

**ENERGETSKOM TRANZICIJOM DO UBRZANOG
EKONOMSKOG I EKOLOŠKOG RAZVOJA CRNE GORE**

**UTICAJ SISTEMA TRGOVANJA EMISIJSKIM
KVOTAMA (ETS)
NA POSLOVANJE TERMOELEKTRANE PLJEVLJA**

Oktobar 2019

SADRŽAJ

1. UVOD	3
2. RUDNIK UGLJA PLJEVLJA	3
2.1 Sadašnje stanje TE Pljevlja sa Blokom I	5
2.2 Planirana izgradnja Bloka II TE Pljevlja	6
2.3 Mogućnost paralelnog rada oba bloka TE Pljevlja	9
3. TRGOVINA EMISIJAMA GASOVA	11
3.1 EU ETS–EU Emission Trading System–Sistem trgovine emisijama u EU	13
3.2 Dosadašnje kretanje cijena emisija CO₂ na EEX-u	14
3.3 Uticaj troškova emisija CO₂ na poslovanje kompanija	16
3.4 Procjena budućeg kretanja cijena emisija CO₂	17
4. CIJENE ELEKTRIČNE ENERGIJE	23
5. EKONOMSKI ASPEKTI RADA TE PLJEVLJA	28
5.1 Ekonomski pokazatelji Bloka II TE Pljevlja sa korigovanim (ažuriranim) ulaznim parametrima	28
5.2 Rekonstrukcija Bloka I TE Pljevlja	33
ZAKLJUČCI	44
PREPORUKE	46
REFERENCE	50

1. UVOD

Termoelektrana Pljevlja se nalazi na teritoriji istoimene opštine na krajnjem sjeveru Crne Gore. Opština Pljevlja se prostire u pravcu sjeverozapad-jugoistok i zahvata površinu od 1.346 km² što iznosi skoro 10% ukupne teritorije Crne Gore. Stoga su Pljevlja po površini treća opština u državi.

TE Pljevlja se nalazi na putu prema Žabljaku, na četiri kilometra od grada. Elektrana se nalazi u dolini rijeke Vežišnice, u mjestu Kalušići i zauzima površinu od oko 40ha.

TE Pljevlja se ugljem snabdijeva iz Rudnika uglja Pljevlja. U njenoj neposrednoj blizini nalazi se kop uglja Potrlica koji pripada rudniku i iz kojeg se TE trenutno snabdijeva ugljem.

Termoelektrana se vodom snabdijeva iz akumulacije „Otilovići”, koja se nalazi na rijeci Čehotini. Akumulacija je udaljena oko 8 km od TE odnosno oko 7km jugoistočno od grada . Visina brane je 59 m i ima kapacitet od oko 18 miliona m³. Voda iz akumulacije se koristi i za snabdijevanje vodovodnog sistema Pljevalja (max. 80 m³/sec). Kako kvalitet vode nije zadovoljavajući za direktnu upotrebu, ona se prethodno obrađuje u uređaju za prečišćavanje vode na brdu Pliješ, koje se nalazi na lijevoj obali Čehotine,

Pepeo i šljaka koji predstavljaju nusproizvod rada TE „Pljevlja”, odlažu se na deponiji „Maljevac” na oko 1,5 km zapadno od TE, u dolini Paleškog potoka. Deponije zauzima površinu od oko 60 ha, a sa TE je sa povezana transportnim cjevovodima i cjevovodom povratne vode.

S obzirom da se Pljevlja nalaze u kotlini, karakterišu ih veoma male brzine vjetra koji u prosjeku u oko 95% dana ima brzinu manju od 3m/sec. Nedostatak vjetra je posebno izražen zimi, što zajedno sa niskim temperaturama doprinosi zadržavanju gasova i pršine iz TE, te stvara ogromne probleme stanovništvu Pljevalja sa aspekta zagađenja životne sredine i uslova života.

2. RUDNIK UGLJA PLJEVLJA

Na području Pljevalja postoji više ležišta uglja koja se prema lokaciji dijele na dva basena i to na prostor pljevaljskog basena i basena Maoče, koji se nalazi na putnom pravcu prema Bijelom Polju, na udaljenosti oko 30 km od Pljevalja.

Rudnik ima pravo eksploatacije na više kopova od koji je najveći (i trenutno jedini u upotrebi) površinski kop Potrlica, dok je površinski kop „Borovica” (Šumane I i II), prestao sa eksploatacijom krajem 2010. g. Preko 90% proizvedenih količina lignita iz Potrlice

isporučuje se TE „Pljevlja”, dok se ostatak prodaje kao uglj za individualna ložišta, prevashodno za domaćinstva.

