576 € Važno je napomenuti da bi ta ista FN elektrana, bez mogućnosti optimizacije putem BESS-a, ostvarila dobit od samo 381 646 € godišnje – što jasno pokazuje da BESS omogućava povećanje prihoda same FN elektrane za 175 306 € prebacivanjem proizvodnje iz sati niskih u sate visokih tržišnih cijena.

Time se u odnosu na prethodni, neoptimizovani slučaj ostvaruje povećanje godišnjih prihoda od 404 294 € Dodatno ulaganje u BESS sistem i povećanje FN kapaciteta iznosi približno 1 650 000 € u ovom scenariju, što implicira da je povrat dodatne investicije svega četiri godine, nakon čega sistem generiše znatno veće godišnje prihode. Ovaj rezultat jasno potvrđuje finansijsku isplativost uvođenja BESS sistema u konfiguraciju mHE i FN elektrane, ne samo zbog boljeg iskorišćenja priključnog kapaciteta, već i zbog značajnog uvećanja prihoda kroz pomjeranje proizvodnje iz perioda niskih u periode visokih otkupnih cijena električne energije.

6. Proračun potrebnog kapaciteta BESS sistema

Obzirom da je cijelo istraživanje bilo usmjereno ka tome da se maksimizuje efikasnost mHE i maksimalno iskoristi priključni kapacitet sistema na koji je ona povezana, koristeći već postojeću infrastrukturu, ovo poglavlje predstavlja poentu cjelokupnog istraživanja, i svi prethodni koraci su bili usmjereni ka rješavanju problema koji se riješava modelom predstavljenim u ovom poglavlju.

U ovom poglavlju biće predstavljen model napravljen u excelu koji za unešene parametre snage mHE, FN elektrane i ograničenja mrežnog priključka kao izlaz daje kapacitet BESS sistema potrebnog za normalno funkcionisanje mreže bez prekoračenja snage mrežnog priključka. Snagu FN elektrane treba povećavati sve dok potrebni kapacitet BESS sistema ne bude u razmjeri 1:3 u odnosu na snagu FN elektrane (kao što je dobijeno u prethodnom poglavlju).

6.1. Model za proračun potrebnog kapaciteta BESS sistema za maksimizaciju iskorištenja mrežnog priključka

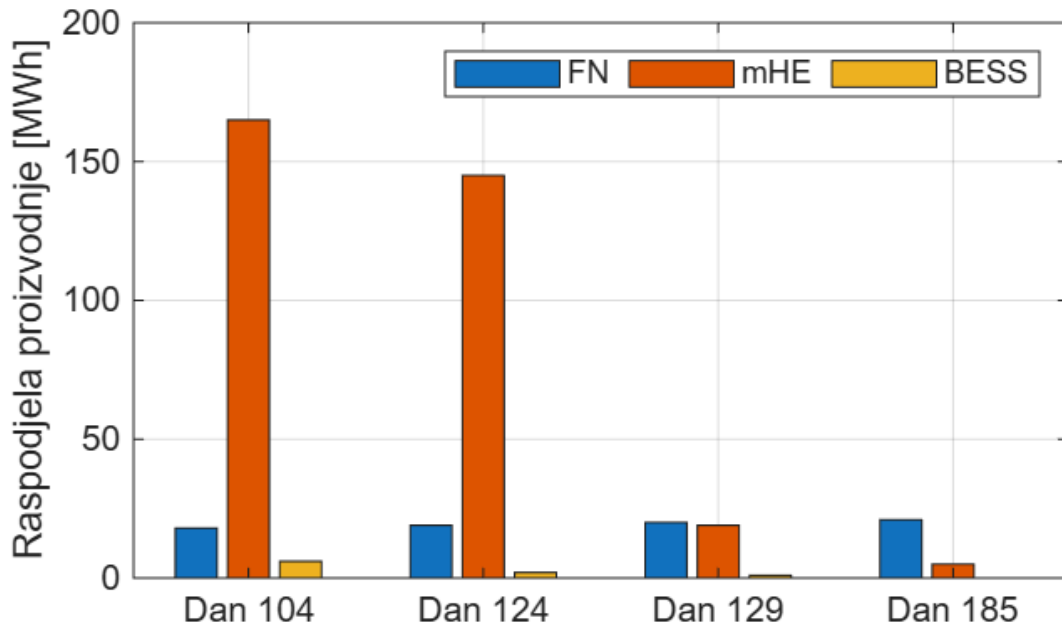
Za potrebe analize izrađen je excel model u kojem su paralelno postavljene satna proizvodnja u toku cijele godine za simuliranu FN elektranu i proizvodnja mHE Jara i Babino Polje u Plavu nominalne snage 6 781 kW.

