

FICHTNER

MANAGEMENT CONSULTING

Konačni Izvještaj

Studija tržišta i poslovnog modela za
vjetrom-elektranu Gvozd U Crnoj Gori

Pripremljeno za
IVICOM Holding GmbH

6. mart 2019. godine Projekat br. 870.701

FICHTNER MANAGEMENT CONSULTING AG
Štuttgart Berlin

Sarweystrasse 3
D-70191 Štuttgart

Tel.: +49 711 8995-750
Fax: +49 711 8995-1491

www.fmc.fichtner.de

Kontakt osoba
Nina Negic

Br.	Datum	Verzija	Pripremo/la	Odobrio/la
0	20.11.2018	Nacrt Izvještaja	N.Negic, I. Stavridi	M. Belova
1	20.12.2018	Konačni nacrt izvještaja	N.Negic, I. Stavridi	M. Belova
2	04.02.2019	Konačni izvještaj	N.Negic, I. Stavridi	
3	21.02.2019	Konačni izvještaj – Rev. 01	N.Negic, I. Stavridi	J. Honig
4	06.03.2019	Konačni izvještaj – Rev. 01	N.Negic, I. Stavridi	J. Honig

ODRICANJE OD ODGOVORNOSTI

Sadržaj ovog dokumenta je isključivo namijenjen za upotrebu klijenta Fichtner Management Consulting AG-a kao i ostalih ugovorom predviđenih primalaca. Isti se može staviti na raspolaganje u cjelosti ili djelimično trećim licima uz saglasnost klijenta i na temelju nepouzdanosti. Fichtner Management Consulting AG ne snosi odgovornosti prema trećim stranama u dijelu kompletnosti i tačnosti ovdje datih informacija.

Sadržaj

Spisak Table

Slisak slika

Spisak skraćenica

1. Uvod	8
1.1. Osnovne informacije i ciljevi	8
1.2. Pristup	8
2. Pregled energetskeg sistema	10
2.1. Energetski sistem Crne Gore	10
2.1.1. Postojeći energetskeg sistema	10
2.1.2. Perspektiva energetskeg sistema (od 2022)	15
2.2. Regionalni energetskeg sistema	18
2.2.1. Postojeća berza električne energije	18
2.2.2. Regionalno tržište električnom energijom	19
2.3. Cijene električne energije	23
2.3.1. Razvoj cijena u Crnoj Gori	23
2.3.2. Cijene na regionalnom tržištu	27
3. Uloga projekta Gvozd i Poslovni slučaj	30
3.1 Prirodna sredina na lokaciji Gvozd	30
3.1.1 Rad elektrane Gvozd	30
3.1.2 Zahtjevi tržišta	30
3.2 Definisanje uloge i Poslovnog modela	31
3.2.1 Uloga projekta Gvozd	31
3.2.1.1 Gvozd kao samostalni projekat (Opcija 1)	31
3.2.1.2 Gvozd kao dio sistema EPCG (Opcija 2)	32
3.2.2 Poslovni model	33
4. Finansijska ocjena	37
4.1 Opšte odredbe	37
4.1.1 Pristup	37
4.1.2 Pretpostavke	38

4.2 Gvozd kao samostalni projekat (Opcija 1)	40
4.2.1 Rezultati finansijske analize	40
4.2.2 Analize osjetljivosti	41
4.2.3 Finansijske projekcije	43
4.3 Gvozd uključen u EPCG (Opcija 2)	46
4.3.1 Rezultati finansijske analize	46
4.3.2 Analize osjetljivosti	47
4.3.3 Finansijske projekcije	48
4.4 Zaključak	51
5. Prilozi	52

Spisak tabela

TABLE 2-1: PREGLED CRNOGORSKOG PORTFOLIJA PROIZVODNJE (EPCG 2012-2017)	10
Table 2-2: Prospekt portfolija crnogorske proizvodnje za 2022. & 2023. – 2047.	
TABLE 2-3: OČEKIVANA POTRAŽNJA U CRNOJ GORI ZA 2022. & 2023.-2047.	17
TABLE 2-4: INSTALISANA SNAGA (MW) U RAZLIČITIM SCENARIJIMA SEERMAP STUDIJE VS. PRETPOSTAVKE STUDIJE GVOZD	25
TABLE 2-5: INSTALISANA SNAGA (MW) U SCENARIJU SEE STUDIJE VS. PRETPOSTAVKE STUDIJE GVOZD	26
TABLE 3-1: USLOVI KREDITA	35
TABLE 3-2: KRETANJE PROSJEČNIH CIJENA I CIJENA VRŠNE ENERGIJE (KRAJ GODINE) U PERIODU OD 2020 – 2047.	37
TABLE 4-1: PRETPOSTAVKE KOJE SE KORISTE ZA FINANSIJSKU PROCJENU (1/2)	39
TABLE 4-2: PRETPOSTAVKE KOJE SE KORISTE ZA FINANSIJSKU PROCJENU (2/2)	40
TABLE 4-3: GLAVNI REZULTATI FINANSIJSKE ANALIZE - OPCIJA 1	40
TABLE 4-4: ANALIZA OSJETLJIVOSTI ZA OPCIJU 1	42
TABLE 4-5: UKUPNO KORIŠĆENJE SREDSTAVA ILI FINANSIJSKI ZAHTJEVI	43
TABLE 4-6: KLJUČNI REZULTATI FINANSIJSKE ANALIZE – OPCIJA 2	46
TABLE 4-7: ANALIZA OSJETLJIVOSTI ZA OPCIJU 2	48
Table 4-8: Ukupno korišćenje sredstava ili finansijskih zahtjeva - Opcija 2	49

SPISAK SLIKA

SLIKA 1-1: KORACI I PRELAZNI REZULTATI U OKVIRU PROJEKTA	8
SLIKA 2-1 - PROSJEČNA DNEVNA PROIZVODNJA HE PERUĆICA, HE PIVA I TE PLJEVLJA (EPCG 2012-2017)	11
SLIKA 2-2: PROSJEČNA MJESEČNA PROIZVODNJA SISTEMA (EPCG 2012-2017)	11
SLIKA 2-3: KRIVA POTRAŽNJE PO DANIMA U SEMICI NA OSNOVU ISTORIJSKIH PODATAKA IZ PERIODA 2013-2017	13
SLIKA 2-4: KRIVA POTRAŽNJE PO MJESECIMA NA OSNOVU ISTORIJSKIH PODATAKA IZ PERIODA 2013-2017	13
SLIKA 2-5: MJESEČNI PROSJECI POTRAŽNJE VS PROIZVODNJE ZA PERIOD 2012-2017	14

SLIKA 2-6: PERSPEKTIVA MJESEČNE PROIZVODNJE ZA PERIOD 2023 – 2047	16
SLIKA 2-7: MJESEČNI PLAN POTRAŽNJE VS PROIZVODNJE ZA PERIOD 2023. -2047.	17
SLIKA 2-8: CRNOGORSKA PRENOSNA MREŽA I INTERKONEKCIJE	18
SLIKA 2-9: PROSJEČNI UVOZI I IZVOZI ENERGIJE I ODNOSNE CIJENE ZA PERIOD 2014 – 2017	19
SLIKA 2-10: KRIVE PROSJEČNOG DNEVNOG OPTEREĆENJA U REGIONU (IZVOR: ENTSO-E)	20
SLIKA 2-11: ODNOS KAPACITETA NA PRAGU ELEKTRANE (2016).....	21
SLIKA 2-12: BUDUĆI RAZVOJ VELEPRODAJNIH CIJENA ELEKTRIČNE ENERGIJE U CRNOJ GORI (SEERMAP).....	25
SLIKA 2-13: BUDUĆI RAZVOJ VELEPRODAJNIH CIJENA ELEKTRIČNE ENERGIJE U CRNOJ GORI (SEE) ...	27
SLIKA 2-14: PROSJEČNA TRŽIŠNA CIJENA ZA TRGOVINU DAN UNAPRIJED ZA PERIOD OKTOBAR 2013 – SEPTEMBAR 2018 (IZVOR: HUPX).....	28
SLIKA 2-15: TRŽIŠNE CIJENE ZA TRGOVINU DAN UNAPRIJED 2013 –2018; MJESEČNI PRESJEK (IZVOR: HUPX)	28
SLIKA 2-16: VELEPRODAJNE CIJENE BAND ENERGIJE U 2030 (SEERMAP)	29
SLIKA 3-1: MJESEČNI UDIO PROIZVODNJE ELEKTRANE GVOZD	30
SLIKA 3-2: KRETANJE PROSJEČNIH CIJENA I CIJENA VRŠNE ENERGIJE (KRAJ GODINE) U PERIODU OD 2020 – 2047.....	37
SLIKA 4-1: NETO GOTOVINSKI TOK KOJI SE NALAZI U OSNOVI OBRAČUNA STOPE RENTABILNOSTI PROJEKTA IZRAŽENA U 000€ - OPCIJA 1	41
SLIKA 4-2: POLUGODIŠNJE SERVISIRANJE DUGA I IZNOS DUGA IZRAŽEN U € 000 – OPCIJA 1	44
SLIKA 4-3: : IZRAČUNAVANJE KOEFICIJENTA POKRIĆA SERVISIRANJA DUGA - OPCIJA 1.....	45
SLIKA 4-4: TOK GOTOVINE, SERVISIRANJE DUGA I ISPLATA DIVIDENDE U TOKU RADA, IZRAŽENO U 000 € - OPCIJA 1	46
SLIKA 4-5: GOTOVINSKI TOK KOJI SE NALAZI U OSNOVI OBRAČUNA STOPE RENTABILNOSTI PROJEKTA IZRAŽEN U 000 € - OPCIJA 2	47
SLIKA 4-6: IZRAČUNAVANJE KOEFICIJENTA POKRIĆA SERVISIRANJA DUGA – OPCIJA 2	50
SLIKA 4-7: SERVISIRANJE DUGA GOTOVINSKOG TOKA I ISPLATE DIVIDENDE TOKOM RADA U 000€ - OPCIJA 2	51

Spisak skraćenica

BiH	Bosna i Hercegovina (BiH)
CAGR	Kumulativna stopa godišnjeg rasta (KSGR)
CGES	Crnogorski Elektroprenosni sistem AD (CGES)
CO ₂	Ugljen dioksid CO ₂
DSCR	Stepen sigurnosti ulaganja (Stepen obezbijedenosti ulaganja od rizika) (SSU)
EPCG	Elektroprivreda Crne Gore AD Nikšić (EPCG)
EU	Evropska Unija (EU)
FIRR	Finansijska interna stopa povrata (FISP)
GJ	Giga džuli (GJ)
GWh	Giga vat sati (GWh)
HPP	Hidroelektrane (HE)
HUPX	Mađarska berza električne energije (MBEE)
HVDC	Visiko naponska jednosmjerna struja (VNJS)
IRR	Interna stopa povrata (ISP)
KAP	Kombinat aluminijuma Podgorica (KAP)
LEC	Nivelisani troškovi električne energije (NTEE)
MW	Mega vat (MW)
MWh	Mega vat sati (MWh)
NPV	Neto sadašnja vrijednost (NSV)
RES	Obnovljivi izvori električne energije (OIEE)
SEE	Jugoistočna Evropa (JIE)
SPV	Društvo posebne namjene (DPN)
TPP	Termoelektrana (TE)
WACC	Prosječna ponderisana vrijednost kapitala (PPVK)
WTG	Vjetro turbinski generator (VTG)

1. Uvod

1.1. Osnovne informacije i ciljevi

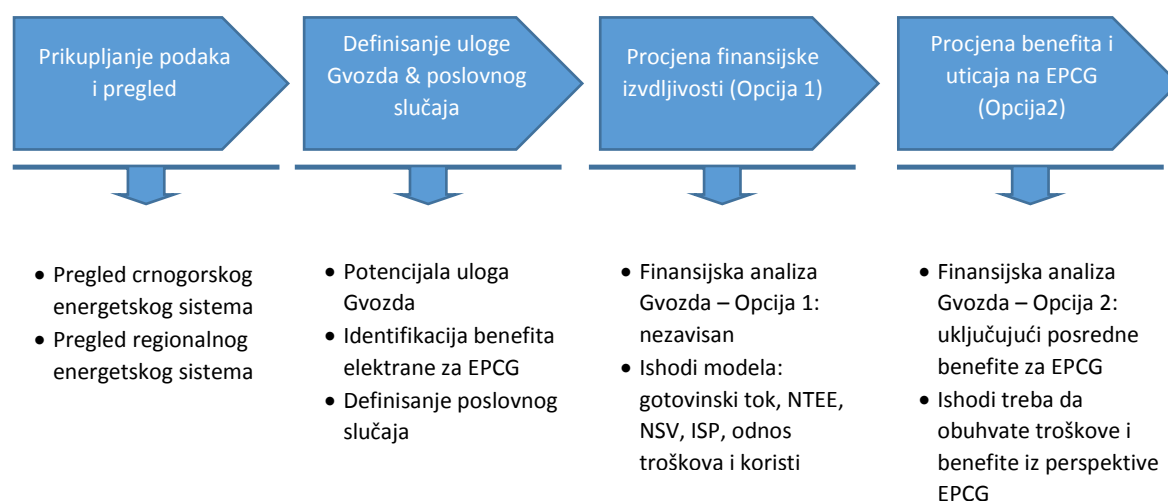
Trenutno se proizvodnja električne energije u Crnoj Gori zasniva pretežno na proizvodnji iz hidro potencijala i uglja. Vjetro i solarni potencijal do sada predstavlja mali dio energetskeg miksa – ali nudi neiskorišćeni potencijal. U 2017. godini je na mrežu priključena prva vjetro elektrana u zemlji 'VE Krnovo' instalisane snage 72 MW.

Planirano je dodatno iskorišćenje vjetra u Crnoj Gori – između ostalog izgradnjom VE Gvozd od 55 MW, koja bi geografski bila u neposrednoj blizini Krnova. IVICOM Holding GmbH razvija ovaj projekat u saradnji sa crnogorskom kompanijom Elektroprivreda Crne Gore AD Nikšić. Stoga je osnovano DPN Green Gvozd d.o.o. Planirano je da EPCG preuzme kontrolu nad DPN-om prije zaključenja finansijske konstrukcije i početka gradnje.

Cilj ove studije je prvenstveno određivanje poslovnog slučaja za vjetro park Gvozd u postojećem i predviđenom budućem tržišnom okruženju, a zatim procjena finansijske održivosti projekta. Prednje pomenuto je sagledano iz dvije perspektive: Kakva je finansijska održivost projekta Gvozd ako bilo koji operater poduzme izvođenje Gvozda kao nezavisnog projekta? Koliko je projekat finansijski izvodljiv ako se dalja korist razmatra kada EPCG bude upravljala Gvozdom?

1.2. Pristup

Pristup primijenjen tokom pripreme ove studije dat je na Slici u tekstu ispod. Studija se može generalno podijeliti u četiri glavna koraka kako slijedi.



Slika 1-1: **Koraci i prelazni rezultati u okviru projekta**

Procjena i poznavanje crnogorskog i regionalnog jugoistočnog evropskog tržišta čine osnovu ove studije. Stoga, u prvom koraku su prikupljeni, pregledani i analizirani podaci u cilju izvođenja pregleda lokalnih i regionalnih energetske sistema. Procjena Crnogorskog tržišta je izvršena u tijesnoj saradnji sa EPCG, koja je pružila značajne podatke o svojoj dosadašnjoj proizvodnji, potražnji i razmjeni električne energije. Dalje, izvršeno je usklađivanje projekcija sa 5-to godišnjim biznis planom EPCG kao i Energetskim Bilansom Vlade Crne Gore¹. Pregled razvoja regionalnog tržišta je zasnovan na brojnim studijama i Fichtnerovim informacijama o regionu.

U sljedećem koraku analizirana je potencijalna uloga Gvozda – da li se projekat realizuje nezavisno od EPCG ili je obuhvaćen u proizvodni portfolio kompanije. U oba slučaja nijesu primjenjivane povlašćene cijene i pretpostavlja se da će proizvedena vjetro energija biti prodana na tržištu. Ipak, u drugom slučaju, analizirani su dodatni benefiti proizvodnje električne energije iz intermitentnih izvora u okviru kompanije sa dispečerskim elektranama. Rezultati Fichtner-ove procjene proizvodnje električne energije, koji čine dio ovog projekta, služe u daljem tekstu kao input.

Kada se jednom definiše poslovni slučaj, finansijsku održivost treba procijeniti za dvije opcije: „nezavisan“ ili „realizovan od strane EPCG“. Finansijski model je stoga razvijen u cilju izvođenja glavnih parametara i poređenja troškova i benefita projekta Gvozd kao diskontovanih gotovinskih tokova. Glavni parametri su troškovi projekta (investicioni i operativni troškovi kao i naknade), tržišne cijene, proizvedena električna energija kao i finansijski parametri. Ako se projekat unosi u portfolio EPCG, modelišu se dodatni benefiti.

¹ Energetki bilans Crne Gore

2. Pregled energetskeg sistema

2.1. Energetski sistem Crne Gore

U cilju procjene potencijalne buduće uloge VE Gvozd na širem/nacionalnom nivou izvršena je analiza nacionalnog energetskeg sistema. Analiza se u najvećoj mjeri zasniva na informacijama koje je dostavila EPCG. Pored pregleda postojećeg energetskeg sistema prikazan je inicijalni plan energetskeg sistema od 2022. godine pa nadalje (godina je uzeta kao najranija godina puštanja vjetroelektrane u pogon) i 2047 (kao posljednje godine razmatranog perioda).

2.1.1. Postojeći energetski sistem

2.1.1.1. Proizvodnja

U cilju razumijevanja crnogorskog portfolija proizvodnje i njegovog obrasca u vremenu izvršena je procjena istorijskih podataka za proteklih šest godina (2012-2017) koji je EPCG dostavila za tri glavne proizvodne elektrane: hidroelektrane Perućica i Piva i termoelektanu Pljevlja. Za ostale elektrane (male HE, Energy Zeta, vjetro elektanu, itd) korištena je Odluka o energetskom bilansu Crne Gore za 2018². godinu kao osnova za procjenu uz dodatne informacije koje je dostavila EPCG.

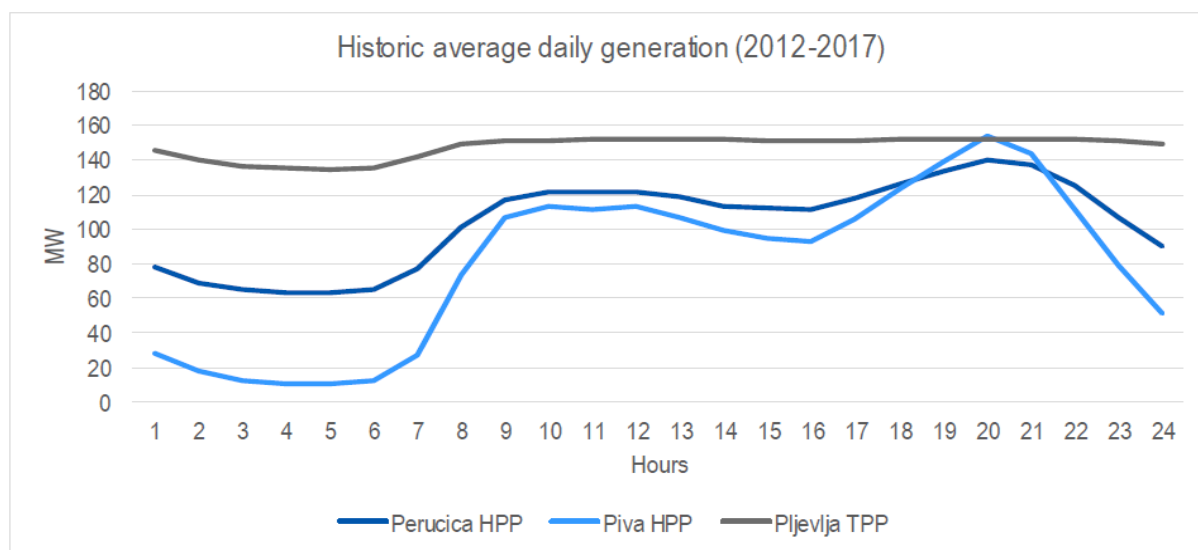
U sljedećoj tabeli je dat prikaz portfolija proizvodnje.

	Pregled		
	Instalisana snaga (MW)	Proizvodnja (MWh)	Baza podataka
Elektre EPCG			
- HE Perućica	307	906.600	Prosjeak za period 2012-2017
- HE Piva	342	706.300	Prosjeak za period 2012-2017
- Male HE	n.a.	4.710	Plan budžeta EPCG za 2018
- TPP Pljevlja I	225	1.294.100	Prosjeak za period 2012-2017
Izvori trećih lica			
- HE trećih lica	n.a.	59.769	Plan budžeta EPCG za 2018
- Zeta Energy	n.a.	13.700	Plan budžeta EPCG za 2018
- Vjetro elektrana	72	153.843	Plan budžeta EPCG za 2018

Table 2-1: Pregled crnogorskog portfolija proizvodnje (EPCG 2012-2017)

Iz Tabele 2-1 se vidi da se, u prosjeku, većina električne energije u Crnoj Gori proizvodi u HE Perućica i HE Piva kao i u TE Pljevlja. Ipak, treba napomenuti da hidrološki uslovi mogu uticati na ovu sliku ako bi se posmatrale pojedinačne godine. Kako bi ilustrovali model proizvodnje tri glavne elektrane i njihovu ulogu u sistemu analizirana je proizvodnja u prosječnom proizvodnom danu (vidi sliku ispod).

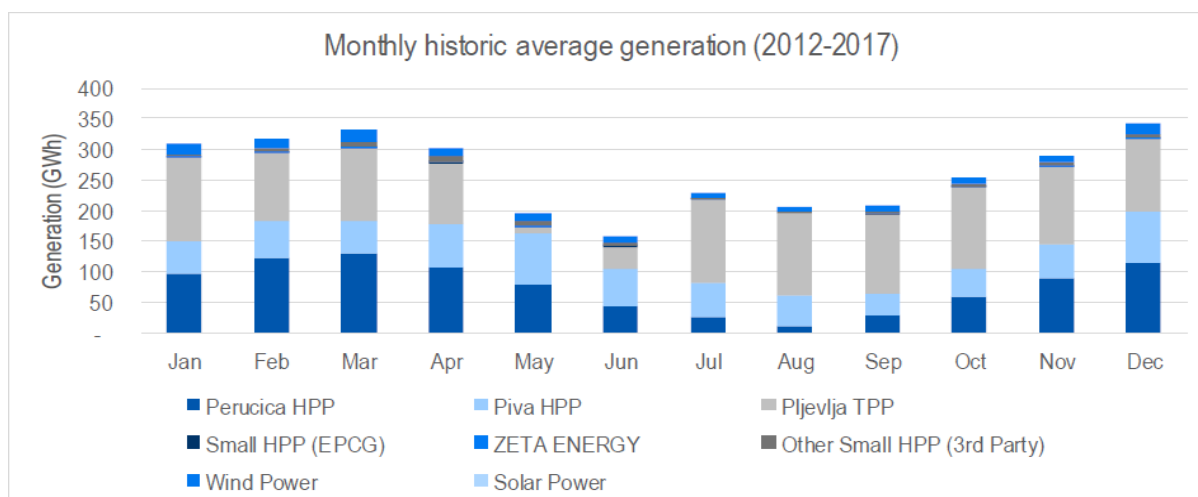
² ODLUKU O ENERGETSKOM BILANSU CRNE GORE ZA 2018.GODINU, (objavljeno 30.11.2017)



Slika 2-1 - **Prosječna dnevna proizvodnja HE Perućica, HE Piva i TE Pljevlja (EPCG 2012-2017)**

Na osnovu evaluacije istorijskih podataka i dodatnih informacija koje je prikupila EPCG, može se vidjeti da obje hidroelektrane rade pod opterećenjem gdje je uloga HE Piva da proizvodi električnu energiju u vršnom režimu rada jer ima sposobnost brzog startovanja i sinhronizacije na energetska mrežu, dok TE Pljevlja ima ulogu band elektrane u sistemu.