U okviru pripremnih aktivnosti na izgradnji Bloka II TE Pljevlja (izrada studije procjene opravdanosti izgradnje), angažovana je renomirana njemačka konsultantska kompanija Fichtner Mining and Environment GmbH¹ za izradu Elaborata o mogućnostima optimizacije troškova i smanjenja cijene uglja, kao i Studiju procjene resursa i rezervi uglja u skladu sa JORC standardom. Inače, JORC se smatra referentnim standardom za procjenu obima mineralnih sirovina i ruda prilikom izrade ovakvih procjena i studija za javnu upotrebu, kao i u funkciji informisanja potencijalnih investitora i finansijskih institucija.

Fichtner je u cilju verifikacije postojeće geološke dokumentacije, a u skladu sa preporukama JORC standarda, zatražio da se realizuje program dodatnog istražnog bušenja, uz izvođenje pratećih laboratorijskih analiza. Ime kompanije koja je obavila dodatna istražna bušenja nigdje nije objavljano. Na osnovu dobijenih rezultata izrađena je Studija procjene resursa i rezervi uglja u Pljevaljskom basenu.

Dobijeni rezultati u odnosu na podatke kojima se prethodno raspolagalo variraju zavisno od ležišta, ali je podatak o ukupnim rezervama značajno veći.

Prethodni podaci iz 2013. god.² govorili su o ukupnim eksploatacionim rezervama od 65.782.122 tona, Ovaj podatak je uključivao i Cementaru kao posebno ležište (5.268.600 t), zatim Šumani - Borovica (687.528 t), Bakrenjače (1.199.082 t) i Otilovići (3.078.900 t), koje se u Fichtnerovoj studiji ne navode kao buduća nalazišta uglja za TE Pljevlja (vjerovatno zbog udaljenosti i neposjedovanja koncesionih prava), a čije su ukupne rezerve procijenjene na 10.234.110 t, što znači da su ukupne rezerve preostalih nalazišta tada procjenjivane na 55.548.012 t.

Iako je prema izvještajima revizora Rudnik Pljevlja u periodu 2013-2015.god. proizveo 5.082.348 t (tj. rezerve su se za toliko smanjile), na osnovu dodatnog istraživanja procijenjene rezerve u navedenih šest nalazišta (uključujući i Glisnicu koja je od Pljevalja udaljena 20km) su u kategoriji “vjerovatnih rezervi” povećane na 66.820.000 t¹, što ja prikazano u tabeli 1:

¹ Završni izvještaj o aktivnostima na izgradnji II bloka TE Pljevlja, sa izvodom iz Studije izvodljivosti za izgradnju TE Pljevlja II, informacija sa sjednice Vlade od 11.07.2016.

² Informacija o projektu Pljevlja II za sjednicu Vlade 04.07.2013.

Ležište	Stari podaci		Novi podaci	
	Rezerve (t)	Energ. vrijednost (kj/kg)	Rezerve (t)	Energ. vrijednost (kj/kg)
Potrlica	31.589.766	10.813	40.400.000*	10.959
Kalušići	12.866.382	7.973	16.150.000	7.748
Grevo	2.054.430	12.812	2.210.000	11.175
Rabitlje	4.822.525	13.663	3.700.000	10.771
Komini	2.714.909	11.515	2.400.000	8.700
CENTR. PV BASEN	54.048.012	10.502	64.860.000	9.881
Glisnica	1.500.000	9.500	1.960.000	9.302
UKUPNO (t)	55.548.012	10.475	66.820.000	9.692
* Na osnovu objavljenih podataka ne može se zaključiti da li podatak o rezervama u nalazištu Potrlica uključuje i rezerve nalazišta Cementara				

Tabela 1: Rezerve uglja i njegova energetska vrijednost u basenu Pljevlja (sa i bez Glisnice) prije i poslije dodatnih istraživanja

Zbog načina obračuna, navedeni iznos rezervi se u kategoriji "pretpostavljenih rezervi" povećava na 70.160.000 t. prosječne energetske vrijednosti od 9.190. kj/kg.

Pored navedenih dokazanih rezervi, studija ukazuje i na dodatnih 25,4 mil.t. uglja klasifikovanih kao "mogući resurs".

2.1 Sadašnje stanje TE Pljevlja sa Blokom I

TE „Pljevlja” je projektovana kao kondenzaciona elektrana sa dva bloka pojedinačne snage od po 210 MW. Izgradnja prvog bloka odvijala se u periodu od 1976. do 1982. god. Blok I je sa redovnim radom počeo oktobra 1982. god.