Podaci o proizvodnji FN elektrane su povučeni iz PV-syst-a za sistem od 1.075 nominalne snage (1.4 MWp) koji pravi godišnju proizvodnju nešto malo veću od 1 800 MWh. Moduli su postavljeni sa nagibom 33° a azimuth je podešen na 39° ka jugoistoku što daje dobre rezultate u naročito u jutarnjim časovima, sve kao što je opisano u poglavlju 4.4.

Kao i prethodno opisani model i ovaj model je interaktivan i omogućava skaliranje snaga oba izvora (da bi se mogle unositi željene snage oba distribuirana izvora) kao i unošenje ograničenja priključnog kapaciteta i provjerava da li zbir snaga u datom satu prelazi to ograničenje. Ako postoji višak energije (ukupna snaga u tom satu prelazi priključni kapacitet), ta energija preko priključnog kapaciteta se sumira za svaki sat u toku tog dana, i na taj način se dobija ukupni kapacitet BESS sistema koji je potreban za taj konkretni dan, a taj proces se ponavlja za svaki dan u godini.

Za konačni potrebni kapacitet BESS-a za unijete snage oba izvora hibridnog sistema uzima se najveći dnevni potrebni kapacitet koji je dobijen na nivou godine.

Na slici 31 prikazana je proizvodnja hibridnog sistema za snage FN elektrane i mHE skalirane na 2 500 kW i 7 000 kW respektivno, a mrežno ograničenje postavljeno je na 8 000 kW i sva energija koja bi inače bila „višak“ ide u BESS za 4 različita dana u toku godine.



Slika 31: Dnevna proizvodnja hibridnog sistema

Bitno je napomenuti da se periodi dana kada se BESS koristi za maksimizaciju mrežnih kapaciteta i skladišti viškove energije, poklapaju sa periodima kada bi se koristili za pomjeranje proizvodnje iz perioda niskih tržišnih cijena u periode vršne potrošnje pa ove dvije funkcionalnosti BESS-a ne narušavaju jedna drugu.

6.2. Rezultati dobijeni iz modela za računanje kapaciteta BESS-a za maksimizaciju iskorištenja mrežnog priključka

U slučaju kada je priključni kapacitet definisan, a na lokaciji već postoji mHE, cilj optimizacije konfiguracije hibridnog sistema jeste da se maksimalno iskoristi preostali priključni kapacitet za integraciju FN elektrane i odgovarajućeg BESS sistema.

Proces započinje sukcesivnim povećavanjem instalisane snage FN elektrane, uz istovremeno praćenje količine viškova proizvodnje koji premašuju raspoloživi priključni kapacitet, tj. kapaciteta BESS-a potrebnog za nesmetano funkcionisanje hibridnog sistema bez gubitaka usljed ograničenja mrežnog priključka.

Povećavanje snage FN elektrane se vrši sve dok proračunati kapacitet BESS-a ne dostigne vrijednost koji odgovara proizvedenoj energiji FN elektrane tokom tri (3) sata rada pri maksimalnoj snazi.

U tabeli 6 prikazani su parametri hibridnog sistema pri kojima se ostvaruje najbolje iskorištenje mrežnog priključka prateći navedenu metodologiju. Prikazani kapacitet BESS-a je konačni potrebni kapacitet BESS sistema potreban za funkcionisanje hibridnog sistema bez gubitaka usljed viškova energije u toku cijele godine. To jest kapacitet BESS sistema potreban za skladištenje viškova energije za dan sa najvećom sumom viškova energije.