Dalje, model mjesečne proizvodnje energetskog sistema je pripremljen upotrebom raspoloživih istorijskih informacija. Svrha prikazanog modela je bila procjena potencijalnih karakteristika /režima sistema a nalazi su dati na Slici 2-2 ispod.



Slika 2-2: **Prosječna mjesečna proizvodnja sistema (EPCG 2012-2017)**

Mjesečna proizvodnja varira tokom godine, sa većim nivoima proizvodnje u zimskom periodu i proljećnim mjesecima i nižim nivoima tokom ljetnjih mjeseci. Razmatrajući srednju mjesečnu proizvodnju odvojeno kako je prikazano na Slici 2-2 i podatke iz prošlogodišnjih Izvještaja o energetskom bilansu, pogonski režimi

HE Perućica, HE Piva i TE Pljevlja i njihovi rezultati u mjesečnoj proizvodnji električne energije su dalje razrađeni u cilju temeljnijeg razumijevanja sistema.

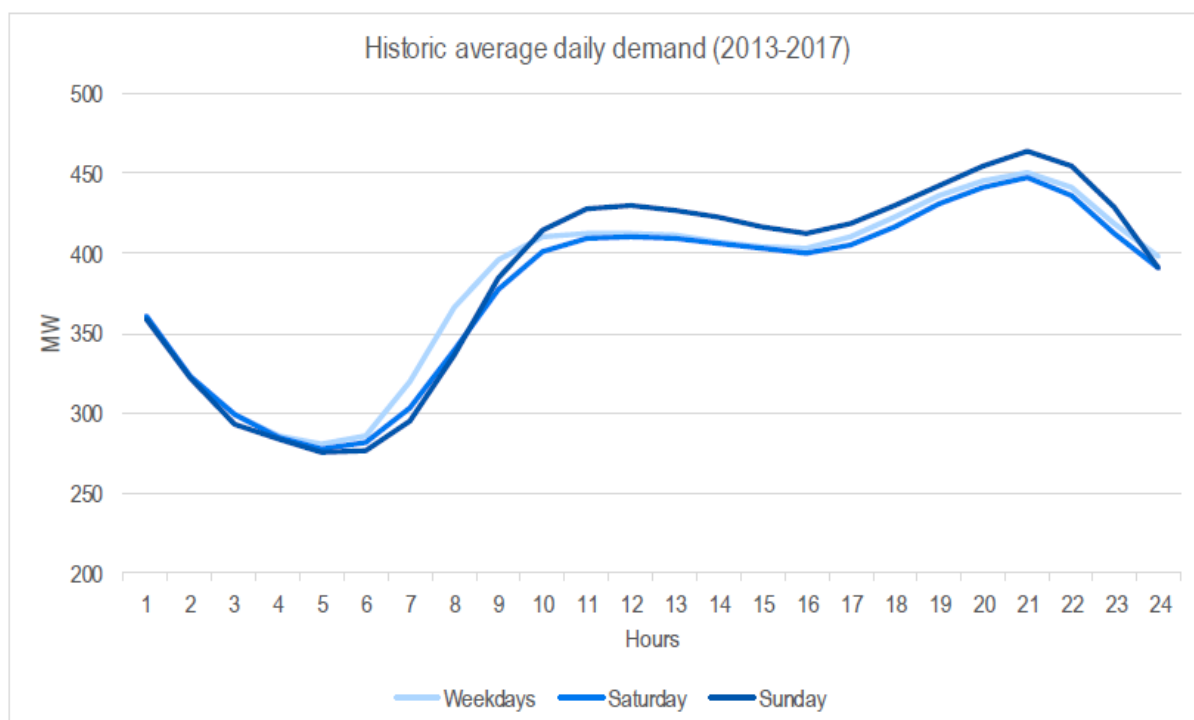
Dok HE Piva proizvodi, u manjoj ili većoj mjeri, ujednačenu količinu energije tokom godine to nije slučaj i sa HE Perućica. Generalno posmatrano, HE Perućica koristi slivno područje rijeke Gornja Zeta a radi se o vodama koje dotiču u Nikšićko polje sa povoljnim nagibom na kratkoj sekciji između Nikšićkog polja i Bjelopavličke ravnice. Prema Izvještajima energetskog bilansa, HE Perućica proizvodi električnu energiju korišćenjem kako kapaciteta akumulacije tako i dotoka. Voda se akumulira uglavnom od marta do maja i od novembra do decembra dok se akumulacija koristi za proizvodnju tokom ostalih mjeseci. Proizvodnja iz dotoka se vrši tokom cijele godine, dok iznos iste uglavnom zavisi od sezonskih hidroloških varijacija i održavanja HE (uglavnom u avgustu). Iz akumulacije se proizvede oko 200 GWh godišnje – što znači da se ova količina može kontrolisati – dok se oko 700 GWh proizvede iz dotoka.

Što se tiče TE Pljevlja, zbog uloge koju u energetskom sistemu ima kao band elektrana, njena mjesečna proizvodnja je uglavnom konstantna tokom godine. Izuzeci su mjeseci maj i jun koji se, prema informacijama koje imamo na raspolaganju za elektranu, smatraju mjesecima u kojima se vrši održavanje elektrane.

2.1.1.2. Potražnja

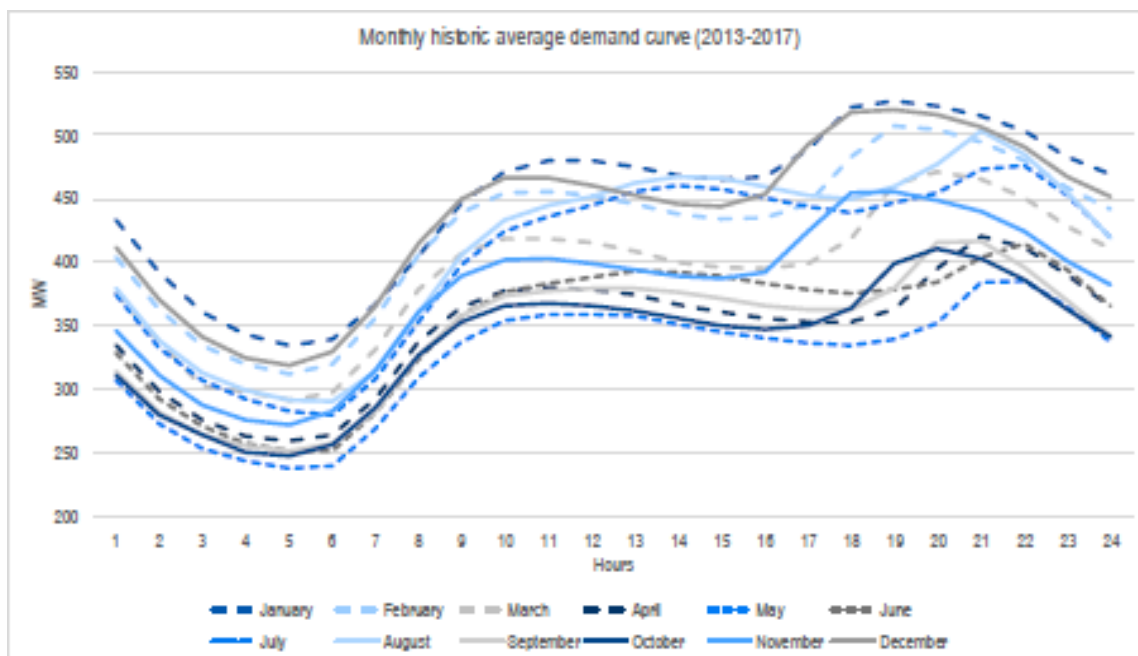
Što se tiče analize potražnje u Crnoj Gori, EPCG je dostavila istorijske podatke za proteklih šest godina (2012 – 2017). Ipak, za ocjenu energetskog sistema i dalje razumijevanje dnevne, mjesečne i godišnje potražnje korišćen je samo petogodišnji period (2013 – 2017). Godina 2012. je izuzeta iz analize jer je tada Kombinat aluminijuma Podgorica, jedan od najvećih potrošača u Crnoj Gori, imao značajno veću potražnju.

Shodno ispod prikazanom, crnogorski energetski sistem ima značajan pad potražnje tokom noćnih i ranih jutarnjih sati, dok je potražnja manje-više ujednačena tokom dana, sa periodom veće potražnje u predvečernjim satima. Sličan trend potražnje je zabilježen bez obzira na dan u sedmici.



Slika 2-3: Kriva potražnje po danima u sedmici na osnovu istorijskih podataka iz perioda 2013-2017³

Krive istorije potražnje pokazuju mjesečne oscilacije dnevne potražnje u toku godine.



Slika 2-4: Kriva potražnje po mjesecima na osnovu istorijskih podataka iz perioda 2013-2017⁴

³ Izvor: EPCG

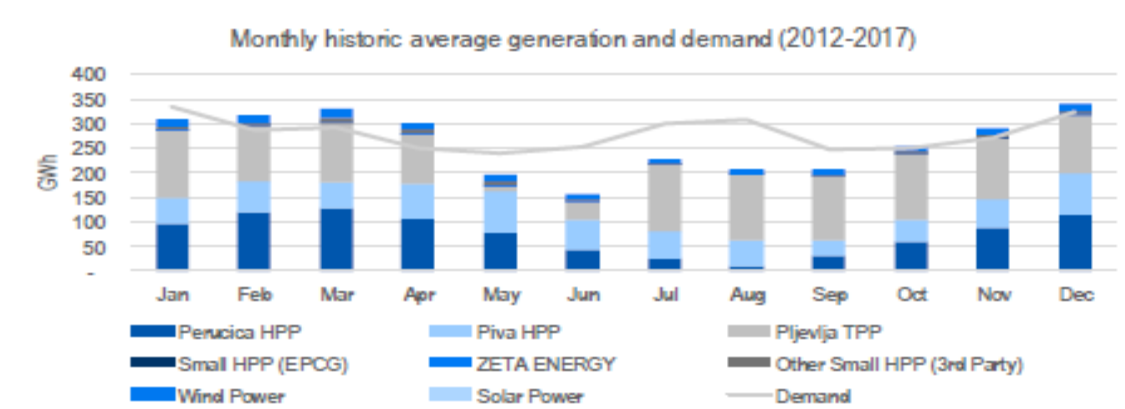
⁴ Izvor: EPCG

Na osnovu iznad prikazanih brojki, može se zaključiti da krive nacionalne potražnje pokazuju slične karakteristike tokom godine, ali sa različitim stepenima potražnje. Prosječna ukupna godišnja potražnja varira od 240 MW u ranim jutarnjim satima u maju do 530 MW u večernjim satima u januaru. Najveća potražnja se bilježi u zimskim mjesecima (januar/decembar) kao i u ljetnjim mjesecima (jul/avgust), dok je najmanja potražnja zabilježena u proljeće (april/maj) i jesen (septembar/oktobar).

Poređenjem istorijske godišnje potražnje može se zaključiti da karakteristike sistema zadržavaju sličan obrazac, iako se potražnja mijenja tokom vremena. Osim promjena manjeg obima u obrascu potražnje, ne očekuju se veće modifikacije oblika krive potražnje u budućnosti, jer se ne očekuju značajne izmjene u crnogorskoj ekonomiji pa samim tim i potrošnji.

2.1.1.3. Proizvodnja u poređenju sa potražnjom

Kombinacijom nalaza istorijske potražnje i proizvodnje može se izvršiti procjena pokazatelja rada energetskeg sistema kao cjeline.



Slika 2-5: Mjesečni prosjeci potražnje vs proizvodnje za period 2012-2017

Analizom energetskeg sistema na temelju istorijskih podataka može se zaključiti da postojeći sistem proizvodi viškove tokom većeg broja zimskih mjeseci, osim u januaru, kao i u martu i aprilu kada se primjećuje veća proizvodnja energije od 40 GWh odnosno 50GWh. Iako je potražnja tokom ovih mjeseci velika, hidrološka situacija pruža povoljne uslove za proizvodnju iz hidroelektrana. Ovo nije slučaj sa periodom od maja do septembra kada proizvodnja ne ispunjava nacionalne potrebe, u tom periodu se najveći nedostatak od 100 GWh javlja u avgustu.

Nalazi modela dnevne potražnje ukazuju na relativno ujednačenu potražnju tokom dana, uz maksimalnu potražnju u večernjim satima poslije kojih dolazi do pada i najmanju potražnju u ranim jutarnjim satima. Što se tiče proizvodnje i ako se posmatraju dnevni pogonski režimi tri glavne elektrane, iako među njima postoje razlike, ukupno ostvarena dnevna proizvodnja odgovara potražnji pri čemu ukupna proizvodnja nije dovoljna. Zbog toga, EPCG koristi, kada je potrebno, uvoz/izvoz i kada se od nje zahtijeva da iskoristi razlike u cijenama i popuni sve nedostatke koji se mogu javiti u energetskeg sistema. Treba napomenuti da su analizom

uzete u obzir prosječne vrijednosti tokom proteklih godina i da se u pojedinačnim godinama mogu pojaviti razlike.

2.1.2. Perspektiva energetskeg sistema (od 2022)

2.1.2.1. Proizvodnja

Izvršena je analiza proizvodnje električne energije kako bi se dalje procijenila potencijalna uloga VE Gvozd u periodu od datuma puštanja u pogon do kraja predviđenog perioda evaluacije. Najraniji razuman rok puštanja u pogon nove vjetroelektrane je 2022. god. dok je 2047. godina uzeta kao posljednja godina u periodu evaluacije.

Kao rezultat, razvijen je pregled proizvodnog sektora u energetskeg sistemu Crne Gore za period od 2022. do 2047. – sa glavnim razlikom u proizvodnji koja se očekuje između 2022. i 2023., dok se od 2023. predviđa konstantna proizvodnja do 2047.godine. Promjena od 2022. do 2023. je izazvana povećanjem snage HE Perućica (dodatnih 50,000 MWh proizvodnje godišnje) kao i značajnim povećanjem u solarnom sektoru od 90 GWh u 2022. do 450 GWh od 2023. ubuduće. Sve pretpostavke razmatrane za data očekivanja opisane su u Tabeli 2-2 ispod.

	Pregled za 2022. / 2023. – 2047.	
	Instalisana snaga (MW)	Proizvodnja (MWh)
Elektre EPCG		
- HE Perućica	305 / 365,5 (od 2023.)	920.000 / 970.000
- HE Piva	342	762.000
- Male HE	2,7	6.800
- TPP Pljevlja I	225	1.400.000
Izvori trećih lica		
- HE trećih lica	n.a.	168.500
- Zeta Energy	7,4	28.700
- Vjetro elektre	120	229.600
- Solarna elektrana	50 / 250 (od 2023)	90.000 / 450.000

Table 2-2: Prospekt portfolija crnogorske proizvodnje za 2022. & 2023. – 2047.

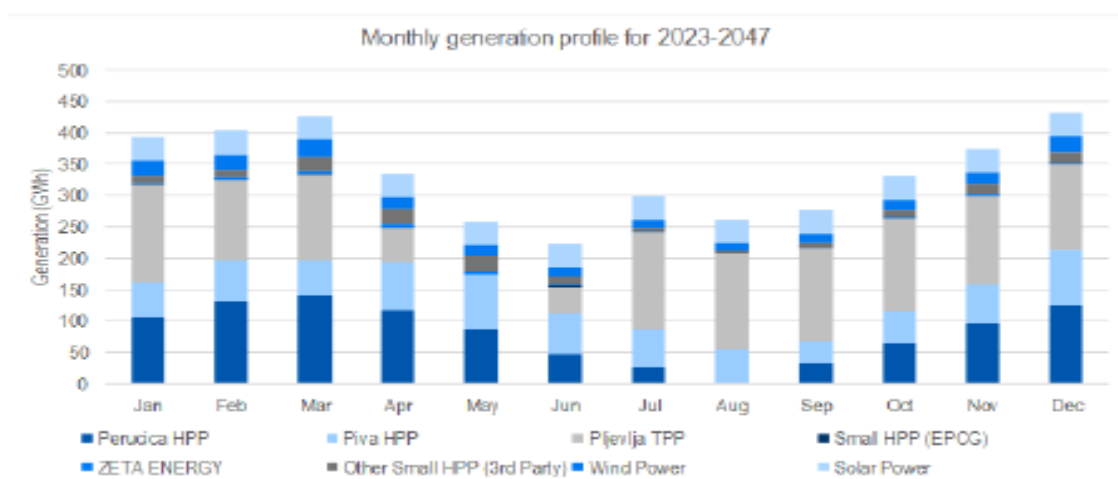
Na osnovu portfolija proizvodnje sačinjen je model mjesečnog pogona za period 2023. -2047. (vidi Sliku 2-6) pri čemu je u obzir uzeto sljedeće:

- istorijske sezonske varijacije u projekcijama osim solarnog sektora gdje se primjenjuje jednoobrazna distribucija proizvodnje
- plan održavanja razmatran i usaglašen sa EPCG

Mjesečna proizvodnja za 2022. je slična sa manje solarnog i hidro kapaciteta iz Prućice.

Planom održavanja obuhvaćene su samo sveobuhvatne godišnje usluge, te je istim predviđeno kako slijedi:

- HE Perućica: 30 dana u avgustu
- HE Piva: 10 dana krajem septembra 0 MW i 30 dana 220 MW; početkom septembra 15 dana a preostalih 15 dana u oktobru
- TE Pljevlja: 45 dana; 15 dana od sredine aprila i 30 dana u maju.



Slika 2-6: Perspektiva mjesečne proizvodnje za period 2023 – 2047

2.1.2.2. Potražnja

Kako bi se utvrdila uloga VE Gvozd u crnogorskom elektroenergetskom sistemu tokom godina njegovog razvoja, pripremljen je i model razvoja potražnje na temelju informacija koje je dostavila EPCG. Treba napomenuti da se, bez obzira na pregled proizvodnje, ukupna potražnja kod nekih grupa mijenja svake godine. U Tabeli 2-3 su date pretpostavke kao i potražnja predviđena u 2022. i 2047. – tj. prvoj i posljednjoj godini predviđenog perioda. Pored toga, tabelom je obuhvaćena i 2023. godina radi upoređenja sa proizvodnjom. U skladu sa Biznis Planom EPCG „Direktni kupci“ ili veliki industrijski potrošači zadržavaju isti nivo potražnje, dok se potražnja kod distributivnih potrošača povećava za 1% godišnje.⁵ Što se tiče potražnje na godišnjem ili dnevnom nivou, predviđa se da će potražnja pratiti šemu koja je prikazana u istorijskoj analizi.

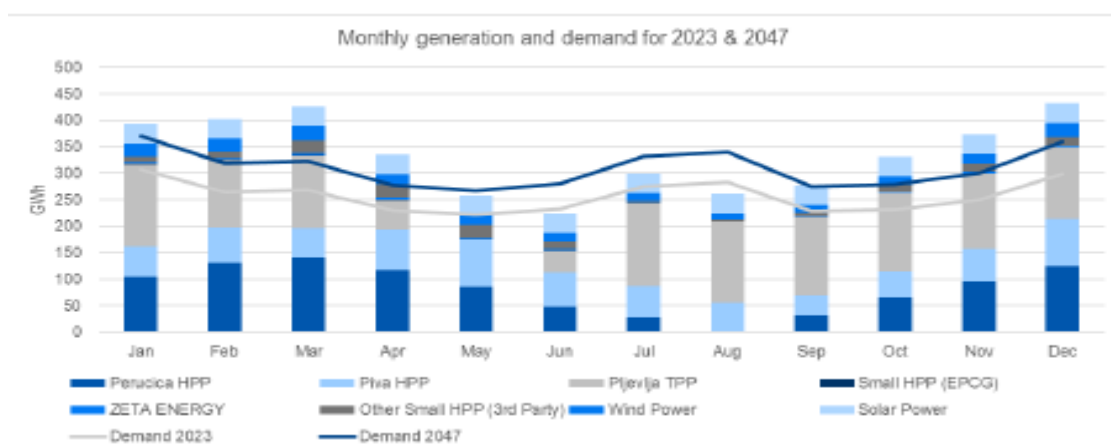
⁵ U pregledu potražnje nijesu uzeti u obzir gubici u distributivnoj mreži za 2022.god. i period 2023. – 2047.

	Pregled potražnje za 2022. 2023. – 2047.			
	Pretpostavke	Potražnja očekivana u 2022. (MWh)	Potražnja očekivana u 2022. (MWh)	Potražnja očekivana u 2022. (MWh)
Direktni kupci		613.200	613.200	613.200
Montenegro Bonus/Uniprom/KAP	Nepromjenjivo			
Željezara		100.000	100.000	100.000
Željeznička infrastruktura		22.000	22.000	22.000
CGES		845	845	845
Rudnik uglja		845	845	845
CRBC		0	0	0
Krnovo		900	900	900
TE Pljevlja – sopstvena potrošnja		7.610	7.610	7.610
Distributivni kupci				
Distributivni potrošači	Godišnje povećanje od 1%	2.320.459	2.343.664	2.975.831

Table 2-3: Očekivana potražnja u Crnoj Gori za 2022. & 2023.-2047.

2.1.2.3. Odnos proizvodnje i potražnje

Na slici ispod su ilustrovani rezultati analize mjesečne potražnje za godine 2023. i 2047. u kombinaciji da pratećom proizvodnjom. Ovim je predstavljen očekivani crnogorski energetska sistem koji je korišćen za dalju analizu VE Gvozd. Sezonska potražnja i profili proizvodnje su zasnovani na istorijskim sezonskim odstupanjima kao i drugim pretpostavkama pomenutim u prethodnim odjeljcima ovog izvještaja.



Slika 2-7: Mjesečni plan potražnje vs proizvodnje za period 2023. -2047.

Sa opisanim pretpostavkama, u sistemu se očekuje, u prvim godinama predviđenog perioda, višak kapacitet tokom većeg dijela godine, osim juna i avgusta. Uzimajući

u obzir rast potražnje, proizvodnja u 2047. neće biti dovoljna da pokrije konzum tokom ljetnje sezone zbog slabe proizvodnje hidro-elektrana u ovim mjesecima. Čak iako se ispuni namjeravano povećanje instalisanim solarnim kapacitetom, potražnja prevazilazi mjesečnu proizvodnju u periodu od maja do septembra.