Cijeli projekat TE Pljevlja je koncipiran tako da služi cijeloj elektrani (Bloku I i Bloku II). Pmatra se da je prilikom izgradnje Bloka I izgrađeno i oko 30% vrijednosti Bloka II (Akumulacija Otilovići sa cjevovodom sirove vode do TEP, dimnjak, sistemi za dopremu uglja,

tečnog goriva i hemijsku pripremu vode, radionice, magacini, upravna zgrada, priključak na EES CG).

Značajna rekonstrukcija je izvedena 2009. godine, kad je modernizovan sistem za kontrolu i upravljanje, zamijenjeno elektrofiltersko postrojenje, zatim 6 kV i 0,4 kV postrojenje, sistem pobude i rotor niskog pritiska 3 na turbini uz povećanje snage bloka sa 210 MW na 218,5 MW.

Kasnijim rekonstrukcijama do 2016. godine, snaga bloka dostigla je 225 MW.

Osnovni tehnički podaci sadašnje TE „Pljevlja” sa izgrađenim Blokom I su ^{1,2 i 3} :

- Nominalna snaga: 225 MW,
- Nominalna godišnja neto proizvodnja (na pragu elektrane): 1.400 GWh,
- Neto efikasnost elektrane: oko 32%,
- Nominalni broj radnih sati: 7200-7500 h/g,
- Proizvođač kotlovskeg postrojenja: Barnaulski kotlovski zavod, SSSR, rekonstrukciju tokom 2001. i 2007. g. izveo Podoljski kotlovski zavod, RF,
- Proizvođač parne turbine: LMZ, SSSR/Silovie mašini, RF. Tokom 2009. god. zamijenjeno kućište i rotor niskog pritiska,
- Proizvođač generatora: Elektrosila, SSSR, ugrađen 1995. god. nakon havarije
- Rashladni toranj: AB sa prirodnom cirkulacijom vazduha,
- Prečišćavanje dimnih gasova:
 - prašina: Dvije sekcije elektrostatičkog filtera, ugrađene 2009. god. Projektna garantovana vrijednost emisije prašine iznosi 40 mg/nm³ (6% O₂)
 - desulfurizacija: Nema
 - denitrifikacija: Primarne mjere samo za sagorijevanje u kotlu, sa projektnim vrijednostima emisija NO_x 400 mg/nm³ (6% O₂)
- Prečišćavanje otpadnih voda: djelimično ne zadovoljava propise.
- Transport i skladištenje čvrstih materija: hidraulički transport na posebnu deponiju nusprodukata sagorijevanja (lokacija Maljevac), odnos pepeo i šljaka : voda ~ 1: 6.

2.2 Planirana izgradnja Bloka II TE Pljevlja

Elektroenergetski sektor u Crnoj Gori već dugi niz godina karakteriše deficit električne energije. Tu nepovoljnu situaciju dodatno komplikuje činjenica da je rad TE Pljevlja produžavan pojedinim rekonstrukcijama i modernizacijama, ali da se njen životni vijek ipak približava kraju. Kompletnu situaciju dodatno pogoršava činjenica da postojeća elektrana ne

³ Elaborat o procjeni uticaja na životnu sredinu (rekonstrukcije TE Pljevlja I), Paming, jun 2019

ispunjava sve strožije kriterijume zaštite okoline, prevashodno sa aspekta zagađenja vazduha. Osim toga, u cilju rješenja smanjenja zagađenja Pljevalja posebno tokom zime, nametnut je i zahtjev za isporuku toplotne energije za grijanje domaćinstava.

Imajući sve ovo u vidu, ocijenjeno je da bi se navedeni problemi najefikasnije riješili izgradnjom novog bloka (prethodno planirani Blok II) TE Pljevlja. Stoga je odlučeno da se uđe u postupak izbora najpovoljnijeg ponuđača za izradu projekta i izgradnju Bloka II uz sadašnji Blok I uz korišćenje već postojeće infrastrukture, a u okvirima realnih mogućnosti Rudnika uglja Pljevlja za buduću isporuku uglja kao goriva.

Cijeli postupak je prilično dugo trajao, a na kraju je kao najpovoljnija izabrana ponuda renomirane firme Škoda iz Praga – Republika Češka.