Tabela 6: Parametri hibridnog sistema pri kojima se ostvaruje najbolje iskorištenje mrežnog priključka

Priključni kapacitet (MW)	Snaga mHE (MW)	Snaga FN elektrane (MW)	Zbirna instalisana snaga hibridnog sistema (MW)	Kapacitet BESS-a (kWh)
8	7	2.5	9.5	7.371
9	7	4.6	11.6	13.370
10	7	6.8	13.8	20.232
10.5	7	7.9	14.9	23.664
7	5	4.5	9.5	13.162
8	5	6.7	11.7	20.025
9	5	8.8	13.8	26.166
10	9	2.55	11.55	7.562
12	9	6.9	15.9	20.440
14	9	11.2	20.2	33.444
16	9	15.5	24.5	46.447
4	3	2.3	5.3	6.813
5	3	4.4	7.4	12.954
6	3	6.5	9.5	19.096
7	3	8.6	11.6	25.237
10.5	10	1.35	11.35	3.909
13	10	7	17	20.905
15	10	11.25	21.25	33.548
17	10	15.6	25.6	46.191
4.5	4	1.25	5.25	3.654
5	4	2.35	6.35	6.917
6	4	4.5	8.5	13.419
8	4	8.75	12.75	26.062

Analizom vrijednosti iz tabele 6 izveden je zaključak o maksimalnoj snazi FN elektrane koju je moguće integrisati u postojeću mrežu.

Uvodi se faktor k , koji predstavlja inženjerski pokazatelj za procjenu potencijala za integrisanje FN elektrane u odnosu na postojeći priključni kapacitet i snagu mHE. Faktor k definiše se kao:

$$k = \frac{P_{FN}}{\Delta} \quad (18)$$

Gdje su:

P_{FN} – instalisana snaga FN elektrane

$\Delta = C - P_{mHE}$ – preostali priključni kapacitet

C – ukupni priključni kapacitet mreže

P_{mHE} – snaga mHE

Analizom velikog broja konfiguracija pokazano je da u sistemima u kojima je mHE značajno dominantna u odnosu na preostali priključni kapacitet ($\frac{P_{mHE}}{\Delta} \geq 3$), faktor k može dostići vrijednost i do 2.5. To znači da je moguće priključiti FN elektranu čija snaga premašuje vrijednost raspoloživog priključnog kapaciteta za 2.5 puta, naravno koristeći već pomenuti odnos kapaciteta BESS-a i snage FN elektrane.

S druge strane, kako se preostali priključni kapacitet povećava u odnosu na snagu mHE (kada mHE nije dominantne snage u odnosu na preostali priključni kapacitet $\frac{P_{mHE}}{\Delta} < 2$), uočava se postepeni pad faktora k , ispod vrijednosti 2.3. U takvim slučajevima, ako bi se zadržao visok nivo učešća FN elektrane, bilo bi neophodno povećanje kapaciteta BESS-a kako bi se spriječila prekoračenja priključne snage, što negativno utiče na ekonomski bilans i finansijske parametre investicije.

Zaključno, dominantnost mHE u priključnom kapacitetu ima direktan uticaj na vrijednost faktora k , odnosno na maksimalnu moguću snagu FN elektrane koju je moguće integrirati bez prekoračenja mrežnih ograničenja. U slučaju kada mHE nije dominantna u odnosu na slobodni priključak ($\frac{P_{mHE}}{\Delta} \leq 1$) faktor k , se spušta na niže vrijednosti (do 2.15). Iz navedenog se vidi i dokazuje početna prepostavka da su mHE i FN elektrane pogodne za paralelan rad.

7. Zaključak

Zbog nedostatka postojeće elektroenergetske infrastrukture na mnogim lokacijama, pronalaženje adekvatnih mjesta za izgradnju FN elektrana je vrlo izazovno. Upravo iz tog razloga za izgradnju postaju atraktivnije lokacije u blizini već izgrađenih hidroelektrana ili čak konkretno na njihovim lokacijama, i time se postiže maksimalna iskoristivost postojeće infrastrukture, a dodatno atraktivnosti tih lokacija doprinosi kvalitetan paralelni rad ova dva izvora.

Takođe, pronalaženje novih lokacija za izgradnju mHE postaje sve teže, prvenstveno zbog ograničenih hidroloških potencijala, odnosno dostupnosti vodotoka s dovoljnim protocima i visinskim razlikama. Ovaj problem je naročito izražen u Crnoj Gori, gdje je na snazi zabrana izgradnje novih mHE, što dodatno smanjuje mogućnosti za razvoj novih hidroprojekata. Zbog toga lokacije u blizini postojećih mHE postaju posebno zanimljive za razvoj FN elektrana, jer omogućavaju zajedničko korišćenje infrastrukture i iskorišćenje mrežnih kapaciteta.