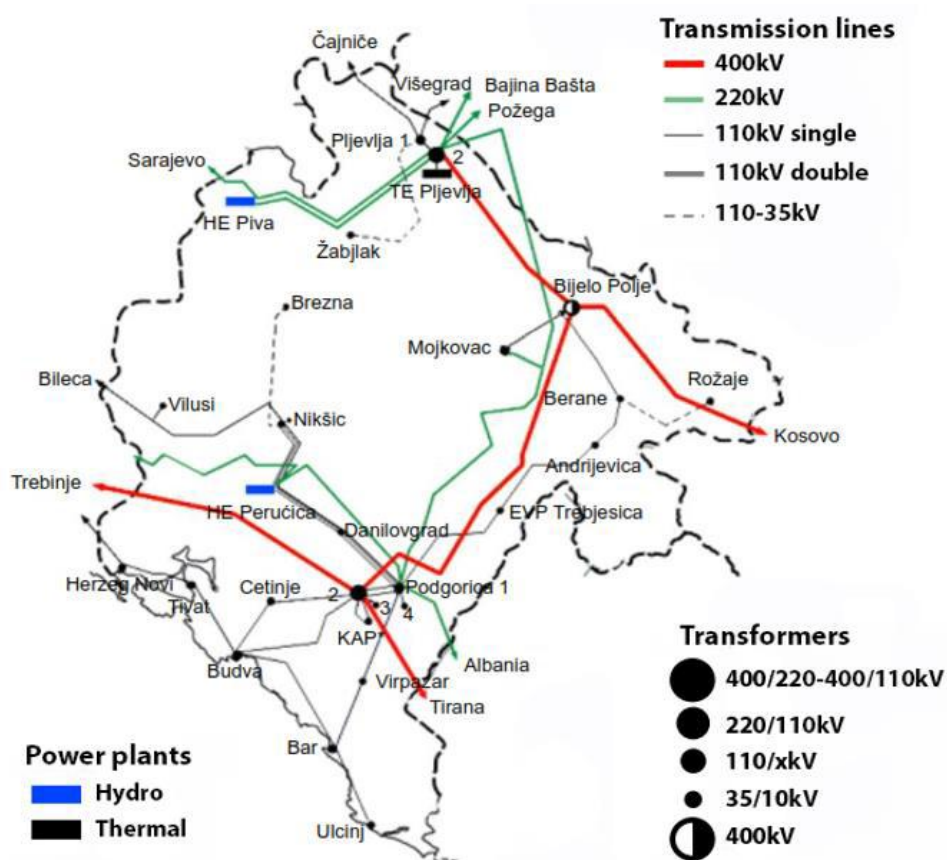
Analiza crnogorskog sistema ukazuje da bi realizacija VE Gvozd mogla poslužiti u dvije svrhe iz perspektive nacionalnog energetskeg sistema: u svrhu izvoza energije proizvedene tokom zime i proljeća kao i svrhu umanjenja dijela razlike između potražnje i proizvodnje u ljetnjim mjesecima.

2.2. Regionalni energetski sistem

2.2.1. Postojeća berza električne energije

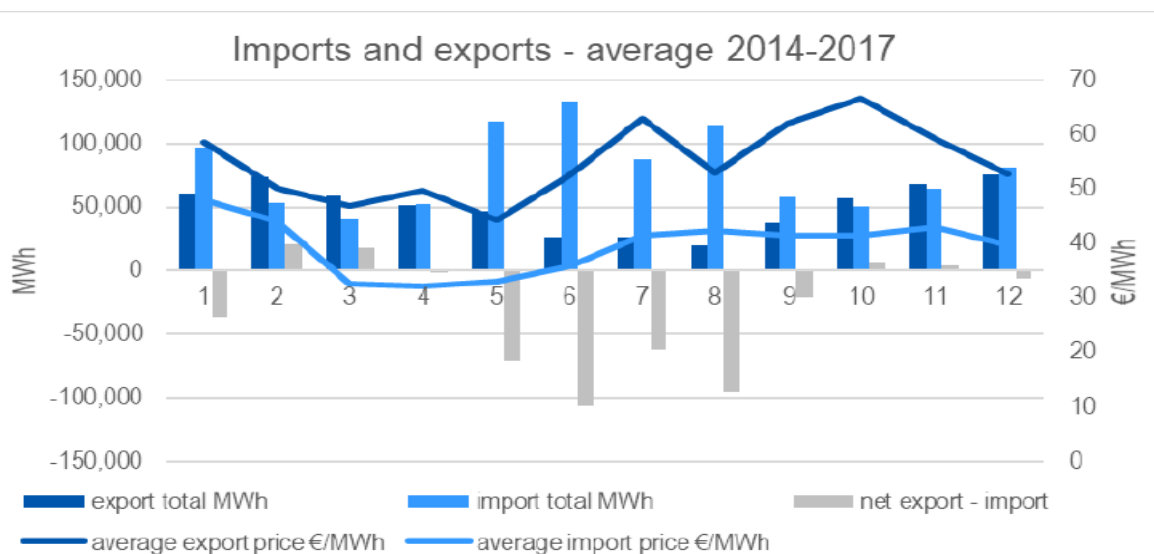
Postojeći dalekovodi za razmjenu električne energije povezuju Crnu Goru sa Srbijom, Kosovom, Albanijom i Bosnom i Hercegovinom (vidi Sliku 2-8). Postojeća mreža uvoza električne energije dolazi uglavnom iz Albanije, BiH i Srbije. Do 2019. se planira postavljanje podmorskog kabla visokonaponske jednosmjerne struje (HVDC kabl), koji direktno povezuje Italiju i Crnu Goru.

Pažnja u ovom odjeljku je usmjerena na postojeće berze električne energije dok će se procjena regionalnih tržišta prikazati u sljedećem odjeljku.



Slika 2-8:: Crnogorska prenosna mreža i interkonekcije

Prilikom procjene berzi za razmjenu električne energije u Crnoj Gori analizirani su istorijski podaci uvoza i izvoza. Kao rezultat na sljedećoj slici su prikazani uvozi i izvozi neto energije Crne Gore za period od 2014 do 2017.



Slika 2-9: Prosječni uvozi i izvozi energije i odnosne cijene za period 2014 – 2017

Istorijski gledano, crnogorski bilans trgovine energijom je negativan. Stoga, uvozi električne energije tokom godine prevazilaze iznos ukupno izvezeno količine električne energije. Naročito je to slučaj u januaru, kao i u periodu od maja do septembra. U periodima od februara do marta i oktobra do novembra, Crna Gora je u prosjeku uglavnom neto izvoznik električne energije. Ipak, na ovakvu sliku opšte procjene, sa izuzecima u pojedinim godinama, uticala je hidrologija. Takođe treba napomenuti da se uvozi i izvoz javljaju skoro tokom čitave godine zbog dnevnih varijacija.

Tokom zimskih mjeseci (decembar i januar) i u vrelim ljetnim mjesecima (od maja do avgusta) količina uvezene energije je velika (vidi sliku 2-9). Razlog za to je široka upotreba sistema za grijanje tokom zime i klima tokom ljeta. U februaru se bilježi najveći izvoz električne energije. Mjesečne količine izvoza se smanjuju tokom proljeća i ljeta, a zatim opet bilježe porast u jesenjem periodu.

Na godišnjoj osnovi prosječne uvozne cijene kreću se u opsegu između 32 €/MWh u aprilu i 48 €/MWh u januaru. Cijene opadaju u proljeće a zatim bilježe blagi porast tokom ljeta. Prosječne cijene izvoza se kreću u opsegu između 44€/MWh u maju, zatim imaju stabilan porast tokom ljeta i dostižu maksimum od 67 €/MWh u oktobru.

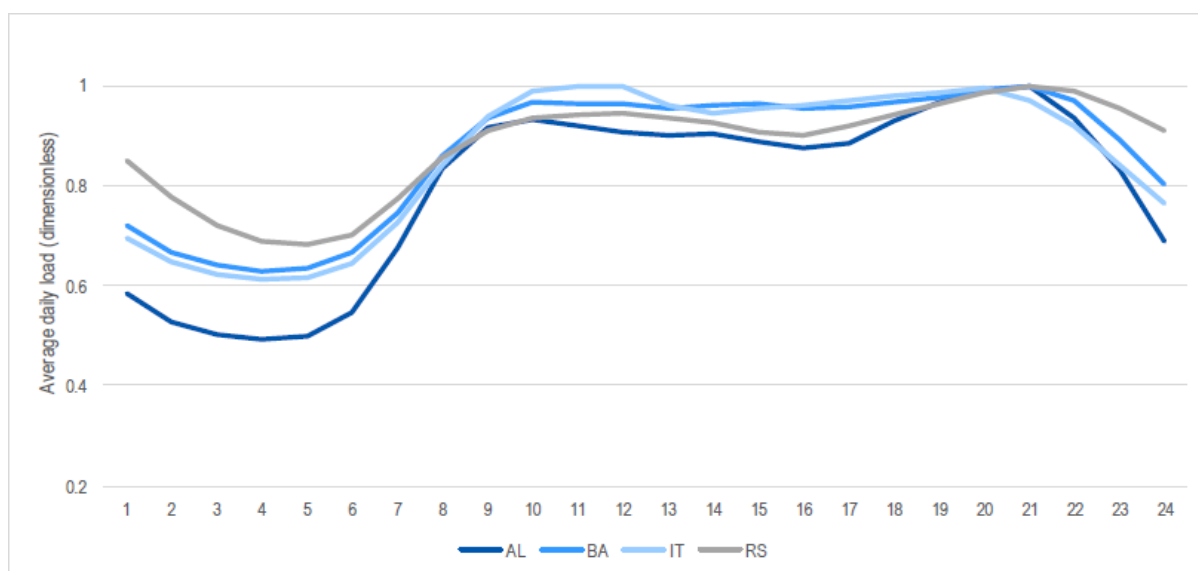
2.2.2. Regionalno tržište električnom energijom

Geografski položaj Crne Gore omogućava državi da bude značajan faktor kako u transferu tako i tranzitu električne energije u Jugoistočnoj Evropi. Susjedne države Crne Gore su Bosna i Hercegovina na sjeveru, Srbija i Kosovo na istoku, Albanija na jugu i Hrvatska na zapadu. Procjena regionalnog energetskog sistema je

orjentisana na države u neposrednoj blizini Crne Gore, kao primjere, iako u svjetlu integrisanih tržišta prisutan je naravno i uticaj ostalih zemalja. Pored toga, izvršena je procjena tržišta električne energije Italije – budući da će uskoro biti povezana sa regionom Jugoistočne Evrope. Svrha ovog je da se procijeni kako potreba za izvozom električne energije iz Crne Gore tako i konkurentna proizvodnja.

2.2.2.1. Potražnja

Opterećenje sistema susjednih zemalja ima obrazac opterećenja sličan crnogorskom, sa dva dnevna maksimuma – jedan u podne a drugi u večernjim satima – dok je drugi naglašeniji. Prosječna „bezdimenziona“ kriva dnevnog opterećenja za Italiju, Srbiju, BiH i Albaniju u 2017 je data u tabeli ispod. U cilju poređenja data je dnevna potražnja u odnosu na maksimalnu potražnju; prikazujući na taj način samo obrasce a ne ukupne vrijednosti.



Slika 2-10: Krive prosječnog dnevnog opterećenja u regionu (Izvor: Entso-E)

Profili opterećenja balkanskih država su uglavnom okarakterisani potražnjom domaćinstava, zbog ograničene teške industrije – dok je kriva opterećenja Italije ravnija. Konačno, dnevni obrasci opterećenja potvrđuju prisustvo veće potražnje i cijene u večernjim satima i tokom dana. Ne očekuje se promjena u ovom obrascu u budućnosti. Dalje, u skorije vrijeme se ne očekuju bitnije razlike u sezonskoj potražnji. Ako se uradi poređenje tokom godine, u Albaniji i Srbiji, potražnja je veća tokom zimskih mjeseci zbog potreba grijanja. BiH pokazuje ujednačeniju potražnju tokom godine, sa većim opterećenjima tokom ljetnjih i zimskih mjeseci.

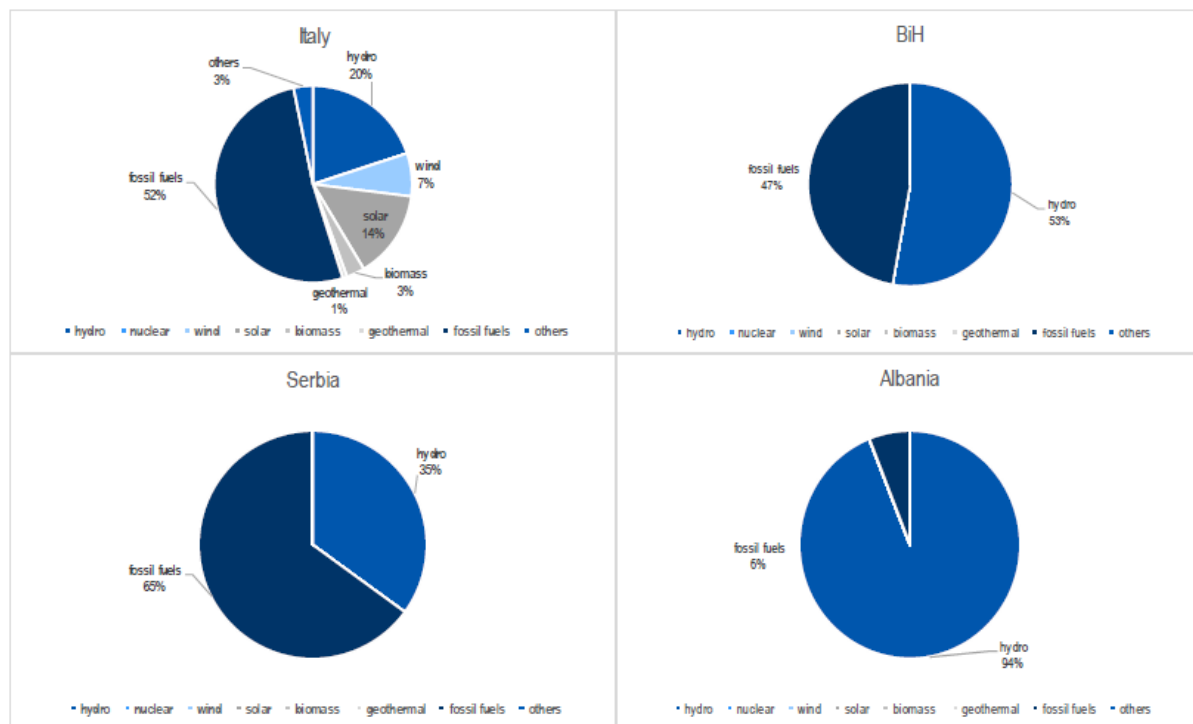
Očekuje se povećanje potražnje. Na Balkanu se očekuje prosječna godišnja stopa rasta od 1% do 2% između 2015 i 2050; dok se u Italiji očekuje povećanje potražnje električne energije za oko 0,6% godišnje.⁶

⁶ Argus Media Group, Energetska strategija Italije za 2017.: pregled za energiju i gas, 2017

2.2.2.2. Proizvodnja

Trenutna proizvodnja

U 2015/2016 ukupna instalisana snaga je iznosila 133,255 MW u Italiji⁷, 3,972 MW u BiH, 8,609 MW u Srbiji i 1,440 MW u Albaniji⁸. Odnos proizvodnih kapaciteta na pragu elektrane za svaku državu je dat na slici ispod.



Slika 2-11: Odnos kapaciteta na pragu elektrane (2016)

Srbija i BiH pretežno raspolažu kapacitetima fosilnih goriva (između 47% i 65%), sa velikim hidro kapacitetom (35% do 53%). U Albaniji, hidroelektrane čine 94% što dovodi do velike zavisnosti od hidroloških uslova. U Italiji je proizvodnja raznolika. U Italiji, pored fosilnih goriva (52%) i hidro potencijala (20%), u proizvodnim kapacitetima dominira proizvodnja iz obnovljivih izvora energije (25%).

Kapacitet koji premašuje potražnju može da se primijeti u BiH budući da je država neto izvoznik tokom čitave godine. Srbija mora da ispuni povećanu potražnju tokom zime kroz uvoz, dok kapacitete za izvoz ima samo tokom proljeća. Slična je situacija i kod Albanije koja mora da ispuni povećanu potražnju uglavnom tokom nekoliko mjeseca u zimskom i proljećnom periodu, dok se električna energija može izvoziti u ostatku godine. Italija je neto uvoznik električne energije.

⁷ ENTSO-E vrijednosti (2016)

⁸ Ergus Media Group, Entso-E, ERE Albania (Godišnji izvještaj 2015)

Pregled proizvodnje

Od Bosne i Hercegovine se očekuje da ostane neto izvoznik električne energije. U narednim godinama⁹ se očekuje početak proizvodnje iz nekoliko novih termoelektrana (npr. 450 MW Tuzla, 300 MW Kakanj 8) kao i hidroelektrana (npr. 63 MW Ustikolina). U martu 2018. je pušten u pogon prvi vjetro park u Bosni, snage 50 MW, a što se tiče vjetro resursa pretpostavlja se da će u predstojećim godinama biti pušteno u pogon više vjetro projekata.¹⁰

Proizvodni portfolio Srbije će se u budućnosti uglavnom zasnivati na hidro i termo kapacitetima. Prema informacijama iz EP Srbija i Energetske zajednice, planira se povećanje kapaciteta termoelektrane za 1.750 MW i modernizacija i proširenje postojećih termoelektrana. Međutim, finansiranje i vreme realizacije ovih projekata su veoma neizvesni. Predviđeno je da se u narednim godinama pušti u pogon nekoliko HE, od kojih su neke projektovane kao reverzibilne hidroelektrane. Proizvodnja iz obnovljivih izvora, posebno vjetra i sunca, vjerovatno će iznositi oko 10% ukupnih instalisanih kapaciteta.

Što se tiče Albanskih proizvodnih kapaciteta dominantnu ulogu će i dalje imati hidroenergija - predviđeno je više od 300 hidroelektrana u rasponu od 1 MW do oko 300 MW. Devoll hidroenergetski projekat, koji će biti izgrađen do 2019. godine, jedan je od najvećih projekata ukupne instalisane snage od 280 MW. Među obnovljivim izvorima energije, vjetroelektrane su najrazvijenije sa dozvolama izdatim za nekoliko vetroelektrana koje imaju instalisani kapacitet od 1.367 MW - ali do sada nijedna od njih nije napredovala izvan faze licenciranja.

U skladu sa Italijanskom nacionalnom energetskom strategijom¹¹ doći će do proširenja kapaciteta proizvodnje iz obnovljivih izvora do 2030, naročito u vjetro i solarnoj energiji, budući da se Italija opredijelila za potpuno ukidanje proizvodnje energije sagorijevanjem uglja, do 2025. godine.

Italijanska kompanija za električnu energiju Terna planira da u saradnji sa Crnogorskom kompanijom za prenos električne energije (CGES) postavi podmorski energetski kabl između Crne Gore i Italije. Planirano je da projekat ima ukupni kapacitet od 1000 MW, sa 600 MW puštenih u rad tokom Faze I do sredine 2019. godine. Kabl povezuje elektroenergetske sisteme Italije i Crne Gore između Pescare (IT) i rta Jaz. Ukupna dužina kabla je oko 455 km, 95% je pod vodom. Vrijednost projekta je milijardu eura, od čega Italija ulaže 80% a Crna Gora 20%.

U saradnji sa Trans-balkanskim koridorom¹² za električnu energiju, projekat stvara direktnu vezu od Evropske mreže do regiona Balkana. Balkan ima velike energetske resurse hidroenergije i lignita i stoga postoji potencijal za izvoz viška energije u Evropu preko Italije. Instaliranjem HVDC kabla, Italija je imala za cilj

⁹ CEE, Izvještaj o dugoročnoj ekonomskoj održivosti izgradnjenovih energetske kapaciteta za izvoz el. energije u zemlje zapadnog Balkana, 2015.

¹⁰ <https://www.reuters.com/article/us-bosnia-energy-windfarm/first-wind-farm-operational-in-coal-reliant-bosnia-idUSKCN1GQ10B>, 9.11.2018.

¹¹ Evropsko udruženje istraživanja obrazovanja (European Educational Research Association-EERA), Nacionalna energetska strategija Italije 2017, 2018

¹² Projekat 'Trans balkanski energetski koridor' je projekat namijenjen unapređenju veze između Crne Gore, BiH i Srbije, proširenjem 400kv prenosne mreže.

da poboljša pouzdanost nacionalnog snabdijevanja električnom energijom i efikasnost energetskeg sistema uvozom električne energije iz regiona Balkana po nižim cijenama nego u Italiji. Štaviše, poboljšanjem prekogranične razmjene, integracija OIE u evropski elektroenergetski sistem predstavlja dodatnu korist od nove veze.

Uticaj projekta je krajnje neizvjestan. Dok se očekivalo da će isti izazvati povećanje ulaganja u energetske projekte u Crnoj Gori i cio balkanski region, proširenjem proizvodnih kapaciteta Italije sa novim proizvodnim objektima može čak i preokrenuti tok – dovodeći do protoka električne energije od Italije ka zemljama Balkana.

2.3. Cijene električne energije

2.3.1. Razvoj cijena u Crnoj Gori

Cijene električne energije su bitan faktor za donošenje odluke o finansijskoj izvodljivosti projekata u oblasti energetskeg sektora. U ovom pododjeljku je data procjena veleprodajne cijene električne energije u Crnoj Gori, počevši od 2020. do 2040. Ključni nalazi su zasnovani na dvije poznate studije, u kojima je korišćen tržišni model predviđanja budućih promjena cijena, kao i interne informacije koje posjeduje Fichtner.

Strategija razvoja elektroenergetskog sektora Jugoistočne Evrope ("SEERMAP studija")¹³ izvršena je u 2017. i predviđa cijene u skladu sa Strategijom razvoja EU 2050, kombinacijom modela elektro i gasnog energetskeg sektora i modela razvoja obnovljivih izvora kao i modela regionalne energetske mreže.

U perspektivi energetskeg tržišta Jugoistočne Evrope (Studija tržišta SEE¹⁴ (JIE)) je prikazan model budućih tržišta električne energije i regionalnih zahtjeva prenosne mreže, uzimajući u obzir razvoj u proizvodnji (i obnovljive izvore) kao i uticaj povezivanja sa Italijom pa samim tim i veće tržišne integracije.

Izvršena je kritička procjena pretpostavki dvije studije u cilju analize i procjene njihove podobnosti za ovu studiju. Glavne pretpostavke i rezultati su prikazani u sljedećim paragrafima.

2.3.1.1. SEERMAP Studija

SEERMAP studijom su definisani različiti scenariji koji imaju isti okvir pretpostavki kao što su troškovi proizvodnih tehnologija i prekogranični kapaciteti. U tekstu ispod je dat prikaz nekih od glavnih pretpostavki:

- Potražnja:
 - prosječna godišnja stopa rasta potražnje električne energije (2015-2050): 1.3%
 - Mjerama upravljanja potražnjom predviđa se pomjeranje za 3,5% ukupne dnevne potražnje sa peak na band sate do 2050.

¹³ SEERMAP, Izvještaj države: Crna Gora, 2017

¹⁴ SEE, Perspektive tržišta električne energije do 2030., 2017

- Cijena emisije CO₂:
 - od 15€/tCO₂ u 2020. do 88 €/tCO₂ u 2050.
- Cijena fosilnih goriva:
 - Cijena uglja od 1.95 €/GJ u 2020. do 2.04 €/GJ u 2050.
 - Cijena gasa od 20.74 €/GJ u 2020. do 33 €/GJ u 2050.
- Prosječna ponderisana cijena kapitala:
 - oko 11 - 12%.