Po okončanju postupka usaglašavanja kako tehničkog, tako i finansijskog dijela ponude, ugovorena je izgradnja Bloka II sljedećih karakteristika ¹:

Glavni tehnički podaci Bloka II TE Pljevlja ¹

Nominalna snaga na izlazu generatora (bruto izlaz):	254 MW
Nominalna snaga na izlazu elektrane (neto izlaz):	232 MW
Neto efikasnost:	39,5 %
Sopstvena potrošnja elektrane:	21,6 MW
Potrošnja uglja:	1,600,000 t/god
Tehnologija sagorijevanja:	PCB

Glavne emisije:

– Prašina (mg/nm ³)	< 10
– SO ₂ (mg/nm ³)	< 150
– Azotni oksidi (mg/nm ³)	< 200

Pomoćno gorivo:	ekstra lako loživo ulje (LUEL)
Kapacitet daljinskog grijanja:	75 MWt
Energetska vrijednost uglja:	9.259 kJ/kg

Ekonomski parametri ¹

Ukupna vrijednost ponude	321,685,000€
Planirano vrijeme izgradnje	36 mjeseci

Projektovani uslovi zajma ¹

Iznos zajma	do 85% vrijednosti projekta
Grejs period	do 36 mjeseci
Period otplate	12 godina
Kamatna stopa	2.5% + 6M EURIBOR

U vrijeme priprema za izgradnju Bloka II i izrade studija na osnovu kojih je donijeta odluka o izgradnji (2016.god.) planirano je da Blok I radi do završetka izgradnje Bloka II (oko 5 godina), a Blok II 40 god, počevši od dana završetka izgradnje 2021.god.

Prema izvještajima revizora prosječna godišnja proizvodnja uglja Rudnika Pljevlja tokom tri godine koje su prethodile izradi studija (2013-2015) iznosila 1.694.116 t (prosječno po 1.636.166 t za potrebe TE i 57.950 t za široku potrošnju). S obzirom da je prema tadašnjim planovima Blok I trebao da radi pet godina tj. do izgradnje Bloka II (2021.god.), proizilazi da je ukupna proizvodnja Rudnika uglja Pljevlja u tom periodu trebala da bude 8.470.580 t.

S druge strane, u izvodu iz studije Fichtner-a ¹ navode se podaci o planiranoj godišnjoj potrošnji uglja Bloka II od ukupno 1.710.000 t (1.600.000 t za TE i 110.000 t za široku potrošnju), što za planirani životni vijek od 40 god. (2021-2060.god) iznosi 68.400.000 t.

Ovo zajedno sa planiranom potrošnjom Bloka I iznosi ukupno 76.870.580 t, što je značajno više od procijenjenih "vjerovatnih rezervi" od 66.820.000 t, pa čak i od "pretpostavljenih rezervi" od 70.160.000 t.

Ipak, zaključak konsultanta o adekvatnosti rezervi ćemo uzeti kao prihvatljiv, računajući da proizvodnja za široko tržište neće biti tako obimna, kao i imajući u vidu da pored rezervi obuhvaćenih procjenom postoje i kopovi koji su figurisali u informaciji iz 2013, ali su isključeni iz studije Fichtnera.

No, u realizaciji projekta su se javili problemi koje nije bilo moguće prevazići, a odnosili su se na obezbjeđivanje kreditnog aranžmana od strane Škode. Kako ni poslije godinu dana od potpisivanja ugovora Škoda nije uspjela da obezbijedi finansiranje projekta, Vlada je na sjednici 21.12.2017.god. zauzela stav na osnovu kojeg je Upravljački komitet projekta izgradnje Bloka II TE Pljevlja 27.12.2017. odlučio da okonča saradnju sa Škomom⁴.

Tom prilikom je takođe zauzet stav da se ne odustaje od izgradnje Bloka II, a Upravljački komitet i EPCG su donijeli i odluku o realizaciji projekta ekološke rekonstrukcije postojećeg Bloka I. Predviđeno je i da rekonstrukcija treba da omogući korišćenje sadašnjeg bloka kao toplotnog izvora za zagrijavanje Pljevalja tokom zime.

Ipak, uprkos planovima o izgradnji, nedavno je iz Vlade, doduše bez detaljnijeg obrazloženja i navođenja razloga za promjenu odluke saopšteno da se od projekta Bloka II TE Pljevlja odustalo.

⁴ Vlada CG, Min.Ekon, Direktorat za energetiku, saopštenje 27.12.2017.

2.3 Mogućnost paralelnog rada oba bloka TE Pljevlja

Donošenjem odluka Upravljačkog komiteta projekta izgradnje Bloka II TE Pljevlja od 27.12.2017. da se i pored odustajanja od saradnje sa Škomom ne odustaje od izgradnje Bloka II, kao i da se pristupi realizaciji projekta ekološke rekonstrukcije postojećeg Bloka I, uz rekonstrukciju deponije Maljevac i stvaranje uslova za snabdijevanje Pljevalja toplotnom energijom za grijanje, perspektiva daljeg korišćenja uglja iz Pljevaljskog basena je značajno promijenjena.