U istraživanju je pokazano da je optimalna konfiguracija FN elektrane i BESS-a za unaprijeđenje finansijske isplativosti i prevazilaženje problema niskih otkupnih cijena električne energije iz FN elektrana, ona u kojoj je odnos snage FN elektrane i kapaciteta BESS-a 1:3. Tim odnosom postižu se najbolji investicioni parametri za FN elektranu, i postiže se veći stepen sigurnosti investicije obzirom da se izbjegavaju periodi sa potencijalno čak i negativnim otkupnim cijenama električne energije.

Međutim to nije jedina prednost koju BESS može da donese hibridnom sistemu. Obzirom da su na mjestima gdje već postoje mHE priključni kapaciteti često ograničeni, a lokaciju za novu mHE je teško naći, BESS doprinosi boljem iskorišćenju tih kapaciteta, i omogućava da se na mrežu integriše čak u nekim slučajevima i više od 2.5 puta više snage FN elektrane u odnosu na raspoloživi priključni kapacitet, (Snaga FN elektrane : snaga preostalog priključnog kapaciteta = 2.5 : 1) (za slučaj da je mHE dominantna u odnosu na preostali priključni kapacitet) prateći navedeni odnos snage FN elektrane i kapaciteta BESS-a. Kako se slobodni priključni kapacitet povećava u odnosu na snagu mHE, ova razmjera se polako smanjuje, pa u trenutku kada snaga slobodnog priključnog kapaciteta pređe nominalnu snagu mHE, odnos snage FN elektrane i slobodnih priključnih kapaciteta postaje nešto niži od 2.15 : 1. Čime se potvrđuje pretpostavka dobrog paralelnog rada ova dva izvora energije.

Preduslov za realizaciju ovakvog hibridnog sistema zahtijeva izmjenu postojeće regulative, kojom bi se omogućilo priključenje ukupne snage hibridnog sistema koja premašuje trenutno propisano ograničenje kapaciteta u distributivnom sistemu.

Bitno je napomenu da su ovo konkretni rezultati i da se mogu blago razlikovati u odnosu na geografske specifičnosti. Analiza bi bila još potpunija kada bi se uzeli u obzir uticaji ovog modela na elektroenergetsku mrežu, kao i u razmatranje dodala i vjetroelektrana za još veću diverzifikaciju izvora električne energije.

Literatura

- [1] IRENA (2024), Renewable energy statistics 2024, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
- [2] IEA PVPS, Trends in Photovoltaic Applications 2022: Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2021, International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2022. [Online]. Available: <https://iea-pvps.org/survey-report/trends-2022/>
- [3] R. Bansal, Ed., *Handbook of Distributed Generation: Electric Power Technologies, Economics and Environmental Impacts*. Springer, 2017.
- [4] ENTSO-E, *Integration of Renewable Energy in Europe: Challenges and Opportunities*, European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2021.
- [5] Ministarstvo energetike, "Informacija o aktivnostima na realizaciji projekata obnovljivih izvora energije," Vlada Crne Gore, Podgorica, 2024.
- [6] U. Karadžić, *Obnovljivi izvori energije: Hidroenergija*, Mašinski fakultet, Univerzitet Crne Gore, Podgorica, 2020.
- [7] Y. A. Jieb and E. Hossain, *Photovoltaic Systems: Fundamentals and Applications*, Cham, Switzerland: Springer Nature, 2021.
- [8] Reuters, "Europe's solar power surge hits prices, exposing storage needs," *Reuters*, Jun. 21, 2024. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/business/energy/europes-solar-power-surge-hits-prices-exposing-storage-needs-2024-06-21>
- [9] Hrvatska agencija za okoliš i prirodu, *Stručne smjernice - Male hidroelektrane*, Zagreb, 2017. [Online]. Available: <https://www.haop.hr/sites/default/files/uploads/publications/2017-12/STRUCNE%20SMJERNICE%20-%20MALE%20HIDROELEKTRANE.pdf>
- [10] Međimurska energetska agencija (MENEAA), *Tehnički priručnik: Male hidroelektrane*, 2013. [Online]. Available: <https://www.menea.hr/wp-content/uploads/2013/12/6-hidroelektrane.pdf>
- [11] United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) and International Center on Small Hydro Power (IC-SHP), *Small Hydropower Technical Guidelines*, 2015. [Online]. Available: https://www.unido.org/sites/default/files/2015-02/Small_Hydro_Power_Technical_Guide_0.pdf
- [12] S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo, and J. M. Carrasco, "Energy storage systems for transport and grid applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, no. 12, pp. 3881–3895, Dec. 2010.
- [13] A. Zakeri and S. Syri, "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 569–596, Feb. 2015.