Pretpostavke potražnje u SEERMAP studiji su slične onima koje su pripremljene za analizu Gvozda gdje Fichtner predviđa nešto manje povećanje potražnje od 1% i bez promjena u modelu potražnje. Ipak, pomjeranje od 3,5% ne ukazuje na opštu promjenu šeme potražnje. Cijena za emisiju CO₂ se procjenjuje kao prihvatljiva i poklapa se sa posljednjim predviđanjima ostalih institucija.¹⁵ Cijena uglja je na nižem nivou ako se uporedi sa 2,6 €/GJ koje se trenutno koriste u Biznis Planu EPCG. Konačno, smatra se da su opšte pretpostavke korišćene u SEERMAP-u opravdane.

SEERMAP pruža tri različita scenarija, koji se razlikuju u pogledu miksa proizvodnje, odgovarajućih nivoa emisije CO₂ i veleprodajnih cijena. Scenariom „bez cilja” se pretpostavlja da Crna Gora ispunjava cilj proizvodnje iz obnovljive energije za 2020. godinu, ali ne postavlja cilj smanjenja emisije CO₂ za 2050. Scenario „dekarbonizacije” podrazumijeva implementaciju dugoročne strategije za smanjenje emisije CO₂, u skladu sa indikativnim ciljevima EU za smanjenje emisije za sektor električne energije do 2050. godine. „Odloženi scenario” pretpostavlja novi smjer energetske politike, počevši od 2035. godine, što dovodi do istog cilja smanjenja emisija u 2050. godine kao i prethodni „scenario dekarbonizacije”. Do 2035. godine svi sadašnji nacionalni planovi energetske politike uspješno se sprovode u scenariju bez ciljanja i scenariju dekarbonizacije. Što se tiče proizvodnog trenda, lignit postaje sve manje značajan kao izvor proizvodnje električne energije u sva tri scenarija do 2050 godine, zbog velikih troškova uglja. Scenario dekarbonizacije ne pretpostavlja nove investicije u kapacitete lignita (protivno postojećim nacionalnim planovima), u odnosu na ostale scenarije (kapacitet uglja od 250 MW u 2030 u svakom scenariju). Što se tiče instalisanog kapaciteta OIE očekuje se porast u vjetro i solarnoj energiji, uglavnom u slučaju dekarbonizacije (do 572MW instalisanog vjetro i 143MW solarnog kapaciteta u 2030). Hidro potencijal ostaje značajan izvor proizvodnje električne energije u svim scenarijima, naročito u slučaju dekarbonizacije (do 1.131 MW hidro u 2030.).

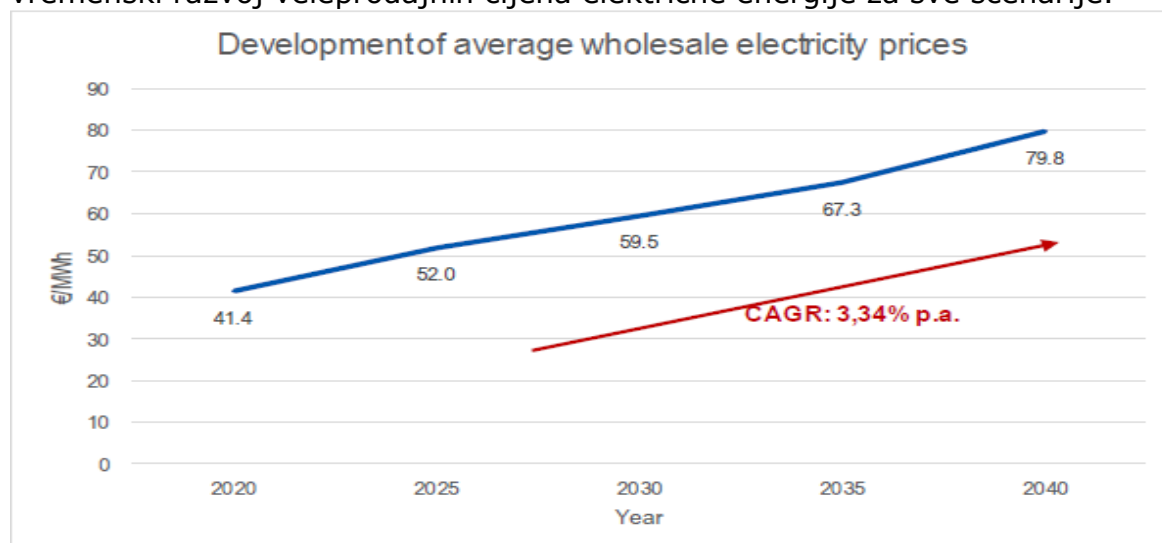
Pretpostavke o instalisanim kapacitetima date su u tabeli ispod. Instalisani kapacitet koji je Fichtner predvidio za svrhu procjene (vidi odjeljak 2.1.2.1) kreće se između vrijednosti izolovanih i odloženih scenarija prikazanih u SEERMAP Studiji. Cjelokupno gledano, kapaciteti termoelektrane i hidroelektrana su veoma slični, dok su za OIE (naročito vjetro i solarnu energiju) Fichtnerovi prospekti energetskog sistema zasnovani na pretpostavkama EPCG optimistični u poređenju sa SEERMAP Studijom u izolovanom slučaju.

¹⁵ Na primjer, u 'Obavještenju o smjernicama cijena u sjenci karbona u ekonomskoj analizi' Svjetske Banke (2017) trošak CO₂ u 2017. je ocijenjen između 32 i 65€/tCO₂ a u 2050 između 68 i 136€/tCO₂. Ovo ukazuje na širok dijapazon koji je u skladu sa pretpostavkama u SEERMA Studiji.

	SEERMAP Scenariji vs. Pretpostavke Studije Gvozd			
	Pretpostavke Studije Gvozd od 2023. (MW)	Izolovani senario za 2030 (MW)	Odloženi senario za 2030. (MW)	Scenariio dekarbonizacije za 2030. (MWh)
Instalisana snaga				
- Uglja	225	250	250	0
- Hidro	680	671	874	1.131
- Vjetro	120	92	373	572
- Solarna	250	12	54	143
- Ostalo	7	0	0	0
Ukupno	1.282	1.025	1.155	1.846

Table 2-4: Instalirana snaga (MW) u različitim scenarijima SEERMAP Studije vs. pretpostavke Studije Gvozd

U svim SEERMAP scenarijima, Crna Gora proizvodi više električne energije nego što troši tokom cijele godine. Štaviše, u svim modelima, veleprodajna cena električne energije konstantno raste i određena je graničnim troškovima sistema. Kako svi scenariji rezultiraju sličnim cijenama za period od 2020. do 2040. (uz maksimalno odstupanje od 4 € / MWh), na slici ispod je pokazan samo prosječni vremenski razvoj veleprodajnih cijena električne energije za sve scenarije.



Slika 2-12: Budući razvoj veleprodajnih cijena električne energije u Crnoj Gori (SEERMAP)

Zbirna godišnja stopa rasta prosječne veleprodajne cijene električne energije od 2020. do 2040. godine iznosi 3.34% godišnje. Nakon 2040. godine, dva scenarija sa ciljevima emisije CO₂ (odloženi / dekarbonizirani) rezultiraju nižim veleprodajnim cijenama zbog većeg udjela OIE.¹⁶

Što se tiče osjetljivosti cijena, cijena CO₂ je ključni faktor koji utiče na veleprodajnu cijenu električne energije. Smanjenjem cijene CO₂ za 50% dovodi do preko 30% manjih veleprodajnih cijena tokom perioda.

¹⁶ Udio OIE je dovoljno veliki da zadovolji potražnju u velikom broju sati po nižoj cijeni, smanjujući prosječnu godišnju cijenu.

2.3.1.2. SEE Studija

SEE Studijom je procenjen uticaj regionalnih veza regiona sa Italijom, sa 2030. kao ciljnom godinom. Svi SEE scenariji baziraju se na modelu tržišne simulacije, koji razmatra i četiri podmorska HVDC kabla. Štaviše, razmatrana su tri spoljna tržišta (Italija, Turska i Srednja Europa). Scenariji imaju zajedničke okvirne pretpostavke:

- Potražnja:
 - prosječna godišnja stopa rasta potražnje el. energije (2014-2030): 1.3%
- Cijena emisije CO₂:
 - u 2030: 17 €/tCO₂.
- Cijena fosilnih goriva:
 - Cijena uglja u 2030: 3,01-3,48 €/GJ.
 - Cijena gasa u 2030: 9,49-10,28 €/GJ.

Iako je povećanje potražnje identično sa studijom SEERMAP-a, pretpostavka cijene ugljenika je znatno konzervativnija. Ovo bi moglo biti djelimično umanjeno većom cijenom za ugalj u poređenju sa SEERMAP-om, kao i Biznis planom EPCG.

SEE Studijom su data tri različita scenarija koji procjenjuju različite HVDC kablovske veze sa Italijom. "Scenario izolovanog SEE" (referentni scenario) uključuje 12 zemalja u regionu jugoistočne Evrope, bez ikakvih veza sa spoljnim tržištima. Osim toga, postoji i HVDC Grčka-Italija. "Osnovni scenario" uključuje, pored regiona jugoistočne Evrope, tri spoljna tržišta (Italija, Turska i Srednja Europa), postojeći HVDC Grčka-Italija i HVDC Crna Gora-Italija (u izgradnji). Ovaj scenario najbolje odražava stvarnu situaciju. U poređenju sa osnovnim slučajem, "alternativni scenario" uključuje dvije dodatne veze sa Italijom (HVDC Hrvatska-Italija i HVDC Albanija-Italija). I HVDC veza između Crne Gore i Italije i veza HVDC Hrvatska-Italija i Albanija-Italija će olakšati tranzit energije prema Italiji.

Što se tiče razvoja proizvodnog sektora u Crnoj Gori, prema SEE Studiji biće instalirano oko 1.520 MW do 2030. godine (vidi tabelu ispod). Hidroelektrane imaju najveći udio (1.114 MW, 73%); dok se očekuje porast instalirane snage vjetra (190 MW) i solarne energije (20MW).

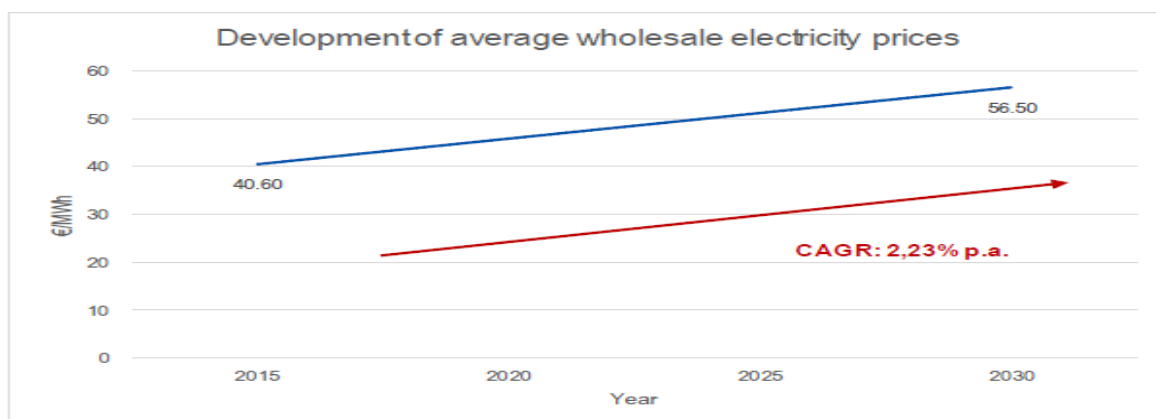
	SEE Scenario vs. Pretpostavke Studije Gvozd	
	Pretpostavke Studije Gvozd od 2023. (MW)	SEE scenario od 2030. (MW)
Instalisana snaga		
- Uglja	225	250
- Hidro	680	874
- Vjetro	120	373
- Solarna	250	54
- Ostalo	7	0
Ukupno	1.282	1.155

Table 2-5: Instalirana snaga (MW) u scenariju SEE Studije vs. pretpostavke Studije Gvozd

U poređenju sa instalisanom snagom u pregledu energetskog sistema u odjeljku 2.1.2.1, SEE-om se pretpostavlja značajan rast u hidro kapacitetu, takođe je i vjetro kapacitet veći za 70 MW – nasuprot solarnog kapaciteta, koji je 230 MW manji kao što je navedeno u prospektima energetskog sistema za procjenu Gvozda.

Prema veleprodajnim cijenama, studija kao input pretpostavlja prosječnu veleprodajnu cijenu električne energije u SEE regionu od 40,6 €/MWh u 2015. godini. Različiti scenariji nude nešto drugačije rezultate sa odstupanjem od oko 4 €/MWh do 2030. godine. "Izolovani scenario" ne uključuje spoljna tržišta, tako da je veleprodajna cena električne energije uglavnom određena graničnim troškom proizvodnje. Prema tome, procjena cijene za 2030. godinu iznosi 54,13 €/MWh. U "osnovnom scenariju", Crna Gora pokazuje višak uvoza električne energije (827 GWh godišnje). U ovom scenariju na prosječnu veleprodajnu cijenu električne energije utiču skuplje cijene na eksternim tržištima, pa je procjena cijena nešto viša (56,34 €/MWh). U "alternativnom scenariju", Crna Gora ima nešto manji višak uvoza električne energije (732 GWh godišnje), ali postoji i dalji rast cijena u cijelom SEE regionu. Tako se veleprodajna cijena električne energije procjenjuje na 58,88 €/MWh.

Prosječna veleprodajna cijena za 2030. u svim SEE scenariima je 56,5 € / MWh. U poređenju sa ulaznom veleprodajnom cijenom električne energije u 2015. godini od 40,6 €/MWh zbirna godišnja stopa rasta od 2015. do 2030. godine iznosi 2,23% godišnje (vidi sliku 2-13).

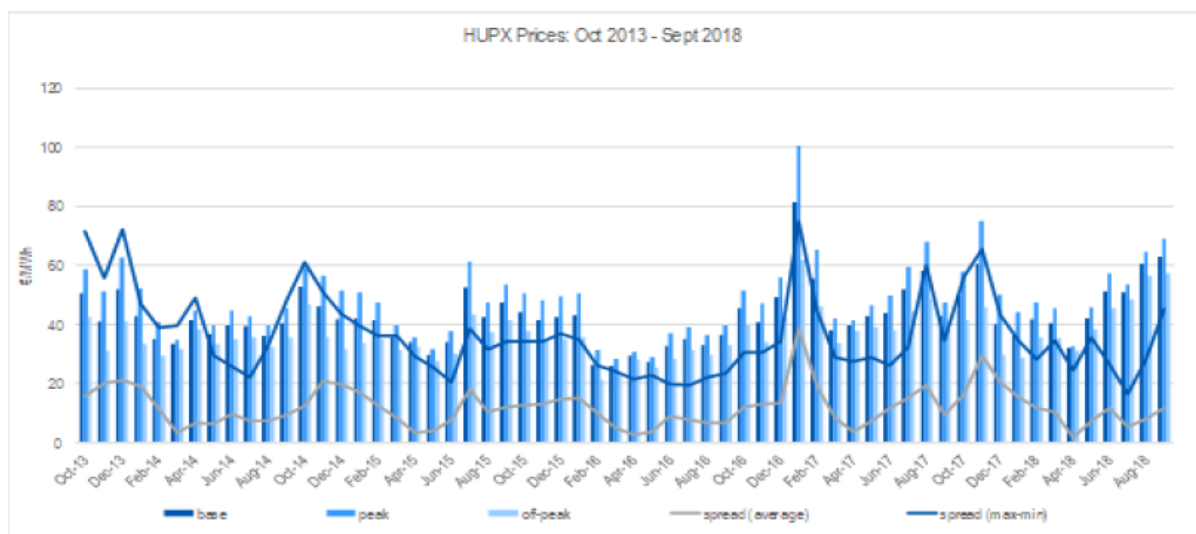


Slika 2-13: Budući razvoj veleprodajnih cijena električne energije u Crnoj Gori (SEE)

2.3.2. Cijene na regionalnom tržištu

2.3.2.1. Sadašnje i prethodne cijene

U ovom Odjeljku je izvršena procjena Mađarske berze električne energije (HUPX) u cilju procjene cijena koje preovladavaju u višoj i nižoj tarifi u regionu. U poređenju sa crnogorskim energetskim sistemom i obrascem lokalne potražnje, regionalno tržište električne energije pokazuje slične osobine u dijelu dnevnih odstupanja cijena električne energije, tj. potražnje. Na slici ispod je dat trend cijena po mjesecima u periodu oktobar 2013. - septembar 2018. sa HUPX berze.



Slika 2-14: Prosječna tržišna cijena za trgovinu dan unaprijed za period oktobar 2013 – septembar 2018 (Izvor: HUPX)

Posmatrajući istorijski razvoj HUPX-a od 2013. – 2016. primjećuje se opadanje cijena u višoj i nižoj tarifi. Ovaj trend je bio obrnut u 2017. zbog velike potražnje i nepovoljnih hidroloških uslova. Ipak, tržišne cijene su već duži vremenski period stabilne. Tako su, u preostalom dijelu analize, trenutne tržišne cijene uzete kao najopravdanije budući da se iz istorijske analize ne mogu izvesti dalja kretanja tarifa.



Slika 2-15: Tržišne cijene za trgovinu dan unaprijed 2013 –2018; mjesečni presjek (Izvor: HUPX)

Ne iznenađuje to što se primjećuje da se najveće cijene električne energije dostižu tokom zimskih mjeseci. U ovim mjesecima je raspon između maksimalne i minimalne cijene tokom dana najveća (51 €/MWh) u oktobru, dok se najmanji raspon javlja u junu (23 €/MWh).

Posmatrajući prosječne peak (12 sati, 8-20), off-peak (12 sati, 20-8) i band (24 sata) cijene energije, na način definisan regionalnim energetskeim tržištima, podaci

sa HUPX-a ukazuju da istorijske prosječne mjesečne cijene peak energije variraju između 37 €/MWh u aprilu i 60 €/MWh u januaru.

Prosječne off-peak cijene kreću se u opsegu između 31 €/MWh u martu i 42€/MWh u oktobru. Ako bi se uporedile prosječne peak i off-peak cijene, cijene se kreću u opsegu između 3 €/MWh i 21 €/MWh.

2.3.2.2. Predviđanje regionalnih tržišnih cijena

Prema SEERMAP predviđanju¹⁷, veleprodajne cijene band energije u jugoistočnoj Evropi će imati ujednačen rast do 60,2€/MWh u 2030. (vidi sliku 2-16), podstaknute cijenom CO2 i cijenom prirodnog gasa koje su u porastu. Procjene ovih cijena su uglavnom nezavisne od nacionalnog nivoa dekarbonizacije; uglavnom su zasnovane na najvišim graničnim troškovima proizvodnje elektrana, koje su potrebne za zadovoljenje potrebe. Što se tiče Italije, procjena cijene je nešto veća (61,3 €/MWh u 2030.). Ipak, ne predviđa se postojanje značajnih razlika u cijeni između različitih zemalja, koje se do neke mjere mogu pripisati sve većoj integraciji tržišta. Projekcije SEERMAP-a su u skladu sa očekivanjima formiranim u drugim projektima na istu temu.



Slika 2-16: Veleprodajne cijene band energije u 2030 (SEERMAP)

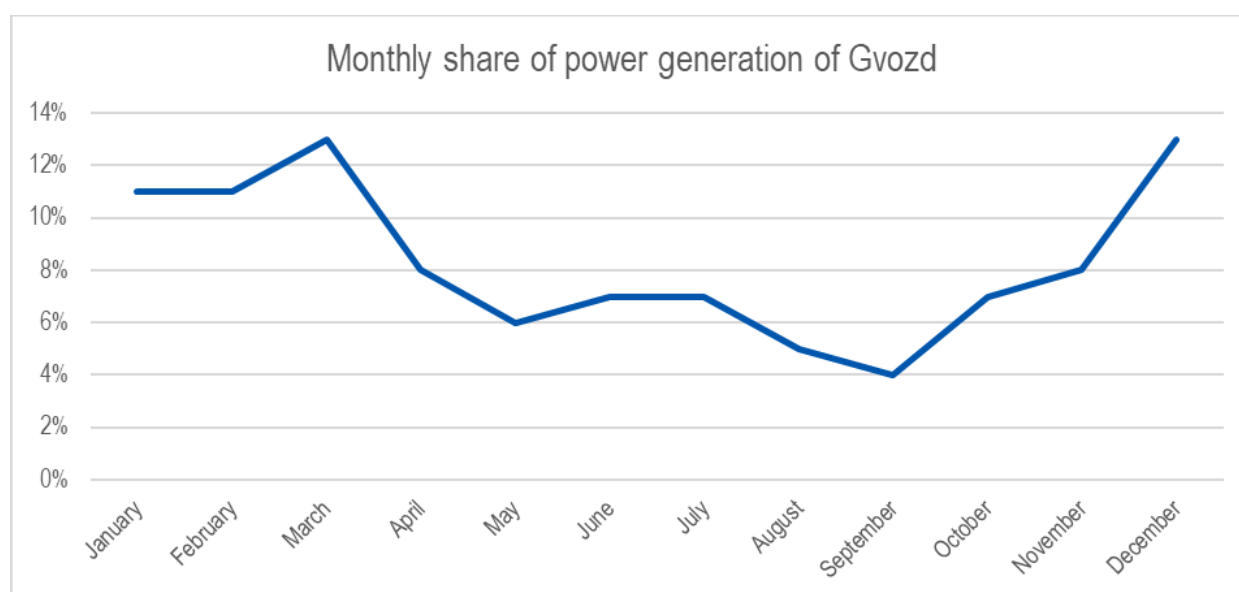
¹⁷ SEERMAP, Regionalni izvještaj: Jugo-istočna Evropa, 2017

3. Uloga projekta Gvozd i Poslovni slučaj

3.1 Prirodna sredina na lokaciji Gvozd

3.1.1 Rad elektrane Gvozd

Instalisani kapacitet Gvozd-a iznosi 54.6 MW a procjena je da godišnje proizvodi oko 153 GWh električne energije koja se isporučuje u mrežu (P50). Uzimajući kao pretpostavku mogućnost P75, procijenjena proizvodnja iznosi oko 142 GWh. Proizvodnja tokom godine nije ravnomjerno distribuirana, uz veću proizvodnju energije u toku hladnijih mjeseci. Ovo je predstavljeno na slici koja se nalazi u nastavku koja prikazuje udio ukupne godišnje proizvodnje koji se proizvede u toku svakog mjeseca.



Slika 3-1: **Mjesečni udio proizvodnje elektrane Gvozd**

Proizvodnja se vrši u bilo koje vrijeme tokom dana. Stoga, ne postoji indikator dnevne sheme proizvodnje. Budući da isti predstavlja neprestani izvor energije, proizvedena energija se ne može kontrolisati ili skladištiti ukoliko Gvozd funkcioniše samostalno. Međutim, ukoliko se rad elektrane Gvozd udruži sa hidro elektranom koja ima mogućnost za akumulaciju, takva akumulacija može služiti kao skladište.

3.1.2 Zahtjevi tržišta

Analiza u prethodnom poglavlju odnosi se na trenutno i buduće tržišno okruženje u Crnoj Gori i regionu. Trenutno, sektorom proizvodnje u Crnoj Gori dominira termo elektrana koja obezbjeđuje baznu energiju kao i dvije velike hidro elektrane koje imaju potencijal za akumuliranje i rad prilagođen opterećenju. Ubuduće, osim malih hidroelektrana, vjetro i solarni fotonaponski kapaciteti biće znatno prošireni. Navedeno povećava udio intermitentnih izvora energije kao i značaj mogućnosti za skladištenje kojima se povećava fleksibilnost sistema.