Smatramo da odluka o ulasku u rekonstrukciju Bloka I i produženje njegovog životnog vijeka za još 20 godina predstavlja glavni razlog za definitivni odustanak od izgradnje Bloka II, što ćemo obrazložiti u daljem tekstu.

Osnovni uslov rada svake TE je svakako postojanje adekvatnih količina uglja za projektovani životni vijek. U ovom slučaju bi to bilo postojanje dovoljno uglja za kompletan životni vijek oba bloka.

Iako su informacije o karakteristikama rekonstrukcije Bloka I krajnje ograničene (čak je i javna rasprava o Elaboratu o zaštiti okoline sprovedena bez omogućavanja uvida u projekat rekonstrukcije Bloka I) i svode se na izjave za štampu rukovodilaca EPCG, na osnovu dostupnih informacija^{3,5,6} zaključuje se da se radi o projektu koji bi trebao da se realizuje u periodu 2019-2021.god, te da će se životni vijek Bloka I produžiti za barem 20 godina. Realizacijom projekta trebalo bi da se omogući i grijanje Pljevalja otpadnom toplotom elektrane.

Nedavno su otvorene ponude za izvođenje radova na rekonstrukciji Bloka I i prema zvaničnim informacijama⁶ razlike su neobično velike, a najniža ponuđena cijena iznosi 54.427.700 € sa PDV-om. Kako izbor najpovoljnije ponude još nije završen, kao cijenu rekonstrukcije za potrebe ove analize ćemo uzeti upravo tu najnižu dostavljenu ponudu.

I trošak rekostrukcije deponije Maljevac (u koju se već ušlo) koja treba da košta dodatnih oko 20 mil€, može smatrati dijelom troškova rekonstrukcije Bloka I jer se najvećim dijelom radi toga i izvode, čime ukupan trošak rekonstrukcije dostiže iznos od oko 74,4 mil€.

Kako ni zvanični dokumenti³ ne sadrže precizan podatak o budućoj snazi Bloka I, uzećemo da će se ostati na sadašnjoj snazi od 225 MW. Priče o povećanju snage na 300 MW nećemo komentarisati jer je neozbiljno takve stvari pominjati poslije završetka idejnog projekta.

⁵ Screenshot_2019-08-24 Sajt EPCG, Jul 11, 2019 Raspisan tender za ekološku rekonstrukciju TE „Pljevlja“, Jul 11, 2019

⁶ List Elektroprivreda br.393 str.4

Iz Elaborata o procjeni uticaja saznajemo da se planira godišnja potrošnja od 1.600.000 t uglja za potrebe rekonstruisanog Bloka I, pa uz minimalno predviđeni period rada od 20 godina, proizilazi da će Blok I do kraja svog životnog vijeka potrošiti barem 32.000.000 t uglja.

Kako zvanično još nijesu preduzimate nove aktivnosti oko Bloka II, svako razmatranje možemo bazirati samo na parametrima koji su već bili ugovoreni sa Škomom, a to je nominalna snaga od 254 MW bruto tj. 232 MW neto, potrošnja uglja od 1.600.000 t/god. i životni vijek od 40 godina.

To znači da bi ukupna potrošnja Bloka II do kraja životnog vijeka iznosila 64.000.000 t.

Ovome treba dodati i godišnju proizvodnju uglja za široku potrošnju od 110.000 t (prema procjeni iz Fichtnerove studije), što za 40 godina iznosi dodatnih 4.400.000 t.

Čak i uz ovakve vrlo redukovane početne podatke (obračun minimalnog životnog vijeka rekonstruisanog Bloka I i najkraći planirani životni vijek Bloka II od 40 godina, bez produžavanja uz pomoć rekonstrukcija), proizilazi da bi u slučaju realizacije rekonstrukcije Bloka I i izgradnje Bloka II, za njihov rad bilo potrebno ukupno 100.400.000 t uglja.

Kako je to značajno više od procijenjenih "vjerovatnih rezervi" od 66.820.000 t, pa čak i od "pretpostavljenih rezervi" od 70.160.000 t iz Fichtnerova studije, jasno je da je opcija izgradnje Bloka II uz rekonstrukciju Bloka I potpuno nerealna prevashodno zbog nepostojanje dovoljnih količina uglja. Čak ni dodatnih 25,4 mil.t rezervi klasifikovanih kao "mogući resurs" (što je pod velikim znakom pitanja) ne pokrivaju u potpunosti 100.400.000 t neophodnih za istovremeni rad oba bloka i planiranu prodaju uglja za široku potrošnju.