- [14] N. H. A. Rahim, W. P. Hew, M. I. Ghazali, and T. K. Soon, "Review on battery energy storage system objectives and architectures in renewable energy systems," *International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS)*, vol. 10, no. 1, pp. 384–395, Mar. 2019.
- [15] "PVEDucation" [Online]. Available: <https://www.pveducation.org> [Accessed: 03.04.2025]
- [16] L. H. Leck, "Theory of semiconductor junction devices: a textbook for electrical and electronic engineers" department of electrical engineering and electronics, University of Liverpool, 1967
- [17] A. Kapić, *Prijedlog algoritma za praćenje tačke maksimalne snage Fnaponskih panela*, magistarski rad, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet Crne Gore, Podgorica, Crna Gora, 2018.
- [18] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, May 2009
- [19] J. A. Gow and C. D. Manning, "Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies," *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, vol. 146, no. 2, pp. 193–200, Mar. 1999.
- [20] S. Islam, N. Amin, M. I. Hossain, and A. H. M. Yatim, "A Review on Modeling Techniques of Photovoltaic Module Using MATLAB/Simulink," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 138831–138848, 2021.
- [21] PVsyst SA, *Grid-Connected PV Systems: User's Manual for PVsyst Version 8*. [Online]. Available: <https://www.pvsyst.com/wp-content/pdf-tutorials/pvsyst-tutorial-v8-grid-connected-en.pdf>
- [22] D. C. Jordan and S. R. Kurtz, "Photovoltaic Degradation Rates—An Analytical Review," *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, Golden, CO, USA, NREL/TP-6A20-51664, 2012. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>
- [23] M. H. Nehrir, B. J. LaMeres, G. Venkataramanan, V. Gerez, L. A. A. F. Zadeh, and J. M. Lyons, "A Review of Hybrid Renewable/Alternative Energy Systems for Electric Power Generation: Configurations, Control, and Applications," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 392–403, Oct. 2011.
- [24] Z. Shen, C. Wei, E. Zhou, Y. Xue and C. Liang, "An Improved Droop Control Strategy of Distributed Energy Storage Systems in Microgrids," *2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, Wuhan, China, 2020.
- [25] IRENA, *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2017.

- [26] A. Zakeri and S. Syri, "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 569–596, 2015.
- [27] M. A. Hannan, M. M. Hoque, A. Mohamed, and A. Ayob, "Review of energy storage systems for electric vehicle applications: Issues and challenges," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, pp. 771–789, 2017.
- [28] U. Datta, A. Kalam, and J. Shi, „A review of key functionalities of battery energy storage system in renewable energy integrated power systems,“ *Energy Storage*, vol. 3, no. 5, 2021.
- [29] N. Garimella and N.-K. C. Nair, "Assessment of Battery Energy Storage Systems for Small-Scale Renewable Energy Integration," *2009 IEEE Region 10 Conference*, Singapore, 2009, pp. 1–6. doi: 10.1109/TENCON.2009.5395896.
- [30] Y. Yang, C. Menictas, S. Bremner, and M. Kay, "A Comparison Study of Dispatching Various Battery Technologies in a Hybrid PV and Wind Power Plant," *2018 IEEE International Conference on Energy Internet (ICEI)*, Beijing, China, 2018, pp. 1–6.
- [31] V. Delapiedra-Silva, P. Ferreira, and J. Cunha, “Methods for Financial Assessment of Renewable Energy Projects,” *Processes*, vol. 10, no. 2, p. 184, Feb. 2022. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2227-9717/10/2/184>
- [32] European Commission, Joint Research Centre, *Guidelines for Cost–Benefit Analysis of Smart Grid Projects*, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2018. [Online]. Available: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC111852>
- [33] V. Delapiedra-Silva, P. Ferreira, and J. Cunha, “Methods for Financial Assessment of Renewable Energy Projects,” *Processes*, vol. 10, no. 2, p. 184, Feb. 2022.
- [34] Fraunhofer ISE, *Levelized Cost of Electricity – Renewable Energy Technologies*, Freiburg: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2023. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html>
- [35] Y. Wang and H. Xu, "Research and Practice of Designing Hydro/Photovoltaic Hybrid Power System in Microgrid," in *Proc. IEEE Int. Conf. on Renewable Energy Research and Applications*, 2013.