Kriva potražnje u Crnoj Gori pokazuje obrazac kojim dominira potražnja domaćinstava gdje je najveća potražnja u toku popodneva a manja u toku noći. Ukupna potražnja premašuje lokalnu proizvodnju naročito u toku zime (odnosno

u januaru) kao i u toku ljetnjih mjeseci (kada je potražnja veća ali je proizvodnja iz hidroelektrana manja). Dakle, postoji potreba za prihvatljivim izvorima električne energije koji mogu zadovoljiti najveću potrošnju tokom dana kao i mjesečnu potražnju. Čak i sa novim planiranim pojačanjima kapaciteta, ne očekuje se da se situacija znatno promijeni. Dok nove elektrane imaju za cilj da zadovolje lokalnu potražnju u toku ranih godina analize, umjereno povećanje potražnje od 1% na godišnjem nivou dovodi do situacije kada lokalna proizvodnja opet nije dovoljna na mjesečnom nivou. Dok neto izvoz može da nastupi u toku zime, ljetnja potražnja podrazumijeva potrebu za neto uvozom. Treba imati u vidu da, kako bi optimalno iskoristio svoj sistem kao i trošak električne energije, EPCG konstantno kupuje i prodaje električnu energiju na tržištu uzimajući u obzir razlike u cijeni u toku dana kao i u toku godine.

Sa nacionalne tačke gledišta, prethodno navedeni rezultati sugerišu da tokom vremena postoji potreba za dodatnim kapacitetima u sistemu - uglavnom za potrebe zadovoljenja potražnje u toku ljeta. Glavni dio svojih godišnjih ukupnih GWh Gvozd proizvodi u toku zime, kada je proizvodnja iz hidro izvora takođe najveća. Dakle, električna energija koju proizvede Gvozd može se koristiti za internu potražnju tokom ljetnjeg perioda i istu je potrebno procijeniti u smislu da li postoje mogućnosti za izvoz tokom zimskog perioda.

U ovu svrhu, izvršena je ocjena regionalnog tržišta. Susjedne zemlje, koje služe kao primjer za region, imaju uglavnom sličnu energetska kombinaciju kao i Crna Gora sa termo i hidro kapacitetima koji dominiraju sistemom. Ovo ih takođe barem dijelom čini zavisnim od hidroloških uslova. Potražnja u ocijenjenim zemljama je velika u toku zimskih i ljetnjih mjeseci koje karakteriše najveća potražnja za energijom dnevno u toku podneva. Imajući u vidu potražnju koja se umjereno povećava (1% - 2% na godišnjem nivou) kao i zavisnost od uvoza energije, zemlje na Balkanu imaju namjeru da povećaju proizvodnju. Povećanja kapaciteta predviđena su na način što će se graditi uglavnom nove termo-, hidro- i vjetro-elektrane. Mogućnosti za skladištenje postaju značajnije kako se koriste intermitentni izvori energije kao i u cilju smanjenja sezonske zavisnosti od hidro potencijala. Budući da je plan da se grade nove elektrane, finansijske i proceduralne prepreke mogu odložiti ili čak eliminisati realizaciju projekata. Stoga se očekuje da će potražnja za energijom u regionu biti u mogućnosti da apsorbuje dodatni izvoz iz Crne Gore - takođe i u toku zimskih mjeseci.

3.2 Definisanje uloge i Poslovnog modela

3.2.1 Uloga projekta Gvozd

3.2.1.1 Gvozd kao samostalni projekat (Opcija 1)

Ukoliko se Gvozd posmatra kao samostalni projekat i nije integrisan u sistem EPCG, trebalo bi ocijeniti samo projekat. Ovo predstavlja Opciju 1 za potrebe ove studije.

Prema ovoj Opciji, uloga Gvozd-a može biti dvostruka: električna energija koja se proizvede u toku zime i proljeća može biti prodana na eksternom tržištu dok se električna energija koja se proizvede tokom ljetnjeg perioda može koristiti za zadovoljenje interne potražnje.

Budući da ne postoji jasan obrazac u pogledu dnevne proizvodnje koja se ima dobiti po osnovu ocjene energetskeg prinosa, pretpostavka je da se proizvodnja energije obavlja u bilo koje doba dana. U odsustvu skladišta, proizvedenu količinu je potrebno odmah prodati. Stoga, za potrebe ocjene benefita, pretpostavlja se da prosječna cijena ne razlikuje između peak i off-peak perioda proizvodnje energije. Međutim, u slučaju Krnovo vjetroelektrane, ocijenjeno je da proizvodnja energije može dostići oko 90 – 95% prosječne tržišne cijene.

Za potrebe analize, potrebno je definisati odgovarajuće cijene za prodaju električne energije u Crnoj Gori kao i u regionu. Analiza kretanja cijena u prethodnom poglavlju podrazumijeva da ne postoji velika razlika između budućih cijena u Crnoj Gori i regionu. Navedeno djeluje prihvatljivo ukoliko se u obzir uzmu slični energetske sistemi i integrisana tržišta. Međutim, pretpostavlja se da su cijene u Italiji nešto veće od onih na lokalnom tržištu. Ovaj efekat je moguće netirati ukoliko su u obzir uzeti naknada za izvoz (koju primjenjuje operator tržišta) i mrežne naknade za podmorski kabal. Budući da naknada za izvoz umanjuje cijenu za kompaniju koja se vrši proizvodnjom energije, naknade za mrežu uvećavaju cijenu za stranu koja se bavi kupovinom i koja može izvršiti veću proizvodnju za lokaciju za potražnju privlačnijom.

Dakle, za potrebe ove analize, predviđene su iste cijene za interno i eksterno tržište kako bi se odredila vrijednost benefita proizvedene energije. Više detalja o cjenovnim pretpostavkama i tačnim ciframa prikazani su u sljedećem poglavlju, finansijska ocjena.

3.2.1.2 Gvozd kao dio sistema EPCG (Opcija 2)

U slučaju da se Gvozd razvija kao dio sistema EPCG, potrebno je izvršiti ocjenu više opcija kako bi se definisala njegova uloga. Takođe, benefiti se ne posmatraju samo iz perspektive projekta već se, kao i obično, mogu faktorisati dodatni benefiti za kompaniju u poređenju sa poslovnim aktivnostima.

Budući da se još uvijek može posmatrati kao samostalni projekat, benefiti mogu biti uvećani uzimajući u obzir cijeli sistem. Izvršena je procjena sljedeće tri potencijalne opcije:

- Izbjegavanje uvoza i / ili povećavanje izvoza
- Optimizacija korišćenja hidro potencijala uzimajući u obzir rezervoar
- Izbjegavanje korišćenja termalnog kapaciteta

Objašnjenje koje se nalazi iza projekta Gvozd koji izbjegava uvoze ili povećanje izvoza slično je samostalnoj perspektivi. Benefiti se mogu kvantitativno odrediti pomoću cijene i odgovarajućih plaćanja za izvoz kao i prihodi koje je moguće očekivati od izvoza kada je zadovoljena interna potražnja. Imajući u vidu promjenjivu proizvodnju Gvozd-a očekuje se da takva procjena pruži više benefita ukoliko se u obzir uzmu akumulacioni kapaciteti HE Perućica. U ovom slučaju se može pretpostaviti da energija koju proizvede Gvozd može biti ubačena u sistem. U isto vrijeme, proizvodnja iz hidro akumulacija može se umanjiti. Ovakva skladištena proizvodnja može biti puštena u toku perioda vršnog režima rada. Takođe, posmatrajući iskustvo vjetroelektrane Krnovo, procjena je da 60% vjetro

energije nastane tokom perioda nevršnog režima rada kada se može izbjeći uvoz, dok se 40% dešava u toku sati vršnog režima rada kada postoji potencijal za čuvanje akumulacija.

Druga potencijalna uloga Gvozd-a jeste da zamijeni termalnu energiju, tj. Pljevlja. Imajući u vidu da je proizvodnja tokom dana promjenjiva, vjetroelektrana ne može imati istu ulogu u sistemu kao elektrana koja radi na ugalj čija proizvodnja u bilo koje vrijeme može biti veća ili manja. Dakle, vjetro projekat može da služi samo kao rezervoar goriva kojim se umanjuju troškovi goriva i promjenjivi troškovi održavanja i upravljanja. Troškovi goriva (tj. ugalj za TE Pljevlja) koji se zasniva na Biznis plnu EPCG daje procjenu benefita koje bi Gvozd generisao kao projekat kojim se vrši ušteda goriva. Ne uzimajući u obzir trošak rada i održavanja, troškovi goriva iznose oko 28 €/MWh. U poređenju sa trenutnim i budućim najavljenim cijenama na tržištu, procjena je da se veći benefiti iz perspektive EPCG mogu ostvariti definisanjem uloge Gvozd-a u kombinaciji sa optimalnom proizvodnjom iz hidro potencijala.

3.2.2 Poslovni model

3.2.2.1 Opšta razmatranja

Očekuje se da izgradnja elektrane Gvozd počne u julu 2020. godine a da se završi u toku 18 mjeseci sa odgovarajućim probnim periodom rada od šest mjeseci. Očekuje se da rad počne u julu 2022. godine.

3.2.2.2 Trošak elektrane Gvozd

Trošak projekta uključuje sve troškove koji nastanu u toku izgradnje kao i u toku posljedičnog rada projekta, tj. trošak investicije, trošak finansiranja kao i operativne i ostale troškove. Nema razlika u iznosu CAPEX-a i operativnih troškova bez obzira na to koja je opcija odabrana. Ovo nije slučaj ukoliko se u obzir uzmu troškovi finansiranja imajući u vidu različitu finansijsku konstrukciju Gvozd-a po osnovu obje opcije. Ovo se takođe odnosi i na trošak balansiranja: Ukoliko se projekat realizuje na samostalnoj osnovi, očekuju se veće naknade za balansiranje imajući u vidu njegovu promjenjivu proizvodnju.

Komponente troška su opisane u okviru ovog odjeljka.

Investicioni trošak

Investicioni troškovi se izražavaju u stvarnim uslovima po cijenama iz 2018. godine. Postoji rizik da cijene mogu rasti u toku realizacije projekta. Da bi se uračunao rizik od povećanja cijena kao i fizičke nesigurnosti, u trošak projekta su uključene i nepredviđene okolnosti u iznosu od 5 mil. €. Pojedinačni investicioni trošak ne uključujući trošak razvoja obezbijeđen je od strane IVICOM-a i iznosi 46 mil. €. Trošak razvoja se procjenjuje na iznos od 7 mil. € uključujući troškove zemljišta, pre-inženjeringa i inženjeringa, izradu studija, dobijanje dozvola, geotehničko ispitivanje, ulog u naturi, itd. Zbir ovih komponenti za rezultat ima ukupne investicione troškove u iznosu od 58 mil. €.

Takse na uvoz nijesu uzete u obzir prilikom osnovne pretpostavke analize, već u okviru analize osjetljivosti. Stoga se primjenjuje taksa u iznosu od 1% na uvozni udio CAPEX-a od 0.69 m€/MW.

Takođe, još uvijek nema konačne odluke u vezi sa tim ko finansira konekciju sa elektranom i koji tip proširenja prenosne mreže će biti potreban. Pretpostavlja se da projekat nije opterećen bilo kakvim troškovima konekcije kao i da će CGES realizovati potrebne investicije u mrežu. U slučaju da Gvozd treba da snese određene troškove koji se odnose na konekciju i mrežu, u investicioni trošak projekta, u analizi osjetljivosti, uključeno je dodatnih 3 mil. € i 10 mil. €. Manja vrijednost predstavlja trošak 110-kV prenosnog voda i priključenje na Željezaru Nikšić, dok veći iznos podrazumijeva trošak trafostanice. Budući da i mrežna linija i trafostanica postaju dio prenosnog sistema, za očekivati je da čak i početna investicija bude finansirana iz projekta, CGES vrši refundaciju troškova tokom 15 godina (na osnovu anuiteta i sa prosječnim ponderisanim troškom kapitala od 5.86%).

Trošak finansiranja

U vrijeme pisanja, još uvijek nijesu poznati tačni finansijski uslovi projekta. Stoga, o indikativnim kreditnim uslovima pregovara se između EPCG i IVICOM-a na osnovu tržišnih uslova i podataka od sličnih projekata. Ovu potencijalnu finansijsku konstrukciju je potrebno ažurirati kada budu dostupne konkretne ponude od potencijalnih kreditora.

U ovoj fazi se pretpostavlja da se 30% od iznosa projekta finansira iz kapitala, dok se polovina ostatatka od 70% dobija iz kredita poslovne banke a polovina od Međunarodne finansijske institucije (IFI, npr. Evropska banka za obnovu i razvoj).

Za potrebe ove analize, kreditni uslovi pripremljeni su odvojeno za svakog povjerioca. Takođe, očekuju se različiti uslovi u zavisnosti od toga da li su krediti odobreni za projekat (Opcija 1) ili za kompaniju (Opcija 2). Oba kredita dospijevaju u roku od 15 godina a otplaćuju se u roku od 13 godina ne uključujući grejs period od 24 mjeseca (jednako periodu izgradnje od 18 mjeseci i 6 mjeseci probnog rada). Za kredit od poslovne banke (Kredit B) predviđena je avansna naknada koja se zasniva na izveznoj kreditnoj garanciji (npr. Hermes). Uslovi kredita su dati u dolje navedenoj tabeli.

Stavka	Jedinica	Opcija 1	Opcija 2
Opšte			
Finansijska zaduženost	%	70	
Grejs period	mjeseci	24	
Rok dospijeca	godina	15	
Kredit A – IFI			
Marža izgradnje	%	5.5	3.5
Dugovna marža	%	5.5	3.5

Avansna naknada	%	1	1
Provizija na angažovana sredstva	%	1	1
Euribor	%	-0.26	
Kredit B – Komercijalni			
Marža izgradnje	%	7.5	5.5
Dugovna marža	%	7.5	5.5
Avansna naknada (na osnovu Hermes)	%	7	5
Provizija na angažovana sredstva	%	1	1

Table 3-1: Uslovi kredita

Poslovni troškovi i ostali troškovi

Poslovni trošak čini fiksna i promjenjiva komponenta kao i porez na imovinu. Procjene za pogon i održavanje dobijaju se od IVICOM-a. Fiksni troškovi po osnovu pogona i održavanja procjenjuju se na iznos od 45.000 €/WTG/godišnje, što za rezultat ima iznos od 585,000 € na godišnjem nivou, na osnovu 13 generatora vjetro turbina. Varijabilni troškovi po osnovu pogona i održavanja iznose 0.7 €/MWh. Porez na imovinu u iznosu od 1% na godišnjem nivou uključen je u operativni trošak i primjenjuje se na vrijednost imovine.

Ostali troškovi uključuju G-komponentu ili mrežne naknade za generatore kao i naknadu za balansiranje. Za G-komponentu, u obzir su uzete vrijednosti koje se kreću između 0.5 i 2.5 €/MWh, imajući u vidu da će naknade biti kontrolisane i da još uvijek nijesu konačne. Manja vrijednost se primjenjuje za osnovne slučajeve, a posebno je testiran uticaj veće vrijednosti. Iznos troškova balansiranja zavisi od toga kako se projekat realizuje. Ukoliko nije uvršten u portfolio EPCG, troškovi balansiranja će biti veći (4 €/MWh) nego da je balansiranje obezbijeđeno u okviru sistema kompanije (1 €/MWh).

3.2.2.3 Benefiti koji se ostvaruju po osnovu Gvozd projekta

Za potrebe finansijske procjene, benefiti projekta su predstavljeni prihodima koji se ostvaruju po osnovu istog. Prihodi se utvrđuju po osnovu električne energije koja se proizvede u toku različitih vremenskih intervala kao i odgovarajućih tarifa.

Proizvedena energija

Centralna procjena (P50) jeste da Gvozd proizvede 153.045 MWh na godišnjem nivou. Često, banke i investitori u obzir uzimaju P75 vrijednost za svoju procjenu, ali se itekako primjećuje da se P50 koristi u projektnim procjenama. Za potrebe

ove ocjene, P50 vrijednost je definisana kao osnovna pretpostavka – za tekuće analize osjetljivosti koristi se smanjena godišnja proizvodnja od 141.690 MWh pod P75. Na osnovu informacija dobijenih u vezi sa elektranom Krnovo, pretpostavka je da se proizvodnja obavlja na takav način da može dostići 95% od iznosa prosječne tržišne cijene.

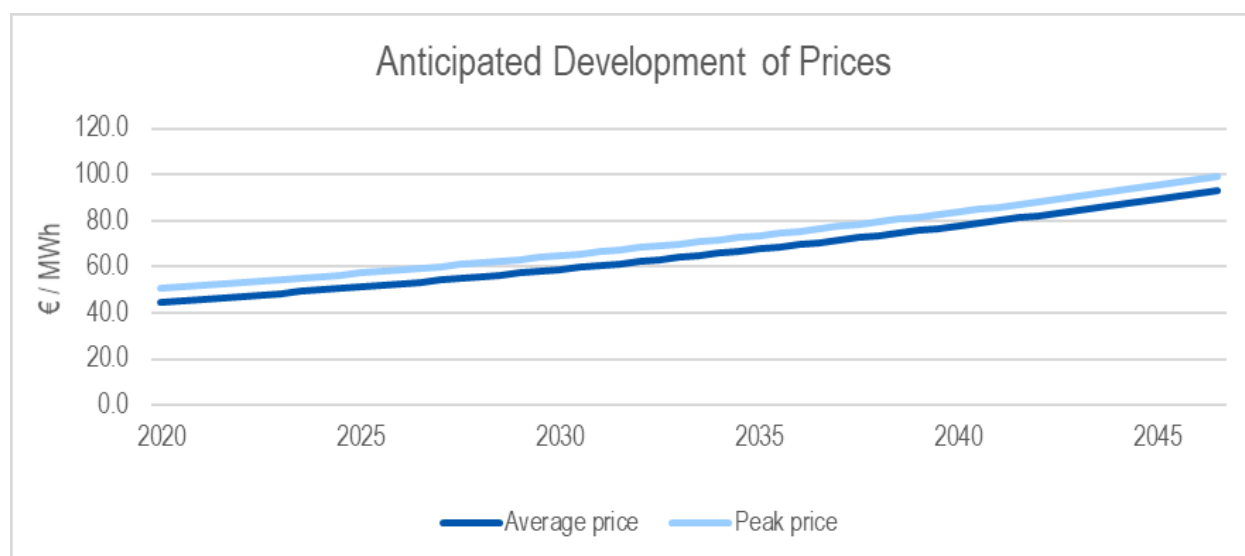
Proizvodnja se ne distribuira jednako tokom godine. Stoga, sezonske varijacije u proizvodnji uzete su u obzir prilikom izrade analize. Takođe, što se tiče probnog rada, pretpostavlja se proizvodnja energije od 20% od iznosa P50.

Cijene

Analiza tržišta i cjenovnog trenda data je u Poglavlju 2. Suštinu predstavljaju dvije studije koje modeliraju energetska tržišta Balkana kao i buduće cijene. Obje studije prikazuju trend razvoja budućih veleprodajnih cijena električne energije u Crnoj Gori. Uprkos različitim metodološkim pristupima i scenarijima, glavni rezultati su slični i u skladu su sa Fichtner internim informacijama dobijenih po osnovu ostalih projekata. Kombinujući dvije studije, dobija se sljedeća projekcija o kretanju veleprodajnih cijena električne energije u Crnoj Gori u periodu od 2020 – 2047.: Pretpostavlja se da prosječna početna cijena iznosi 44 €/MWh i da se svake godine uvećava za 2.8%. To će za rezultat imati veleprodajnu cijenu od skoro 60 €/MWh u 2030. godini, 78 €/MWh u 2040. i 93 €/MWh na kraju ispitnog perioda 2047. godine.

Očekuje se da cijene u regionu rastu sličnom dinamikom. Stoga, iste cijene su korišćene za interna i eksterna tržišta kao godišnji prosjek. Da bi se dobio mjesečni prihod, godišnji prihod je prilagođen tako da odražava razlike u cijeni u toku godine pri čemu će najveće cijene biti ostvarene u januaru a najmanje u toku proljeća.

Ukoliko se Gvozd uvrsti u sistem EPCG (Opcija 2), tada se pretpostavlja da bi pojačani benefit projekta uzimajući u obzir takođe i indirektni uticaj na kompaniju bio veći. U ovom slučaju, predviđeno je da se električna energija i dalje prodaje po prosječnoj cijeni, ali da će (u toku mjeseci kada akumulaciju koristi HE Perućica) hidro akumulacija biti sačuvana tako da se postignu cijene vršne energije. Dakle, benefiti koji se ostvaruju po osnovu Opcije 2 vrjednuju se po prosječnim cijenama u toku mjeseci bez akumulacije a cijene za vršnu energiju u toku mjeseci sa akumulacijom. Razlika između cijene vršne energije i prosječne cijene dobija se na osnovu dosadašnjih podataka sa HUPX berze. Najveća razlika se registruje u toku zimskih mjeseci (sa varijacijama od oko 10 €/MWh), dok je u proljeće odstupanje između cijene vršne energije i prosječne cijene manje primjetno (varijacija od oko 2-4 €/MWh). Cijena vršne energije i prosječna cijena na kraju svake godine perioda modeliranja prikazane su na slici i u tabeli koja se nalazi u nastavku.



Slika 3-2: **Kretanje prosječnih cijena i cijena vršne energije (kraj godine) u periodu od 2020 – 2047.**

	2020.	2025.	2030.	2035.	2040.	2045.
Prosječna cijena el. energije	44,6	51,3	58,9	67,7	77,8	89,5
Cijena vršne el. energije	50.5	57,2	64,9	73,7	83,8	95,4

Table 3-2: Kretanje prosječnih cijena i cijena vršne energije (kraj godine) u periodu od 2020 – 2047.

4. Finansijska ocjena

4.1. Opšte odredbe

4.1.1. Pristup

Finansijska analiza vjetroelektrane Gvozd služi za potrebe ocjene profitabilnosti projekta sa stanovišta investitora kao da je projekat realizovan u skladu sa *stand-alone* uslovima (Opcija 1). Takođe, u drugom koraku, analiza je proširena tako da uključuje dodatne benefite projekta ukoliko se ista sprovodi od strane EPCG i uključena je u njihov sistem (Opcija 2). Druga opcija nije standardna finansijska ocjena projekta već prije analiza dodatnih benefita po kompaniju. Stoga se može vidjeti da se odnosi na ekonomsku analizu budući da ista u obzir uzima benefite za elektro-energetski sistem.

Metodologija je slična za obje analize: troškovi i benefiti projekta su upoređeni u standardnoj analizi troškova i koristi. Stoga, najprije treba utvrditi i definisati

troškove i benefite. Navedeno je uključeno u Poglavlje 3 kao dio definicije uloge Gvozd-a i Poslovnog slučaja. Zatim, isti su novčano izraženi i definisani kao tokovi gotovine. Navedeno omogućava međusobno poređenje kako bi se dobio neto benefit projekta kao i interna stopa povrata. Trebalo bi naznačiti da se dva indikatora interne stope povrata obračunavaju kao što slijedi:

- Interna stopa rentabilnosti Projekta: na osnovu EBITDA-e (prihodi i OPEX) kao i investicioni troškovi ne uzimajući u obzir obaveze po osnovu dugovanja;
- Interna stopa povrata kapitala: na osnovu slobodnog toka gotovine nakon servisiranja duga a u vezi sa kapitalom i uzimajući u obzir kamatu i otplatu duga.