Nećemo s baviti ponegdje spominjanim opcijama kraćeg rada Bloka I tokom godine (tokom perioda sezonskog održavanja Bloka II), a samo usputno ćemo prokomentarisati pitanje realnosti istovremenog rada oba bloka. Ovo stoga jer je jasno da rad dva bloka ukupne nominalne snage od 460 MW u malom crnogorskom elektroenergetskom sistemu bio teško izvodiv, posebno imajući u vidu sve nove izvore koji su izgrađeni posljednjih godina, koji se grade ili su planirani za izgradnju.

Tako se npr. u Energetskom bilansu Crne Gore za 2019.god. kao maksimalne potrebne snage navode : za maj 444 MW, za septembar 488 MW, a za oktobar 473 MW, što znači da bi ukupna snaga TE Pljevlja u slučaju izgradnje Bloka II i rekonstrukcije Bloka I bila približna ili čak veća od maksimalnih potrebnih snaga tokom značajnog dijela godine. Minimalne snage sistema su značajno manje, pa imajući u vidu slabe regulacione karakteristike TE, jasno je da bi paralelan rad oba bloka stvarao velike viškove snage odnosno energije koju vjerovatno ne bi bilo moguće prodati.

Slična je situacija i sa energijom. Naime, uključivanje dodatnih 1.400.000 MWh iz termouzvora bi čak i u odnosu na 2017.god. kada je plan proizvodnje ostvaren sa svega oko 70% (od čega HE svega 56%) doveo do viška od preko 400.000 MWh, a u odnosu na 2018. god. kompletna proizvodnja bi bila višak, jer je on prošle godine i inače iznosio oko 300.000 MWh.

Ne bi dolazio u obzir ni duži rad nekod od blokova smanjenom snagom jer se time proizvodna cijena električne energije značajno povećava. Paralelan rad oba bloka bi nužno bio praćen i problemima u radu Rudnika uglja zbog potrebe udvostručenja proizvodnje, što bi zahtijevalo značajne investicije itd. Ovo stoga jer Studija izvodljivosti govori o scenariju po kojem Blok I radi samo do završetka izgradnje Bloka II, a potom se zatvara, što znači da ta studija ne razmatra opciju povećanja proizvodnje Rudnika uglja do nivoa snabdijevanja oba bloka TE.

U aktivnosti oko rekonstrukcije Bloka I se već ušlo, pa je urađen idejni projekat. Blokom II se stoga nećemo baviti kao primarnom temom, ali ćemo rezultate Studije izvodljivosti djelimično komentarisati zato jer su njeni rezultati i zaključci indikativni kako za prethodno planiranu opciju samostalne izgradnje Bloka II (bez rekonstrukcije Bloka I) tj. i u slučaju postojanja dovoljnih količina uglja, tako i za sadašnji najizgledniji slučaj rekonstrukcije Bloka I bez izgradnje Bloka II.

3. TRGOVINA EMISIJAMA GASOVA

Naučna istraživanja sprovedena radi utvrđivanja uzroka promjene klime (prevashodno povećanja temperature) evidentirane posljednjih decenija ukazala su da su glavni uzrok te opasne pojave tzv. gasovi staklene bašte (Greenhouse gasses) koji se stvaraju u najrazličitijim procesima odnosno djelatnostima kao što su sagorijevanje fosilnih goriva u energetici, različiti industrijski procesi, saobraćaj, poljoprivreda itd. Stoga se pribjelo stvaranju sistema koji bi putem ekonomskih podsticaja doveo do smanjenja njihovog emitovanja.

U svijetu postoji nekoliko sistema odnosno tržišta preko kojih se realizuje navedeni cilj, a bazirana su uglavnom na modelu "cap and trade" (ograniči pa trgov). Navedeni model se sastoji u tome da se postavi ograničenje u količini opasnih gasova koji smiju biti emitovani na određenoj teritoriji, a početni iznos dozvoljene emisije gasova se određuje na osnovu iznosa ostvarenih prethodnih godina. Ta ukupna količina emisija se prodaje ili dodijeli kompanijama u obliku emisionih jedinica koje predstavljaju dozvoljenu količinu emisija štetnih gasova. Kompanije su dužne da se pridržavaju navedenih ograničenja koje su pokrivene njihovim emisionim jedinicama. Ukupni iznos prodanih i dodijeljenih jedinica ne smije biti veći od ukupnog dopuštenih emisija na određenoj teritoriji, čime se ograničava ukupna emisija štetnih gasova.

Međutim, ovaj sistem sam po sebi ne bi obezbjeđivao smanjenje emisija kad bi ukupan iznos emisija ostajao isti. Stoga se ukupan iznos emisija svake godine smanjuje

Kompanije koje smanje emisiju u odnosu na dozvoljeni nivo stiču pravo da prodaju neiskorištene emisione jedinice, dok one koje proizvode više štetnih gasova od dozvoljenog nivoa imaju obavezu da to plate kupovinom nedostajućeg iznosa jedinica od onih koji ih nijesu iskoristili.