Izjava o istovjetnosti štampane i elektronske verzije master rada

Ime i prezime autora Pavle Saveljić
Broj indeksa/upisa 9/21
Studijski program Automatika i industrijska
elektrotehnika
Naslov rada Optimizacija fotonaponske
elektrane i baterijskog sistema za
skladištenje električne energije u cilju
boljeg iskorišćenja male hidroelektrane
Mentor Vladan Durković

Potpisani/a Pavle Saveljić

Izjavljujem

da je štampana verzija mog master rada istovjetna elektronskoj verziji koju sam predao/la za objavljivanje u Digitalni arhiv Univerziteta Crne Gore.

Istovremeno izjavljujem da dozvoljavam objavljivanje mojih ličnih podataka u vezi sa dobijanjem akademskog naziva master nauka, kao što su ime i prezime, godina i mjesto rođenja, naslov master rada i datum odbrane rada.

U Podgorici, 29.09.2025. godine

Potpis magistranda



IZJAVA O KORIŠĆENJU

Ovlašćujem Univerzitetsku biblioteku da u Digitalnom arhivu Univerziteta Crne Gore pohrani moj master rad pod nazivom:

"Optimizacija fotonaponske elektrane i baterijskog sistema za skladištenje električne energije u cilju boljeg iskorišćenja male hidroelektran"

koji je moje autorsko djelo.

Master rad sa svim priložima predao/la sam u elektronskom formatu pogodnom za trajno arhiviranje.

Moj master rad pohranjen u Digitalnom arhivu Univerziteta Crne Gore mogu da koriste svi koji poštuju odredbe sadržane u odabranom tipu licence Kreativne zajednice (*Creative Commons*) za koju sam se odlučio/la.

1. Autorstvo
2. Autorstvo – nekomercijalno
3. Autorstvo – nekomercijalno – bez prerade
4. Autorstvo – nekomercijalno – dijeliti pod istim uslovima
5. Autorstvo – bez prerade
6. Autorstvo – dijeliti pod istim uslovima

(Molimo da zaokružite samo jednu od šest ponuđenih licenci, kratak opis licenci dat je na poleđini lista).

U Podgorici, 29.09.2025 godine

Potpis magistranda



1. Autorstvo - Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje djela, i prerade, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence, čak i u komercijalne svrhe. Ovo je najslobodnija od svih licenci.
2. Autorstvo - nekomercijalno. Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje djela, i prerade, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence. Ova licenca ne dozvoljava komercijalnu upotrebu djela.
3. Autorstvo - nekomercijalno - bez prerade. Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje djela, bez promjena, preoblikovanja ili upotrebe djela u svom djelu, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence. Ova licenca ne dozvoljava komercijalnu upotrebu djela. U odnosu na sve ostale licence, ovom licencom se ograničava najveći obim prava korišćenja djela.
4. Autorstvo - nekomercijalno - dijeliti pod istim uslovima. Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje djela, i prerade, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence i ako se prerada distribuira pod istom ili sličnom licencom. Ova licenca ne dozvoljava komercijalnu upotrebu djela i prerade.
5. Autorstvo - bez prerade. Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje djela, bez promjena, preoblikovanja ili upotrebe djela u svom djelu, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence. Ova licenca dozvoljava komercijalnu upotrebu djela.

Autorstvo - dijeliti pod istim uslovima. Dozvoljavate umnožavanje, distribuciju i javno saopštavanje djela, i prerade, ako se navede ime autora na način određen od strane autora ili davaoca licence i ako se prerada distribuira pod istom ili sličnom licencom. Ova licenca dozvoljava komercijalnu upotrebu djela i prerada. Slična je softverskim licencama, odnosno licencama otvorenog koda