Projekat se smatra finansijski izvodljivim kada su prihodi koji se ostvaruju po osnovu projekta dovoljni da pokriju njegove troškove kapitala kao i operativne troškove i da investitoru obezbijede odgovarajući profit.

Osnovna tehnika za poređenje troškova i benefita koji nastaju u različitim vremenskim intervalima tokom sprovođenja studije jeste da se isti izraze u zajedničkoj vrijednosti u određenom vremenskom trenutku. Troškovi i benefiti se stoga procjenjuju u toku trajanja projekta i diskontovani su na njihove trenutne vrijednosti. Na ovaj način, u obzir se uzima vremenska vrijednost novca.

4.1.2. Pretpostavke

Većina pretpostavki koje su korišćene za potrebe analize navedene su u Poglavlju 3. Ovdje, pregled je dat u dolje navedenoj tabeli u vezi sa inputima koji su bili korišćeni za potrebe modeliranja obje opcije. Sve pretpostavke predstavljaju osnovni slučaj dok se o scenarijima govori u odgovarajućim odjeljcima.

Diskontna stopa se zasniva na trošku kapitala u iznosu od 12.2%, primjenom sljedećih parametara: prihod ostvaren na investiciju bez rizika u iznosu od 3.375% (posljednja emisija obveznica Vlade Crne Gore u aprilu 2018. godine), beta faktor u iznosu od 0.88 ('zelena i obnovljiva energija', beta sektor iz Damodaran iz januara 2019. godine), procijenjena premija za rizik koji nose obične akcije od 6% i *size premium* od 3.5%. Trošak finansijskih obaveza (prije odbijanja poreza) dobija se na osnovu finansijskih uslova za Gvozd i procjenjuje se na iznos od 6.2% prema Opciji 1 i 4.2% prema Opciji 2. Primjenom poreske stope od 9%, trošak finansijskih obaveza nakon odbijanja poreza iznosi 5.7%, odnosno 3.9%. U skladu sa finansijskim konceptom, finansijska zaduženost iznosi 70% što za rezultat ima prosječni ponderisani trošak kapitala od 7.6% prema samostalnoj opciji, odnosno 6.4% ukoliko se Gvozd uvrsti u sistem EPCG.

Stavka	Jedinica	Opcija 1	Opcija 2
<i>Opšte</i>			
Period ispitivanja	godina	27	
Početak izgradnje	datum	01/07/2020. godine	
Trajanje izgradnje	mjeseci	18	
Probni rad	mjeseci	6	

Datum komercijalnog rada	datum	01/07/2022. godine	
Isplata (godina -2, godina -1)	%	75%, 25%	
Trajanje projekta	godina	25	
Diskontna stopa	%	7.6%	6.4%
<i>Trošak investicije</i>			
Trošak investicije (uključujući nepredviđene slučajeve i trošak razvoja)	000 €	58.000	
Uvozna taksa	%	0 (ne primjenjuje se)	
Trošak priključenja	000 €	0 (ne primjenjuje se)	
Ukupni finansijski troškovi	000 €	3,876	2,905
<i>Operativni trošak i ostali troškovi</i>			
Fiksni trošak pogona i održavanja	€/WTG/godišnje €/godišnje	45,000 585,000	
Varijabilni trošak pogona i održavanja	€/MWh	0.7	
Porez na imovinu	%	1	
G-komponenta	€/MWh	0.5	
Trošak balansiranja	€/MWh	4	1
<i>Finansijske pretpostavke</i>			
Amortizacija	godina	25	
Dugovanja i potraživanja	dana	30	
Porez na dobit pravnih lica	%	0 (ne primjenjuje se)	

Table 4-1: Pretpostavke koje se koriste za finansijsku procjenu (1/2)

Stavka	Jedinica	Opcija 1	Opcija 2
<i>Tehnički podaci</i>			
Instalisani kapacitet	MW	54.6	
Planirani WTG	broj	13	
Proizvodnja energije (P50)	MWh godišnje	153,045	
Proizvodnja energije (P75)	MWh godišnje	141,690	

<i>Cijene</i>			
Cijena proizvodnje u toku probnog rada	€ / MWh	22	47
Cijena u 2020. godini	€ / MWh	45 (prosjeak) 51 (vršna energija)	
Prosječno godišnje povećanje cijena	%	2.8	

Table 4-2: Pretpostavke koje se koriste za finansijsku procjenu (2/2)

4.2. Gvozd kao samostalni projekat (Opcija 1)

4.2.1. Rezultati finansijske analize

Glavni indikatori održivosti finansijskog projekta su sljedeći:

- Neto benefit, koji se definiše kao razlika između neto sadašnje vrijednosti prihoda i neto sadašnje vrijednosti troškova;
- Koeficijent isplativosti, koji se definiše kao količnik neto sadašnje vrijednosti prihoda i neto sadašnje vrijednosti troškova;
- Povećani trošak energije, koji se definiše kao količnik neto sadašnje vrijednosti troškova i neto sadašnje vrijednosti proizvodnje; i
- Finansijska interna stopa povrata, koja se definiše kao diskontna stopa kojom se izjednačava neto sadašnja vrijednost troškova i neto sadašnja vrijednost prihoda.

Projekat se smatra finansijski izvodljivim kada je neto benefit pozitivan, koeficijent isplativosti je veći od 1, a finansijska interna stopa prinosa (FIRR) je veća od WACC-a / finansijske diskontne stope. Finansijska interna stopa prinosa (FIRR) je jednaka internoj stopi rentabilnosti projekta. Takođe, u cilju ocjene uticaja servisiranja duga, interna stopa povrata kapitala se dodaje kao indikator.

Table u nastavku daje pregled rezultata finansijske analize za Opciju 1 po osnovu pretpostavki za osnovni slučaj.

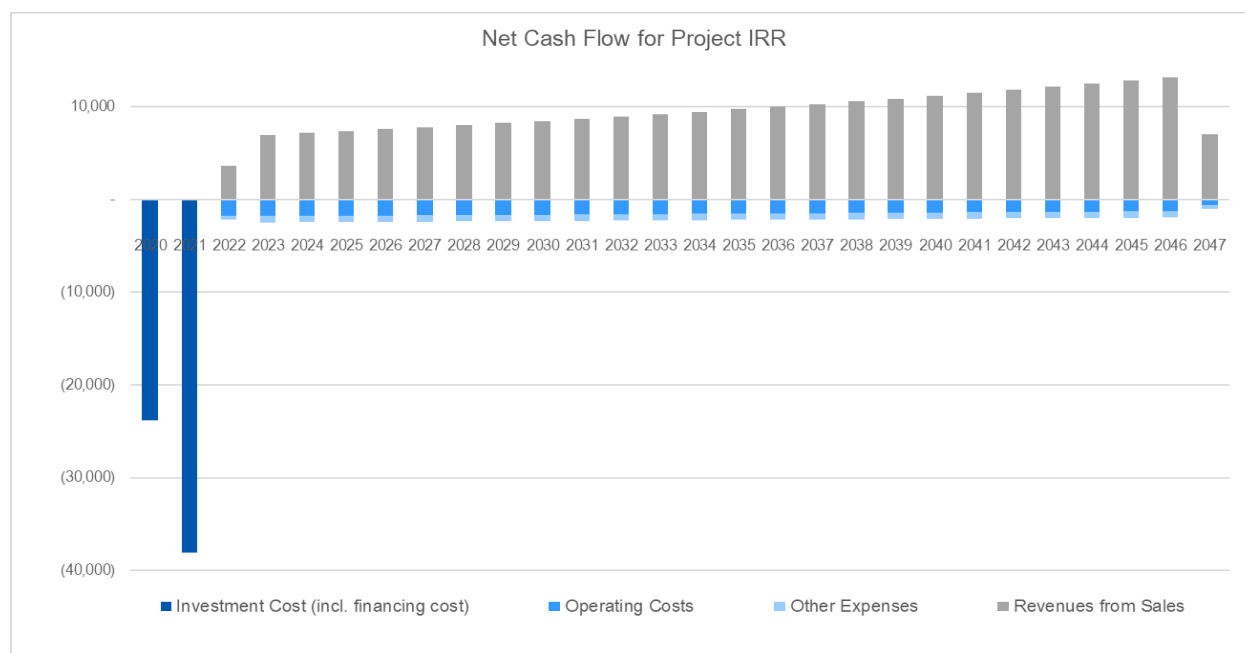
<i>Indikator</i>	<i>Glavni rezultati</i>
Interna stopa rentabilnosti projekta	8.3%
Interna stopa povrata kapitala	9.9%
Neto benefit (€ 000)	3,506
Koeficijent rentabilnosti (€ 000)	1.1
Povećani trošak energije (€ / MWh)	52.3

Table 4-3: Glavni rezultati finansijske analize - Opcija 1

Po osnovu pretpostavki za osnovni slučaj, projekat Gvozd daje prikaz odgovarajućih finansijskih indikatora. Interna stopa rentabilnosti projekta

izračunava se po stopi od 8.3% što je dovoljno u poređenju sa troškom kapitala od 7.6%. Neto benefit po istoj diskontnoj stopi je pozitivan a koeficijent isplativosti je veći od 1.0 - što oboje znači da je projekat finansijski izvodljiv. Povećani trošak energije iznosi 52.3 €/MWh, što predstavlja ne samo investiciju i trošak pogona i održavanja već takođe i ostale troškove kao što su G-komponenta i naknade za balansiranje. Za ovaj projekat je samo interna stopa povrata kapitala od oko 10% manja od troška kapitala od oko 12%.

Gotovinski tok koji se nalazi u osnovi obračuna interne stope rentabilnosti projekta dat je na sljedećoj slici. Napomena: manji prihod u posljednjoj godini perioda modeliranja (2047.) pripisuje se činjenici da je samo prva polovina godine uključena u analizu – tj. period modeliranja se završava u junu 2047. godine.



Slika 4-1: **Neto gotovinski tok koji se nalazi u osnovi obračuna stope rentabilnosti projekta izražena u 000€ - Opcija 1**

4.2.2. Analize osjetljivosti

Veći broj analiza osjetljivosti sprovodi se kako bi se ispitaio uticaj različitih uslova. Budući da je projekat finansijski izvodljiv u osnovnom slučaju, uglavnom negativni razvoji se testiraju nezavisno od viših cijena električne energije, pod pretpostavkom da postoji optimističnije kretanje cijena. Definisani su sljedeći scenariji:

- A. Proizvodnja el. energije smanjena na P75 (142 GWh)
- B. Trošak priključenja koji je uključen u iznos investicije
 - B.1 Trošak priključenja u iznosu od 3 mil. €
 - B.2 Trošak priključenja u iznosu od 10 mil. €
- C. Uvozna carina od 1%
- D. G-komponenta uvećana na 2.5 € / MWh

E. Trošak investicija uvećan za 10%

F. Cijene uvećane za 5%

Rezultati osjetljivosti prema Opciji 1 dati su u narednoj tabeli:

Indikator	Osnovni slučaj	Scenarij A	Scenarij B1	Scenarij B2	Scenarij C	Scenarij D	Scenarij E	Scenarij E
Stopa rentabilnosti projekta	8.3%	7.4%	8.2%	7.9%	8.2%	7.9%	7.4%	8.9%
Stopa povrata kapitala	9.9%	8.6%	9.6%	9.1%	9.8%	9.2%	8.5%	10.8%
Neto benefit (000€)	3,506	- 2,176	2,796	1,139	3,107	559	- 2,633	7,702
Koeficijent benefit/cost (000€)	1.1	1.0	1.1	1.2	1.1	1.1	1.0	1.1
LEC (€ / MWh)	52.3	56.1	54.4	59.1	52.6	54.3	56.2	52.3

Table 4-4: Analiza osjetljivosti za Opciju 1

Finansijska održivost zavisi od testiranih scenarija. Ukoliko se proizvodnja energije umanjuje na vrijednosti P75 (Scenario A) ili ukoliko se troškovi investicije uvećavaju za 10% (Scenario E), stopa rentabilnosti projekta i neto benefit su ispod granične vrijednosti. Sa druge strane, čak iako su troškovi priključenja uključeni u iznos investicije (Scenario B), projekat je finansijski izvodljiv – pod uslovom da se isti u krajnjem slučaju refundiraju. Uvećana G-komponenta (Scenario D) umanjuje indikatore ali ne ispod minimalnih iznosa. Uvozna carina skoro da nema uticaja na rezultate bez obzira na primijenju cjenovnu pretpostavku.

Stopa povrata kapitala, koja je manja od pretpostavljenog troška kapitala, poboljšava se ukoliko se predvide veće cijene (Scenario F) ali je još uvijek tako visoka kao trošak kapitala. Pored prethodno navedenih analiza osjetljivosti, ocijenjeno je da bi minimalna cijena bila potrebna da bi se utvrdila stopa rentabilnosti projekta koja je jednaka WACC-u. Cijena je procijenjena za 2020. godinu i uvećava se samo usljed inflacije u toku trajanja projekta. Uz stopu inflacije od 2% koja se zasniva na podacima IMF-a Svjetski ekonomski izgledi (oktobar 2018. godina), prosječna cijena el. energije u 2020. godini potrebno je da iznosi najmanje 46 €/MWh kako bi se dobila stopa rentabilnosti projekta od 7.6% prema Opciji 1.

4.2.3 Finansijske projekcije

Interna stopa povrata, neto benefit i koeficijent rentabilnosti predstavljaju dobru indikaciju profitabilnosti projekta, ali je za potrebe ocjene finansijske učinkovitosti projekta tokom godina potrebna detaljnija analiza. Čak i rentabilni projekat može imati problema sa likvidnošću koji ga čine finansijski neodrživim. Pored parametara koji su prethodno dobijeni i pomoću kojih se vrši ocjena učinkovitosti projekta tokom godina iz perspektive investitora, sprovedena je detaljnija analiza čiji je fokus na finansiranju projekta. Stoga, finansijski plan je utvrđen za projekat kao i izvještaj o gotovinskom toku nakon finansiranja. Pored troškova i prihoda koji se uzimaju u obzir kod gotovinskog toka prije finansiranja (vidjeti finansijsku analizu), gotovinski tok nakon finansiranja sadrži prilive od kredita i kapitala kao i odlive za potrebe servisiranja duga i isplatu dividende. Na osnovu navedenog se može izračunati budući indikator za finansijsku učinkovitost, tj. koeficijent pokrića servisiranja duga.

U principu, troškove projekta, uključujući servisiranje duga, trebalo bi pokriti iz prihoda projekta bez budućeg doprinosa iz izvora koji nijesu povezani sa projektom. Za banku finansijera je važno da zna da li projekat Gvozd može sebe finansirati iz prihoda ili su potrebna dodatna sredstva, npr. od EPCG.

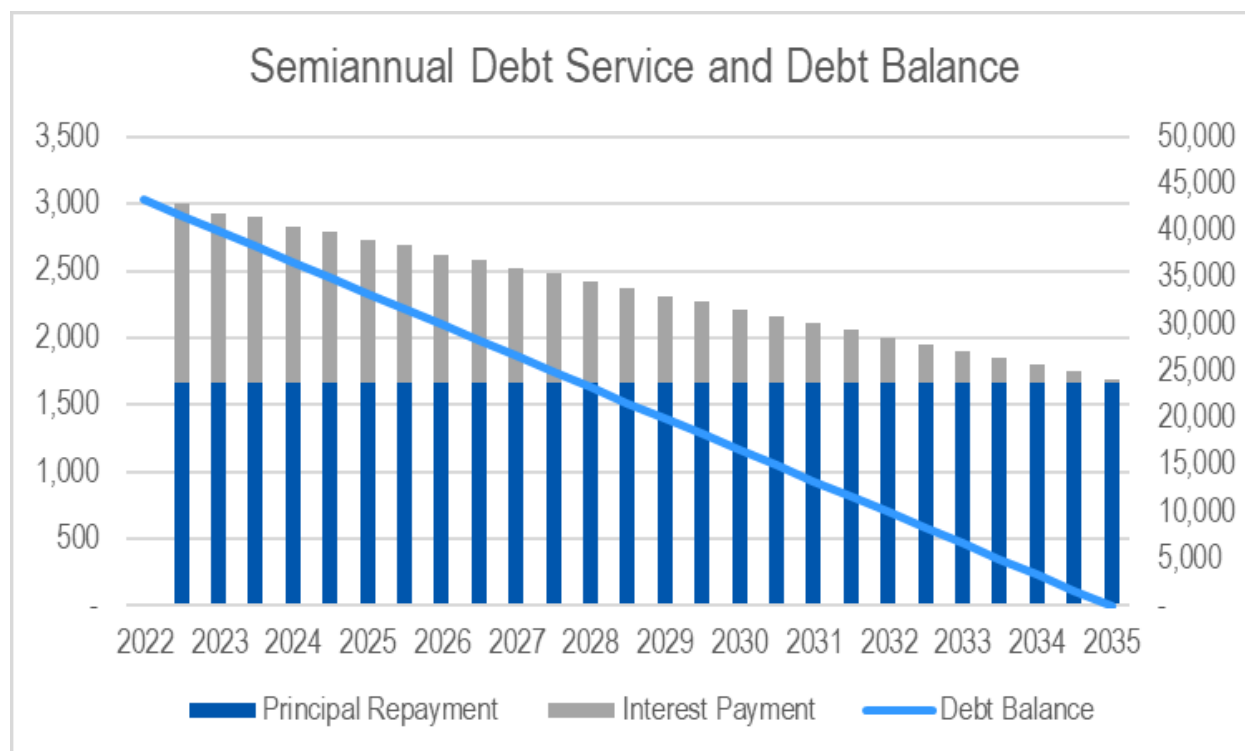
Početna tačka analize je obračun ukupno iskorišćenih sredstava koje je potrebno povratiti iz sredstava kapitala i iznosa duga. Kada se na iznos investicije od 58 mil. € dodaju finansijski troškovi u iznosu od oko 2.4 mil. €, projekat zahtijeva ukupan priliv od oko 60.4 mil. € kako bi se izvršila njegova realizacija (vidjeti tabelu u nastavku).

Stavka	Jedinica	Iznos
CAPEX		
Trošak izgradnje	000 €	46.000
Nepredviđeni slučajevi	000 €	5.000
Trošak razvoja	000 €	7.000
Uvozne carine	000 €	0
CAPEX ukupno	000 €	58.000
Troškovi finansiranja		
Avansne finansijske naknade	000 €	1.733
Kamata u toku izgradnje	000 €	1.535
Provizije na angažovana sredstva	000 €	608
Ukupni finansijski troškovi	000 €	3.876
Ukupno korišćenje sredstava	000 €	61.876

Table 4-5: Ukupno korišćenje sredstava ili finansijski zahtjevi

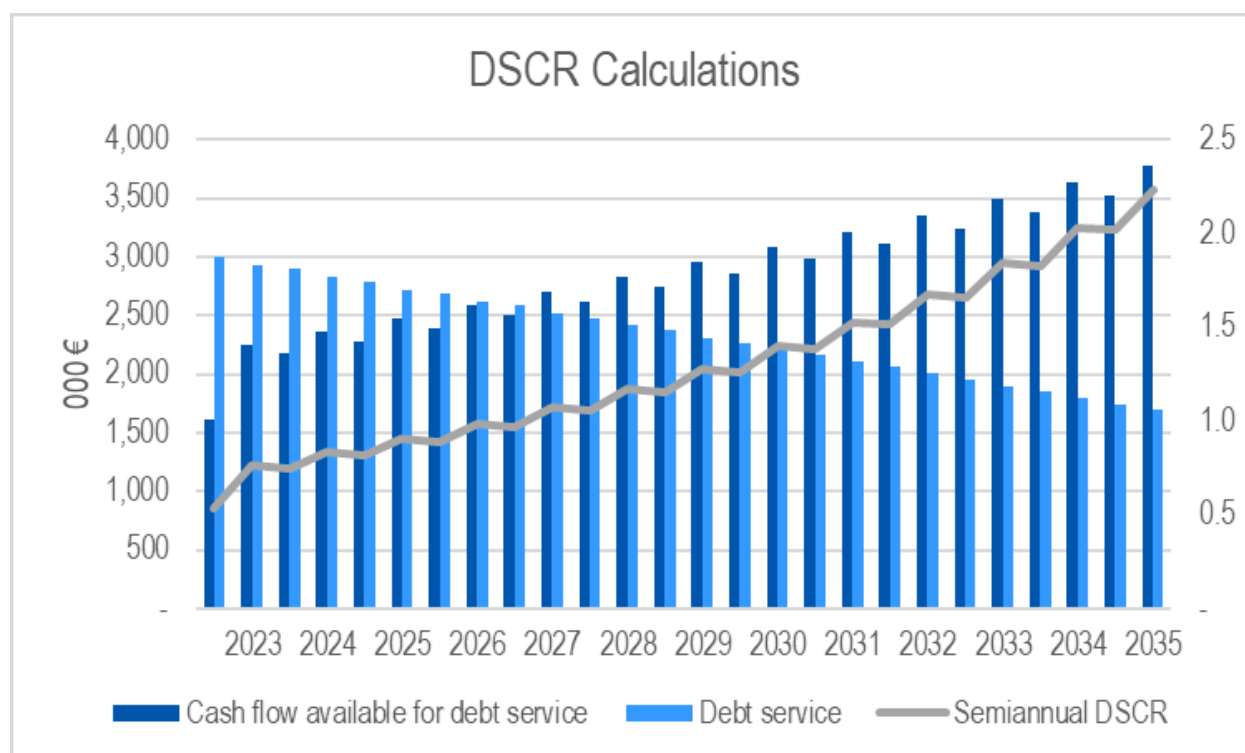
Sa ovim ukupnim finansijskim zahtjevima, udio kapitala bi iznosio oko 18.6 mil. €, dok je potreban kredit u iznosu od oko 43 mil. €, kada bi iznos povlačenja bio 16.7 mil. €, 15.7 mil. € i 11 mil. € u toku tri semestra izgradnje.

Kredit bi se otplaćivao po isteku grejs perioda u periodu od 13 godina - datum prve otplate je jul 2020. godine, tj. datum početka proizvodnje. Godišnja otplata i plaćanja kamate kredita prikazani su ciframa koje su date u nastavku. U okviru otplate se pretpostavljaju jednake rate u iznosu od 1.7 mil. €, u toku perioda od 2022. do 2035. godine.



Slika 4-2: **Polugodišnje servisiranje duga i iznos duga izražen u € 000 – Opcija 1**

Koeficijent pokrića servisiranja duga izračunava se kako bi se ocijenilo da li je neto gotovinski tok dovoljan da se servisira dug koji nastaje po osnovu kreditnih obaveza. Stoga, samo se period u toku kog se kredit otplaćuje smatra kritičnim periodom. Za ovaj period, slika koja se nalazi u nastavku prikazuje tok raspoloživih gotovinskih sredstava, servisiranje duga kao i polugodišnji koeficijent pokrića servisiranja duga. Varijacije toka gotovine koje se nalaze na raspolaganju za potrebe servisiranja duga a koje su prikazane na dolje navedenoj slici prate polugodišnje rezultate modeliranja. One variraju zbog promjena u proizvodnji električne energije kao i zbog promjena cijena u zavisnosti od toga da li je u pitanju prva ili druga polovina godine. Varijacije koeficijenta pokrića servisiranja duga rezultat su promjena u raspoloživom gotovinskom toku.