Ovim se postiže nekoliko ciljeva, a najvažniji je taj da se stalnim smanjenjem broja emisionih jedinica i obavezom plaćanja emisija iznad dozvoljenog nivoa podstiče smanjenje emisija (količine ispuštenih gasova staklene bašte).

Istovremeno se na investiranje u smanjenje emisija opredjeljuju prije svega kompanije kod kojih to zahtijeva najmanja ulaganja. Naime, su one tada u stanju da prodaju svoj višak emisionih jedinica na tržištu jer zbog najnižih ulaganja imaju i najniže cijene. Time se smanjenje emisija ostvaruje uz najmanje troškove, bez obzira na djelatnost kompanije.

Pored navedenog, velika prednost ovakvih sistema je što minimizuju uplitanje države koja se javlja kao regulator sistema, ali ona sama ne donosi ekonomske odluke niti pravi prioritete u investiranju u smanjenje emisija.

Trgovina emisijama se može obavljati na bilateralnoj osnovi kao i na organizovanim tržištima (berzama emisija gasova staklene bašte). Jedna emisiona jedinica je obično ekvivalentna jednoj toni ugljen-dioksida (CO₂) ispuštenog u okolinu.

Trgovina se obično obavlja jedinicama CO₂ koji je zbog enormnih emitovanih količina nesporno najznačajniji od svih gasova staklene bašte. Ipak, trgovati se može i drugim gasovima iz te grupe, pa čak i ekvivalentnim CO₂ emisionim jedinicama drugih gasova, pri čemu se za svaki od njih određuje ekvivalenta količina CO₂ sa aspekta uticaja na klimu.

U svijetu postoje različite šeme trgovine emisionim jedinicama, a dodatno su kombinovane i sa različitim drugim modelima podsticanja na smanjenje zagađenja.

Krovna organizacija koja se bavi ovim mehanizmom je Okvirna konvencija Ujedinjenih nacija za klimatske promjene (United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC) u okviru koje se radi na formiranju jedinstvenog sistema trgovine emisionim jedinicama. UNFCCC ovjerava svaki međunarodni transfer emisionih jedinica, a ako se trgovina obavlja van granica EU, prenos dodatno odobrava Evropska Komisija.

U svijetu postoji više tržišta (berzi) emisionim jedinicama, od čega se dvije nalaze u Evropi. Najznačajnija je svakako energetska berza European Energy Exchange (EEX) u Leipzigu koja predstavlja zajedničku platformu za većinu zemalja koje sudjeluju u EU ETS-u. EEX također

djeluje i kao njemačka aukcijska platforma. Druga aukcijska platforma je ICE Futures Europe (ICE) u Londonu, koja djeluje i kao platforma za Veliku Britaniju.

3.1 EU ETS (EU Emission Trading System) Sistem trgovine emisijama u EU^{7, 8, 9, 10}

Za Crnu Goru je svakako najinteresantniji sistem trgovine emisijama koji se primjenjuje u Evropskoj Uniji – tzv. EU Emission Trading System ili skraćeno EU ETS.

EU ETS sistem je formiran 2005.god. pod okriljem Generalnog Direktorata za okolinu (DG Environment), dok od 2010. funkcionisanje ovog sistema trgovine nadgleda i njime upravlja Generalni Direktorat za klimatsku akciju (DG CLIMA). U sistem je uključena 31 zemlja – svih 28 članica EU, Norveška, Island i Lihtenštajn, a obuhvaćeno je oko 11.000 pojedinačnih postrojenja (termoelektrana snage iznad 20MW, industrijskih postrojenja, avioprevoznika itd.) koja ispuštaju oko 45% ukupnih količina gasova staklene bašte emitovanih u EU. EU ETS je najveće svjetsko tržište emisijama i čini preko tri četvrtine ukupnog svjetskog tržišta.