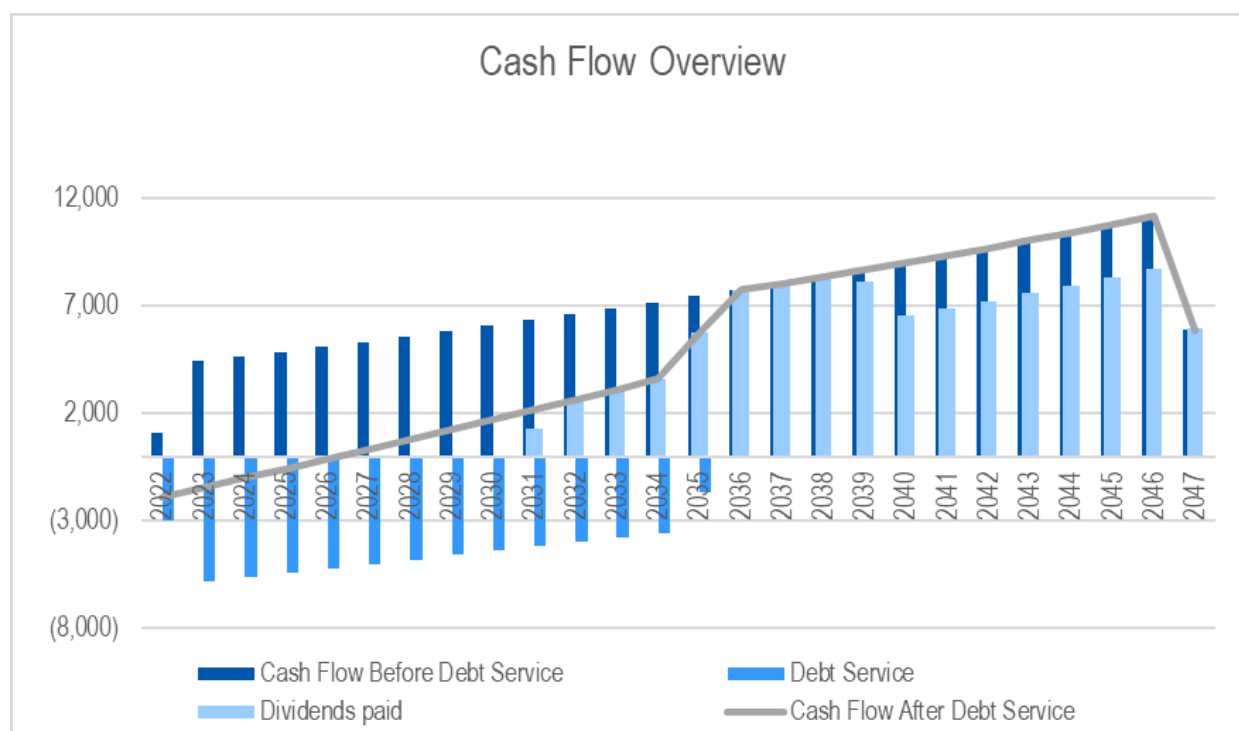


Slika 4-3: **Izračunavanje koeficijenta pokrića servisiranja duga - Opcija 1**

Koeficijent pokrića servisiranja duga je manji od 1.0 do 2026. godine, pri čemu je minimalni iznos 0.5 u prvom semestru. Ovo znači da prihodi po osnovu projekta nijesu dovoljni da se pokriju operativni troškovi kao i da se servisira dug (otplate i kamata). Vremenom, kako rastu cijene prodaje električne energije, poboljšava se i koeficijent pokrića servisiranja duga.

Dakle, na dugoročnom planu, prosječni koeficijent pokrića servisiranja duga iznosi 1.3. Ovo je tačno iznad granične vrijednosti od 1.2 koju obično očekuju međunarodni finansijeri. Postoji nekoliko mogućnosti za tretiranje ovog pitanja: Iznos kredita je moguće umanjiti (i zamijeniti ga akcijskim kapitalom) kako bi se smanjio ukupan iznos duga. Takođe, rok otplate može biti produžen kako bi se umanjile rate, a plan otplate može biti prilagođen u cilju smanjenja obaveza na početku perioda modeliranja. Naravno, postavlja se i pitanje da li je moguće ostvariti poželjnije finansijske uslove u odnosu na pretpostavljene uslove. Ovo je potrebno provjeriti kada se finansiranje projekta sprovede u djelo.

Sljedeća slika daje kratak pregled gotovinskog toka po osnovu Opcije 1: Prikazan je iznos gotovinskog toka prije bilo kakvih obaveza po osnovu dugovanja (npr. uzimajući u obzir operativne prihode i troškove kao i obrtni kapital) i ukupan iznos servisiranja duga. Može se primijetiti da je tok gotovine nakon finansiranja negativan u toku prvih godina rada ali i da je u konstantnom porastu. Dividende se isplaćuju u slučaju dovoljnog iznosa gotovinskih sredstava i pozitivnog neto profita – što je slučaj od 2031. godine i nadalje. Primjedba: manje vrijednosti u 2047. godini posljedica su toga što je u ovoj godini uključen samo jedan semestar.



Slika 4-4: **Tok gotovine, servisiranje duga i isplata dividende u toku rada, izraženo u 000 € - Opcija 1**

4.3 Gvozd uključen u EPCG (Opcija 2)

4.3.1 Rezultati finansijske analize

Prema Opciji 2, finansijska analiza se sprovodi uključujući ne samo direktne benefite koji se ostvaruju po osnovu projekta Gvozd već i indirektne benefite za EPCG. Potrebno je navesti da, iako se procjena zove „finansijska analiza“, ista se ne može koristiti direktno za ocjenjivanje projekta već je za EPCG korisno da izvrši procjenu toga koje benefite kompanija može očekivati.

Table u nastavku daje pregled rezultata finansijske analize za Opciju 2 prema pretpostavkama za Osnovni slučaj.

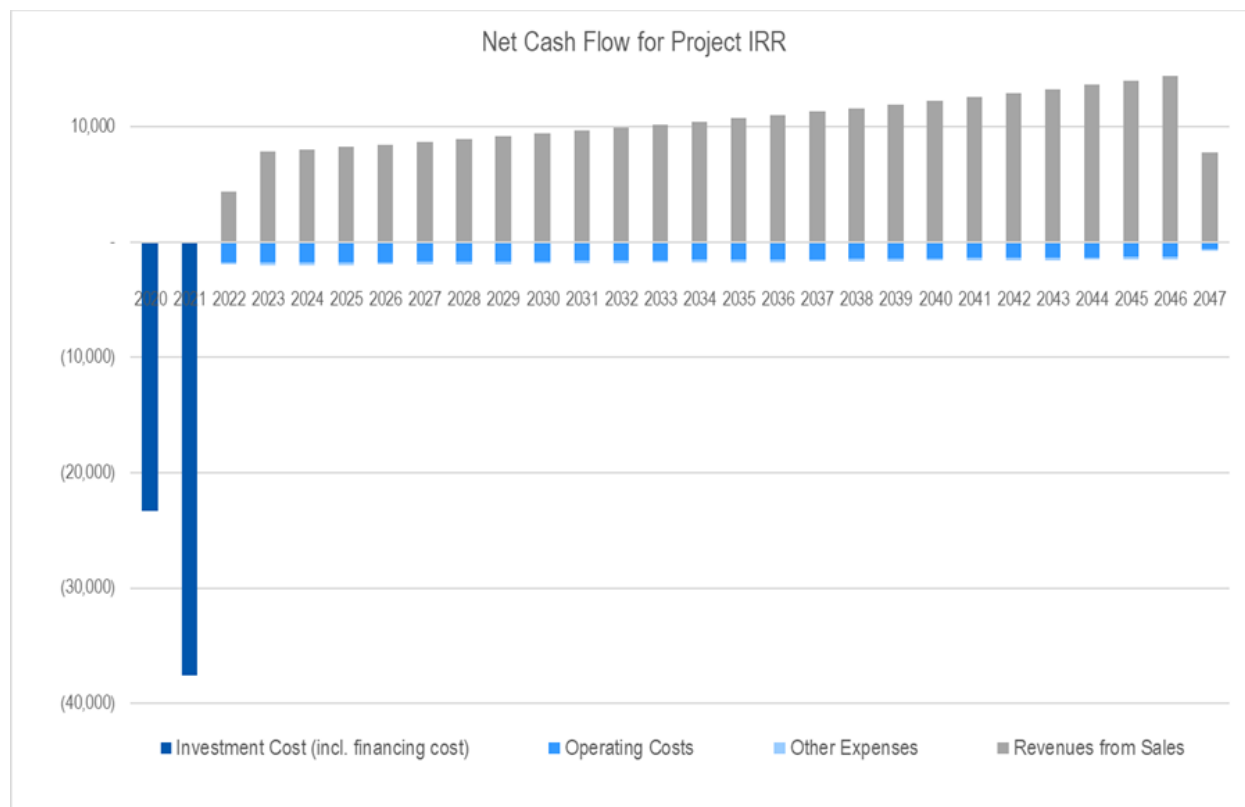
Indikator	Ključni rezultati
Stopa rentabilnosti projekta	10.5%
Stopa povrata kapitala	14.8%
Neto benefit (000 €)	30.820
Koeficijent rentabilnosti (000 €)	1.4
LEC (€/MWh)	44.8

Table 4-6: **Ključni rezultati finansijske analize – Opcija 2**

Ne iznenađuje to što su se svi finansijski indikatori poboljšali u poređenju sa Opcijom 1. Ovo uglavnom stoga što su veće cijene el. energije, što je rezultat pretpostavke da se energija koju Gvozd proizvede može sačuvati u obliku hidro energije i prodati u toku vršnog režima rada. Takođe, veća cijena el. energije koja se proizvede u toku probnog režima rada i niži troškovi balansiranja imaju pozitivan uticaj na rezultate. Ako se izvrši poređenje sa diskontnom stopom od 6.4% u ovom slučaju, stopa rentabilnosti projekta je visoko zadovoljavajuća, dok

stopa rentabilnosti projekta znatno premašuje trošak kapitala. Pozitivan neto benefit i koeficijent rentabilnosti koji iznose znatno više od 1.0 potvrđuju finansijsku izvodljivost. LEC je niži prema ovoj opciji zbog nižeg troška balansiranja koji se očekuje ukoliko se balansiranje ostvari interno.

Gotovinski tok koji se nalazi u osnovi obračuna stope rentabilnosti projekta predstavljen je na sljedećoj slici.



Slika 4-1: Gotovinski tok koji se nalazi u osnovi obračuna stope rentabilnosti projekta izražen u 000 € - Opcija 2

4.3.2 Analize osjetljivosti

Analize osjetljivosti sprovode se kako bi se ispitao uticaj različitih uslova. Budući da je projekat finansijski veoma izvodljiv ukoliko je isti uvršten u sistem EPCG, za Opciju 2 su testirani samo negativni tokovi. Utvrđeni su sljedeći scenariji:

- A. Proizvodnja električne energije umanjena na P75 (142 GWh);
- B. Trošak priključenja koji je uključen u trošak investicije:
 - B.1 Trošak priključenja u iznosu od 3 mil. €
 - B.2 Trošak priključenja u iznosu od 10 mil. €
- C. U obzir je uzeta uvozna carina u iznosu od 1%
- D. G-komponenta uvećana na iznos od 2.5 €/MWh
- E. Trošak investicije uvećan za 10%

F. Cijene umanjene za 5%

Rezultati analize osjetljivosti prema Opciji 2 prikazani su u tabeli u nastavku.

Indikator	Osno vni slučaj	Scena rio A	Scena rio B1	Scena rio B2	Scena rio C	Scena rio D	Scena rio E	Scena rio E
Stopa rentabilnosti Projekta	10.5 %	9.5%	10.3 %	9.9%	10.4 %	10.1 %	9.5%	9.9%
Stopa povrata kapitala	14.8 %	12.9 %	14.5 %	14.0 %	14.6 %	13.9 %	12.8 %	13.5 %
Neto benefit (u 000€)	30.8 20	22.97 8	30.35 0	29.25 4	30.42 0	27.43 4	24.66 9	25.62 2
Indeks profitabilnosti (u 000€)	1.4	1.3	1.5	1.5	1.4	1.4	1.3	1.4
LEC (€/MWh)	44.8	48.2	46.6	50.8	45.0	46.8	48.3	44.8

Table 4-7: Analiza osjetljivosti za Opciju 2

Svi finansijski indikatori govore da je projekat izvodljiv prema svim testiranim scenarijima – uključujući stopu povrata kapitala. Najveći negativni uticaj ima povećanje troška investicije za 10% (Scenario E) kao i umanjene energetske prinosa na vrijednosti P75 (Scenario A). Čak iako se cijene smanje za 5%, projekat će biti izvodljiv.

Takođe, procijenjena je minimalna cijena kojom se utvrđuje stopa rentabilnosti projekta a koja je jednaka WACC-u. Prema Opciji 2, ova cijena znači da je projekat Gvozd uvršten u sistem EPCG i otuda dodatno profitira od kombinacije. Imajući u vidu veće prihode, manji trošak finansiranja i balansiranja kao i nižu diskontnu stopu u iznosu od 6.4% u poređenju sa Opcijom 1, ova cijena iznosi 34 €/MWh u 2020. godini (koja se godišnje uvećava za 2%).

4.3.3 Finansijske projekcije

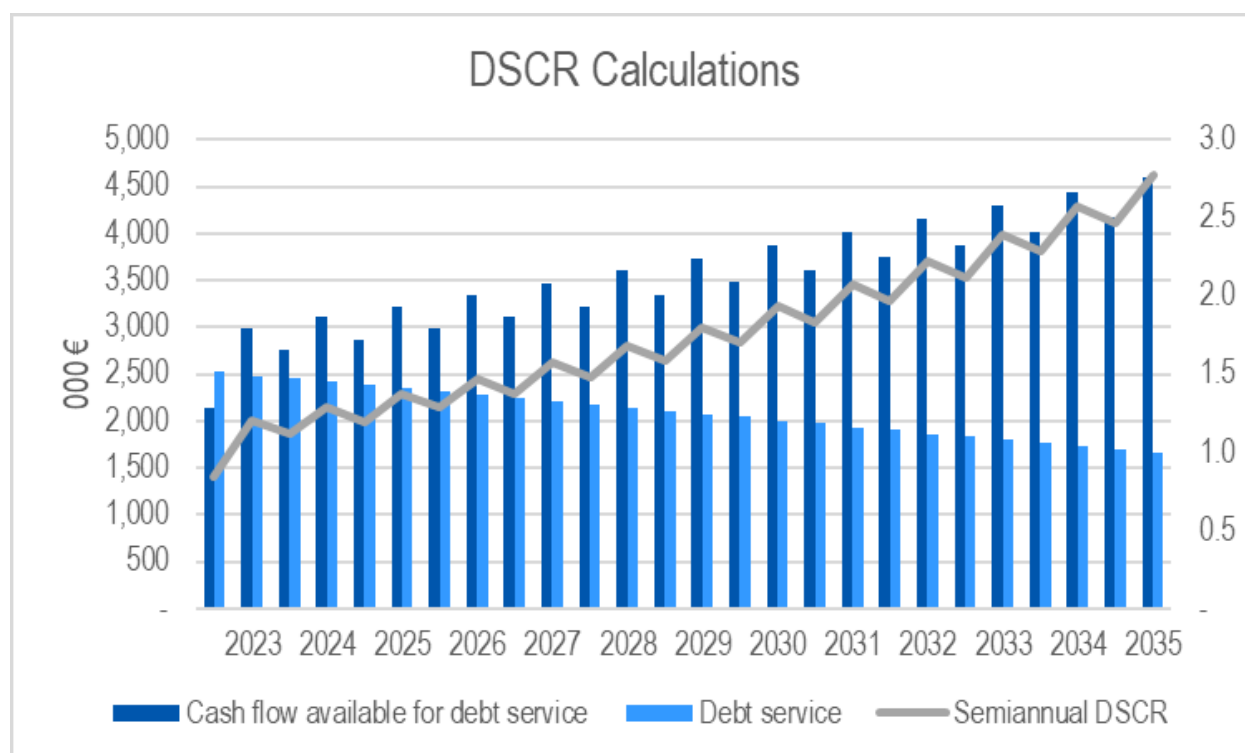
Budući da CAPEX ostaje isti kao i prema Opciji 1, finansijski zahtjevi su npr. niži za Opciju 2 uključujući benefite po osnovu obezbjeđenja korporativnih kredita nasuprot kreditiranju za pojedinačni projekat.

Ukupni finansijski zahtjevi su za oko 1 mil. € manji nego da je projekat realizovan na samostalnoj osnovi. Udio u kapitalu bi stoga iznosio oko 18.3 mil. €, dok je potreban kredit u iznosu od oko 42.6 mil. €.

Stavka	Jedinica	Iznos
CAPEX		
Trošak izgradnje	000 €	46.000
Nepredviđeni slučajevi	000 €	5.000
Trošak razvoja	000 €	7.000
Uvozne carine	000 €	0
CAPEX ukupno	000 €	58.000
Troškovi finansiranja		
Avansne finansijske naknade	000 €	1.279
Kamata u toku izgradnje	000 €	1.027
Provizije na angažovana sredstva	000 €	599
Ukupni finansijski troškovi	000 €	2.905
Ukupno korišćenje sredstava	000 €	60.905

Table 4-8: Ukupno korišćenje sredstava ili finansijskih zahtjeva - Opcija 2

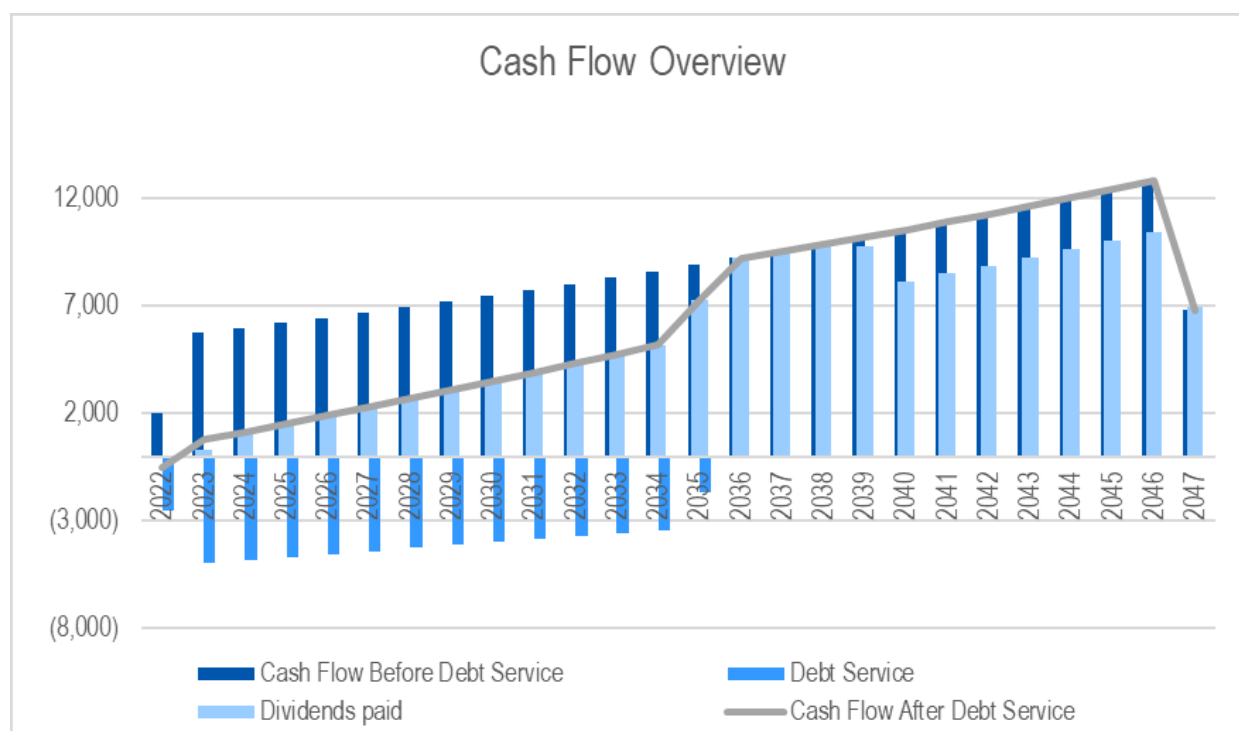
Takođe, koeficijent pokrića servisiranja duga izračunat je za Opciju 2. Uz veće prihode koji se očekuju po osnovu projekta, ukoliko su uključeni dodatni benefiti sistema, i ukoliko postoje odgovarajući finansijski uslovi, poboljšava se koeficijent pokrića servisiranja duga. Samo u toku prvog semestra rada, koeficijent iznosi manje od 1.0 (tj. iznosi 0.8). U toku svih ostalih godina on je veći od granične vrijednosti od 1.0, što za rezultat ima prosječni iznos koeficijenta pokrića servisiranja duga od 1.8. Ova vrijednost zadovoljava standardna očekivanja investitora budući da je dovoljno obezbijediti da se obaveze po osnovu dugovanja pokrivaju iz prihoda.



Slika 4-1: **Izračunavanje koeficijenta pokrića servisiranja duga – Opcija 2**

Važno je imati u vidu da je vađenje koeficijenta pokrića servisiranja duga ograničeno, a koji je izračunat uzimajući u obzir indirektne benefite. Za potrebe ocjene projekta, u obzir se mogu uzeti samo direktni benefiti. Međutim, ukoliko su troškovi i prihodi koji se ostvaruju po osnovu projekta uključeni u poslovne finansijske izvještaje EPCG, može se zaključiti da elektrana Gvozd za kompaniju ne iziskuje dodatni zahtjev za gotovinom.

Na dolje navedenoj slici je prikazan tok gotovine za Opciju 2: Na njoj je prikazan iznos toka gotovine prije bilo kakvih obaveza po osnovu dugovanja (npr. imajući u obzir operativne prihode i troškove kao i obrtni kapital) kao i ukupan iznos servisiranja duga. Može se vidjeti da je tok gotovine nakon finansiranja gotovo uvijek pozitivan – pored prve godine kada servisiranje duga neznatno prelazi raspoloživi iznos gotovine kao što je prethodno objašnjeno. Isplate dividende počinju već u 2023. godini.



Slika 4-2: **Servisiranje duga gotovinskog toka i isplate dividende tokom rada u 000€ - Opcija 2**

4.4 Zaključak

Dva potencijalna koncepta projekta vjetroelektrane Gvozd predmet su finansijske analize:

- Gvozd kao samostalni projekat (Opcija 1) – sa stanovišta investitora
- Gvozd je uvršten u sistem EPCG (Opcija 2) – sa stanovišta kompanije

Za potrebe finansijske analize, u obzir su uzeti svi troškovi koji nastanu tokom izgradnje i trajanja projekta. Ovi troškovi takođe uključuju ostale troškove projekta poput naknada za balansiranje i mrežnih naknada za proizvođače.

Procijenjeni finansijski benefiti potiču od očekivane proizvodnje električne energije elektrane Gvozd u toku različitih mjeseci godine. U svrhu izrade ovog izvještaja, u obzir je uzeta centralna vrijednost od 153 GWh (P50). Vrijednost P75 je procijenjena na 142 GWh koja se koristi za sprovođenje analiza osjetljivosti.

Pretpostavlja se da cijene koje su postignute za proizvedenu energiju zavise od izabrane opcije. Prema Opciji 1, električna energija se prodaje kada se proizvede; dakle, pretpostavlja se prosječna tržišna cijena. Ukoliko je projekat realizovan prema Opciji 2, u tom slučaju hidroelektrane EPCG mogu da služe za potrebe skladištenja energije. U tom slučaju, kompanija može prodati količinu koju Gvozd proizvede u toku vršnog režima rada na način što će hidro potencijal zamijeniti vjetro potencijalom.

Sljedeći zaključci se mogu izvesti iz finansijske analize:

- Prema osnovnom slučaju, obje opcije su finansijski izvodljive uz stopu rentabilnosti projekta od 8.3% (Opcija 1) i 10.5% (Opcija 2);
- LEC u iznosu od 52 €/MWh i 45 €/MWh uključuju ostale troškove (g-komponentu i trošak balansiranja). LEC se umanjuje samo ukoliko su uključeni direktni troškovi projekta (npr. trošak investicije i pogona i održavanja);
- Dok je finansijska održivost obezbijeđena prema Opciji 2 čak i u nepovoljnim uslovima, analiza scanrija za Opciju 1 govori da izmjene parametara mogu da finansijske indikatore dovedu blizu ili čak ispod minimalne granične vrijednosti;
- Ključni faktori koji su od uticaja za finansijsku izvodljivost u ovom smislu su proizvedena energija i iznos investicije.
- Koeficijent pokrića servisiranja duga prema Opciji 1 je ispod potrebnog nivoa u toku prvih godina. Ovo je usljed nižih cijena kao i prihoda u toku prvih godina kao i, u isto vrijeme, većih obaveza koje se odnose na servisiranje duga. Prema Opciji 2, iznos gotovine nije dovoljan samo u toku prve godine rada za potrebe pokrića servisiranja duga.

5. Prilozi

Prilozi

Opcija 1: Gvozd kao samostalni projekat

Bilans uspjeha

TIMELINE																													
Year		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
PROFIT AND LOSS																													
Operating Revenues																													
Annual generation (total)	MWh	-	-	84,481	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	85,705
Peak price (average over the year)	€/MWh	50.5	51.5	52.8	54.1	55.5	56.8	58.3	59.8	61.3	62.8	64.4	66.1	67.8	69.5	71.3	73.2	75.1	77.0	79.0	81.1	83.2	85.4	87.6	90.0	92.3	94.8	97.3	99.2
Average price (average over the day and year)	€/MWh	44.6	45.6	46.8	48.2	49.5	50.9	52.4	53.8	55.4	56.9	58.5	60.2	61.9	63.6	65.4	67.3	69.2	71.1	73.1	75.2	77.3	79.5	81.7	84.0	86.4	88.8	91.3	93.3
Total Operating Revenues	000 €	-	-	3,634	6,945	7,142	7,343	7,550	7,763	7,982	8,207	8,439	8,677	8,922	9,174	9,432	9,698	9,972	10,254	10,543	10,840	11,146	11,461	11,784	12,116	12,459	12,810	13,171	7,012
Operating Cost and Other Expenses																													
Fixed O&M cost	000 €	-	-	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(585)
Variable O&M cost	000 €	-	-	(59)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(80)
Property tax	000 €	-	-	(563)	(539)	(516)	(493)	(470)	(447)	(423)	(400)	(377)	(354)	(331)	(307)	(284)	(261)	(238)	(215)	(191)	(168)	(145)	(122)	(99)	(75)	(52)	(29)	(6)	-
G-component	000 €	-	-	(42)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(43)
Balancing cost	000 €	-	-	(338)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(612)	(343)
Total Operating Cost and Other Expenses	000 €	-	-	(2,172)	(2,505)	(2,482)	(2,459)	(2,436)	(2,412)	(2,389)	(2,366)	(2,343)	(2,320)	(2,296)	(2,273)	(2,250)	(2,227)	(2,204)	(2,180)	(2,157)	(2,134)	(2,111)	(2,088)	(2,064)	(2,041)	(2,018)	(1,995)	(1,972)	(1,031)
EBITDA	000 €	-	-	1,463	4,440	4,659	4,884	5,114	5,350	5,593	5,841	6,096	6,357	6,626	6,900	7,182	7,471	7,769	8,073	8,385	8,706	9,036	9,373	9,719	10,075	10,441	10,815	11,200	5,981
Depreciation	000 €	-	-	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	(2,475)	-
EBIT	000 €	-	-	(1,013)	1,965	2,184	2,409	2,639	2,875	3,118	3,366	3,621	3,882	4,151	4,425	4,707	4,996	5,294	5,598	5,910	6,231	6,561	6,898	7,244	7,600	7,966	8,340	8,724	5,981
Interest expense	000 €	-	-	(1,337)	(2,490)	(2,294)	(2,080)	(1,872)	(1,664)	(1,460)	(1,248)	(1,040)	(832)	(625)	(416)	(208)	(28)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interest income	000 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Profit Before Tax	000 €	-	-	(2,349)	(531)	(110)	329	768	1,212	1,658	2,119	2,581	3,050	3,525	4,010	4,500	4,971	5,294	5,598	5,910	6,231	6,561	6,898	7,244	7,600	7,966	8,340	8,724	5,981
Tax	000 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Income	000 €	-	-	(2,349)	(531)	(110)	329	768	1,212	1,658	2,119	2,581	3,050	3,525	4,010	4,500	4,971	5,294	5,598	5,910	6,231	6,561	6,898	7,244	7,600	7,966	8,340	8,724	5,981

TIMELINE - Vremenski redoslijed; Year – godina; PROFIT AND LOSS – BILANS USPJEHA; Annual generation (total) – Godišnja proizvodnja (ukupno); Peak price (average over the year) – Cijena vršne energije (prosjeak tokom godine); Average price (average over the day and year) – Prosječna cijena (prosjeak u toku dana i godine); Operating Cost and Other Expenses - Troškovi poslovanja; Fixed O&M cost - Fiksni trošak pogona i održavanja; Variable O&M cost - Varijabilni trošak pogona i održavanja; Property tax - Porez na imovinu; G-component - G-komponenta; Balancing cost - Trošak balansiranja; Total Operating Cost and Other Expenses - Ukupni troškovi poslovanja i ostali troškovi; EBITDA - Operativni i neoperativni profit prije odbijanja kamate, poreza na prihod i troškova deprecijacije i amortizacije; Depreciation – Deprecijacija; EBIT - Operativni i neoperativni profit prije odbijanja kamate i poreza na prihod; Interest expense - Novac koji se plaća kao kamata na zajmove; Interest income - Prihod od kamate; Net Profit Before Tax – Neto-profit prije oporezivanja; Tax – Porez; Net Income - Neto-dobitak

Bilans novčanih tokova

TIMELINE																													
Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	
CASH FLOW STATEMENT																													
Operating Revenues	000 €	-	-	3,634	6,945	7,142	7,343	7,550	7,763	7,982	8,207	8,439	8,677	8,922	9,174	9,432	9,698	9,972	10,254	10,543	10,840	11,146	11,461	11,784	12,116	12,459	12,810	13,171	7,012
Operating Cost and Other Expenses	000 €	-	-	(2,172)	(2,505)	(2,482)	(2,459)	(2,436)	(2,412)	(2,389)	(2,366)	(2,343)	(2,320)	(2,296)	(2,273)	(2,250)	(2,227)	(2,204)	(2,180)	(2,157)	(2,134)	(2,111)	(2,088)	(2,064)	(2,041)	(2,018)	(1,995)	(1,972)	(1,031)
Working Capital Increase (-) / Decrease (+)	000 €	-	-	(333)	(17)	(17)	(18)	(18)	(19)	(19)	(20)	(20)	(21)	(21)	(22)	(22)	(23)	(23)	(24)	(25)	(25)	(26)	(27)	(27)	(28)	(29)	(30)	(30)	(108)
Interest on Cash	000 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corporate Tax	000 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Operating Cash Flow	000 €	-	-	1,129	4,423	4,642	4,888	5,098	5,332	5,674	5,822	6,078	6,338	6,604	6,879	7,180	7,448	7,746	8,048	8,361	8,681	9,010	9,348	9,682	10,047	10,412	10,788	11,188	5,873
Capex	000 €	(21,750)	(36,250)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capitalised Financing Costs	000 €	(2,060)	(1,816)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash Flow Before Financing	000 €	(23,810)	(38,068)	1,129	4,423	4,642	4,888	5,098	5,332	5,674	5,822	6,078	6,338	6,604	6,879	7,180	7,448	7,746	8,048	8,361	8,681	9,010	9,348	9,682	10,047	10,412	10,788	11,188	6,873
Equity Injection	000 €	7,143	11,420	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Loan Drawdowns	000 €	16,667	26,646	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interest Paid	000 €	-	-	(1,337)	(2,496)	(2,294)	(2,080)	(1,872)	(1,664)	(1,460)	(1,248)	(1,040)	(832)	(625)	(416)	(208)	(26)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Principal Repayments	000 €	-	-	(1,666)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(1,666)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash Flow After Financing	000 €	-	(0)	(1,874)	(1,404)	(984)	(646)	(107)	338	782	1,242	1,704	2,173	2,647	3,131	3,621	4,117	4,617	5,121	5,629	6,141	6,657	7,177	7,699	8,224	8,751	9,280	9,811	10,344
Dividends Paid	000 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,324)	(2,647)	(3,131)	(3,621)	(4,117)	(4,617)	(5,121)	(5,629)	(6,141)	(6,657)	(7,177)	(7,699)	(8,224)	(8,751)	(9,280)	(9,811)	(10,344)	(10,877)
Net Increase (+) / Decrease (-) In Cash	000 €	-	-	(1,874)	(1,404)	(984)	(646)	(107)	338	782	1,242	1,704	2,173	2,647	3,131	3,621	4,117	4,617	5,121	5,629	6,141	6,657	7,177	7,699	8,224	8,751	9,280	9,811	10,344

TIMELINE - Vremenski redoslijed; Year – godina; CASH FLOW STATEMENT – BILANS NOVČANIH TOKOVA; Operating Revenues – Prihodi iz poslovanja; Operating Cost and Other Expenses – Troškovi poslovanja i ostali troškovi; Working Capital Increase (-) / Decrease (+) – Povećanje radnog kapitala (-) / Umanjenje (+); Interest on Cash - Kamata na gotovinska sredstva; Corporate Tax - Porez na dobit pravnih lica; Net Operating Cash Flow – Neto gotovinski tok iz poslovanja; Capex – Kapitalni troškovi (CAPEX); Capitalized Financing Costs – Kapitalizovani finansijski troškovi; Cash Flow Before Financing – Gotovinski tok prije finansiranja; Equity Injection - Injekcija kapitala; Loan Drawdowns - Podizanje sredstava kredita; Interest Paid - Plaćena kamata; Principal Repayments - Otplate glavnice; Cash Flow After Financing – Novčani tok nakon finansiranja; Dividends Paid – Plaćene dividende; Net Increase (+) / Decrease (-) in Cash – Neto povećanje (+) / Umanjenje (-) u gotovini

Plan otplate

TIMELINE																	
Year		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Repayment Schedule																	
Debt Balance																	
Outstanding Beginning of Period	000 €	-	32,392	43,313	39,982	36,650	33,318	29,986	26,654	23,323	19,991	16,659	13,327	9,995	6,664	3,332	1,666
Drawdown	000 €	16,667	26,646	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Principal Repayment	000 €	-	-	(1,666)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(1,666)
Outstanding End of Period	000 €	16,667	43,313	41,647	38,316	34,984	31,652	28,320	24,988	21,657	18,325	14,993	11,661	8,329	4,998	1,666	-
Debt Service																	
Principal Repayment	000 €	-	-	(1,666)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(3,332)	(1,666)
Interest	000 €	-	-	(1,337)	(2,496)	(2,294)	(2,080)	(1,872)	(1,664)	(1,460)	(1,248)	(1,040)	(832)	(625)	(416)	(208)	(26)
Total Debt Service	000 €	-	-	(3,003)	(5,827)	(5,626)	(5,411)	(5,203)	(4,995)	(4,792)	(4,579)	(4,371)	(4,163)	(3,957)	(3,747)	(3,539)	(1,692)

TIMELINE - VREMENSKI REDOSLIJED; Year – Godina; Repayment Schedule - Plan otplate; Debt Balance - Iznos duga; Outstanding Beginning of Period - Iznos duga na početku perioda; Drawdown - Podizanje sredstava; Principal Repayment - Otplate glavnice; Outstanding End of Period - Iznos duga na kraju perioda; Debt Service - Servisiranje duga; Principal Repayment - Otplate glavnice; Interest – Kamata; Total Debt Service - Ukupno servisiranje duga

Opcija 2: Gvozd uvršten u sistem EPCG

Bilans uspjeha

TIMELINE																													
Year		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
PROFIT AND LOSS																													
Operating Revenues																													
Annual generation (total)	MWh	-	-	84,481	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	153,045	85,705	
Peak price (average over the year)	€/MWh	50.5	51.5	52.8	54.1	55.5	56.8	58.3	59.8	61.3	62.8	64.4	66.1	67.8	69.5	71.3	73.2	75.1	77.0	79.0	81.1	83.2	85.4	87.6	90.0	92.3	94.8	97.3	99.2
Average price (average over the day and year)	€/MWh	44.6	45.6	46.8	48.2	49.5	50.9	52.4	53.8	55.4	56.9	58.5	60.2	61.9	63.6	65.4	67.3	69.2	71.1	73.1	75.2	77.3	79.5	81.7	84.0	86.4	88.8	91.3	93.3
Total Operating Revenues	000 €	-	-	4,388	7,812	8,019	8,231	8,448	8,673	8,904	9,141	9,384	9,636	9,883	10,168	10,430	10,710	10,998	11,296	11,689	11,912	12,236	12,686	12,908	13,266	13,618	13,988	14,388	7,721
Operating Cost and Other Expenses																													
Fixed O&M cost	000 €	-	-	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(1,170)	(585)
Variable O&M cost	000 €	-	-	(59)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(107)	(60)
Property tax	000 €	-	-	(563)	(539)	(516)	(493)	(470)	(447)	(423)	(400)	(377)	(354)	(331)	(307)	(284)	(261)	(238)	(215)	(191)	(168)	(145)	(122)	(99)	(75)	(52)	(29)	(6)	-
G-component	000 €	-	-	(42)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(77)	(43)
Balancing cost	000 €	-	-	(84)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(153)	(86)
Total Operating Cost and Other Expenses	000 €	-	-	(1,818)	(2,048)	(2,023)	(2,000)	(1,978)	(1,963)	(1,930)	(1,907)	(1,884)	(1,860)	(1,837)	(1,814)	(1,791)	(1,768)	(1,744)	(1,721)	(1,698)	(1,676)	(1,652)	(1,628)	(1,606)	(1,582)	(1,558)	(1,534)	(1,512)	(774)
EBITDA	000 €	-	-	2,488	5,788	5,998	6,231	6,472	6,720	6,974	7,234	7,501	7,774	8,068	8,344	8,638	8,942	9,264	9,673	9,901	10,237	10,683	10,937	11,300	11,673	12,067	12,460	12,863	8,947
Depreciation	000 €	-	-	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	(2,436)	-
EBIT	000 €	-	-	33	3,330	3,568	3,786	4,038	4,283	4,538	4,788	5,064	5,338	5,620	5,908	6,203	6,506	6,818	7,137	7,486	7,801	8,147	8,501	8,864	9,237	9,621	10,014	10,417	8,947
Interest expense	000 €	-	-	(894)	(1,670)	(1,535)	(1,391)	(1,252)	(1,113)	(977)	(835)	(695)	(556)	(418)	(278)	(139)	(17)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interest income	000 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Profit Before Tax	000 €	-	-	(861)	1,880	2,026	2,404	2,784	3,170	3,581	3,963	4,388	4,782	5,201	5,630	6,084	6,488	6,918	7,337	7,486	7,801	8,147	8,501	8,884	9,237	9,621	10,014	10,417	8,947
Tax	000 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Income	000 €	-	-	(861)	1,880	2,026	2,404	2,784	3,170	3,581	3,963	4,388	4,782	5,201	5,630	6,084	6,488	6,918	7,337	7,486	7,801	8,147	8,501	8,884	9,237	9,621	10,014	10,417	8,947

TIMELINE – VREMENSKI REDOSLIJED; Year – godina; PROFIT AND LOSS – BILANS USPJEHA; Operating Revenues – Prihodi iz poslovanja; Annual generation (total) – Godišnja proizvodnja (ukupno); Peak price (average over the year) – Cijena vršne energije (prosjeak tokom godine); Average price (average over the day and year) – Prosječna cijena (prosjeak u toku dana i godine); Total Operating Revenues – Ukupni prihodi iz poslovanja; Operating Cost and Other Expenses - Troškovi poslovanja i ostali troškovi; Fixed O&M cost - Fiksni trošak pogona i održavanja; Variable O&M cost - Varijabilni trošak pogona i održavanja; Property tax - Porez na imovinu; G-component - G-komponenta; Balancing cost - Trošak balansiranja; Total Operating Cost and Other Expenses - Ukupni troškovi poslovanja i ostali troškovi; EBITDA - Operativni i neoperativni profit prije odbijanja kamate, poreza na prihod i troškova deprecijacije i amortizacije; Depreciation – Deprecijacija; EBIT - Operativni i neoperativni profit prije odbijanja kamate i poreza na prihod; Interest expense - Novac koji se plaća kao kamata na zajmove; Interest income - Prihod od kamate; Net Profit Before Tax – Neto-profit prije oporezivanja; Tax – Porez; Net Income - Neto-dobitak

Bilans novčanih tokova

TIMELINE																													
Year		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
CASH FLOW STATEMENT																													
Operating Revenues	000 €	-	-	4,388	7,812	8,019	8,231	8,449	8,673	8,904	9,141	9,384	9,635	9,893	10,158	10,430	10,710	10,999	11,295	11,599	11,912	12,235	12,565	12,905	13,255	13,616	13,986	14,366	7,721
Operating Cost and Other Expenses	000 €	-	-	(1,918)	(2,046)	(2,023)	(2,000)	(1,976)	(1,953)	(1,930)	(1,907)	(1,884)	(1,860)	(1,837)	(1,814)	(1,791)	(1,768)	(1,744)	(1,721)	(1,698)	(1,675)	(1,652)	(1,628)	(1,605)	(1,582)	(1,559)	(1,536)	(1,512)	(774)
Working Capital Increase (-) / Decrease (+)	000 €	-	-	(421)	(18)	(18)	(19)	(19)	(20)	(20)	(21)	(21)	(22)	(22)	(23)	(23)	(24)	(25)	(25)	(26)	(26)	(27)	(28)	(29)	(29)	(30)	(31)	(32)	(155)
Interest on Cash	000 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corporate Tax	000 €	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Net Operating Cash Flow	000 €	-	-	2,048	6,748	6,978	8,213	8,463	8,700	8,964	7,213	7,480	7,763	8,034	8,321	8,618	8,918	9,230	9,648	9,875	10,211	10,668	10,908	11,272	11,644	12,027	12,419	12,822	6,783
Capex	000 €	(21,750)	(36,250)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capitalised Financing Costs	000 €	(1,601)	(1,304)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash Flow Before Financing	000 €	(23,351)	(37,554)	2,048	6,748	6,978	8,213	8,463	8,700	8,964	7,213	7,480	7,763	8,034	8,321	8,618	8,918	9,230	9,648	9,875	10,211	10,668	10,908	11,272	11,644	12,027	12,419	12,822	6,783
Equity Injection	000 €	7,005	11,266	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Loan Drawdowns	000 €	16,346	25,288	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interest Paid	000 €	-	-	(894)	(1,670)	(1,535)	(1,391)	(1,252)	(1,113)	(977)	(835)	(695)	(556)	(418)	(278)	(139)	(17)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Principal Repayments	000 €	-	-	(1,540)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(1,540)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash Flow After Financing	000 €	-	(8)	(486)	798	1,164	1,642	1,822	2,308	2,688	3,089	3,606	3,917	4,338	4,784	5,188	5,261	5,230	5,648	5,875	10,211	10,668	10,908	11,272	11,644	12,027	12,419	12,822	6,783
Dividends Paid	000 €	-	-	-	(314)	(1,164)	(1,542)	(1,922)	(2,308)	(2,698)	(3,099)	(3,505)	(3,917)	(4,336)	(4,764)	(5,198)	(7,261)	(9,230)	(9,548)	(9,875)	(9,783)	(8,147)	(8,501)	(8,864)	(9,237)	(9,621)	(10,014)	(10,417)	(5,947)
Net Increase (+) / Decrease (-) In Cash	000 €	-	-	(486)	486	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	427	2,408	2,408	2,408	2,407	2,408	2,406	2,404	(166)

TIMELINE - Vremenski redoslijed; Year – godina; CASH FLOW STATEMENT - BILANS NOVČANIH TOKOVA; Operating Revenues - Prihodi iz poslovanja; Operating Cost and Other Expenses - Troškovi poslovanja i ostali troškovi; Working Capital Increase (-) / Decrease (+) - Povećanje radnog kapitala (-) / Umanjenje (+); Interest on Cash - Kamata na gotovinska sredstva; Corporate Tax - Porez na dobit pravnih lica; Net Operating Cash Flow - Neto gotovinski tok iz poslovanja; Capex - Kapitalni troškovi (CAPEX); Capitalized Financing Costs - Kapitalizovani finansijski troškovi; Cash Flow Before Financing - Gotovinski tok prije finansiranja; Equity Injection - Injekcija kapitala; Loan Drawdowns - Podizanje sredstava kredita; Interest Paid - Plaćena kamata; Principal Repayments - Otplate kamate; Cash Flow After Financing - Novčani tok nakon finansiranja; Dividends Paid - Isplaćene dividende; Net Increase (+) / Decrease (-) in Cash – Neto povećanje (+) / Umanjenje (-) u gotovini

Plan otplate

TIMELINE																	
Year		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Repayment Schedule																	
Debt Balance																	
Outstanding Beginning of Period	000 €	-	31,949	42,634	39,354	36,075	32,795	29,516	26,236	22,957	19,677	16,398	13,118	9,839	6,559	3,280	1,640
Drawdown	000 €	16,346	26,288	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Principal Repayment	000 €	-	-	(1,640)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(1,640)
Outstanding End of Period	000 €	16,346	42,634	40,994	37,714	34,435	31,155	27,876	24,596	21,317	18,037	14,758	11,478	8,199	4,919	1,640	0
Debt Service																	
Principal Repayment	000 €	-	-	(1,640)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(3,280)	(1,640)
Interest	000 €	-	-	(894)	(1,670)	(1,535)	(1,391)	(1,252)	(1,113)	(977)	(835)	(695)	(556)	(418)	(278)	(139)	(17)
Total Debt Service	000 €	-	-	(2,534)	(4,949)	(4,814)	(4,671)	(4,532)	(4,392)	(4,256)	(4,114)	(3,975)	(3,836)	(3,698)	(3,558)	(3,418)	(1,657)

TIMELINE - Vremenski redoslijed; Year – Godina; Repayment Schedule - Plan otplate; Debt Balance - Iznos duga; Outstanding Beginning of Period - Iznos duga na početku perioda; Drawdown - Podizanje sredstava; Principal Repayment - Otplate glavnice; Outstanding End of Period - Iznos duga na kraju perioda; Debt Service - Servisiranje duga; Principal Repayment - Otplate glavnice; Interest – Kamata; Total Debt Service - Ukupno servisiranje duga;