Dosad se prepoznaju tri faze razvoja EU ETS. Prvi period 2005-2007 je predstavljao period uhodavanja kada je zbog prevelikog broja izdatih jedinica njihova tržišna vrijednost pala skoro na nulu. Tokom drugog perioda 2008-2012 broj emisionih jedinica je smanjen za 6,5%, ali javila se svjetska ekonomska kriza koja je dovela do pada proizvodnje u mnogim zemljama, što je opet rezultiralo niskim cijenama emisionih jedinica. Za treći period 2013-2020. je karakterističan prelazak sistema dodjele emisionih kvota sa pojedinačnih zemalja na određivanje dozvoljenih emisija za cijelu EU, a zatim raspodjela po državama. Uvedeno je i progresivno smanjivanje dozvoljenih emisija od 1,74% godišnje. Procenat je dimenzionisan tako da do 2020. dovede do smanjenja ukupnih emisija u EU za 20% u odnosu na 2005 (u termoelektranama i drugim fiksnim instalacijama za 21% i 5% u aviosaobraćaju). Smanjen je, takođe, i broj besplatnih emisionih jedinica koje su dodjeljivane pojedinim manje zagađujućim industrijskim sektorima, pa bi tokom ovog perioda procenat besplatnih jedinica trebao da se smanji sa 80% iz 2013. na samo 30% za 2020.

Nova Direktiva EU 2018/410 o izmjeni Direktive 2003/87/EZ o smanjenju emisija CO₂ uvodi izmjene koje bi trebale da do 2030. količinu emisija u EU smanje za čak 43% u odnosu na referentnu 2005. i to prije svega povećanjem procenta umanjenja dozvoljenih emisija sa

⁷ Direktiva 2003-87-EZ o uspostavi sustava trgovanja emisijskim jedinicama stakleničkih plinova unutar Zajednice – ažurirana integralna verzija HR

⁸ Direktiva (EU) 2018/410 Evropskog parlamenta i vijeća - od 14. ožujka 2018. - o izmjeni Direktive 2003/87/EZ radi poboljšanja troškovno učinkovitih smanjenja emisija i ulaganja za niske emisije ugljika te Odluke (EU) 2015/1814

⁹ EU_ETS_handbook_en_EC_2015

¹⁰EU Emissions Trading System (EU ETS)_en_EC_Sept. 2016

1,74% godišnje u trećoj fazi na 2,2% godišnjeg smanjenja počevši od 2021. godine te jačanjem mehanizma MSR (Market Stability Reserve) koji je EU uspostavila tokom 2015. god. radi smanjenja viška emisionih jedinica na tržištu i radi poboljšanja otpornosti EU ETS-a na moguće buduće šokove (ekonomske krize itd.).

Istovremeno će se nastaviti sa smanjenjem dodjele besplatnih emisionih prava i njihovim svođenjem samo na slučajeve gdje bi se moglo negativno uticati na međunarodnu konkurentnost kompanije.

U okviru EU ETS sistema trguje se Evropskim emisionim jedinicama (European Emission Allowances - EUA), jedinicama od projekata u okviru Kjoto protokola i jedinicama potvrđenog smanjenja emisija (Certified Emission Reduction - CER).

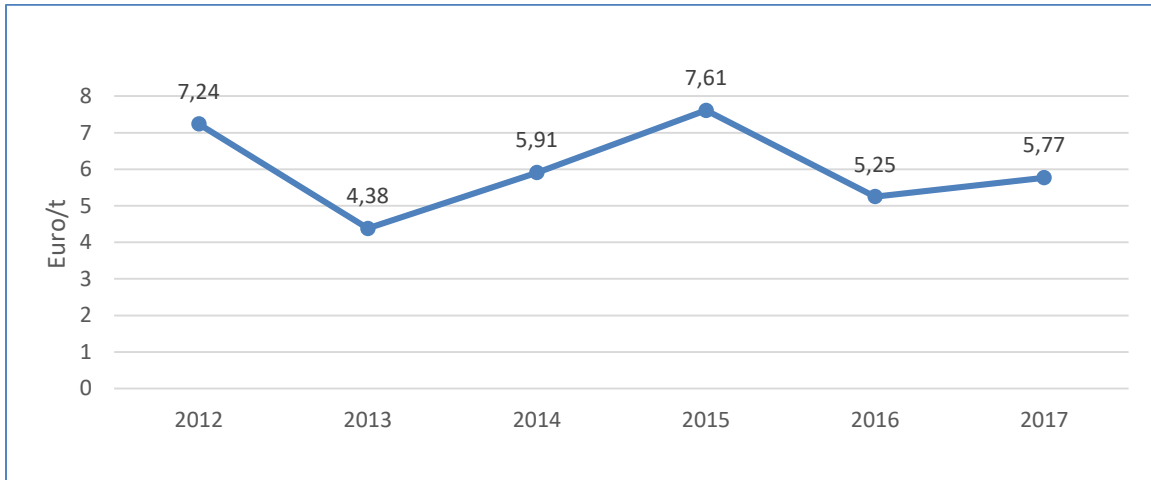
Sistem EU ETS se najvećim dijelom sprovodi preko energetske berze European Energy Exchange (EEX) čije je sjedište u Lajpcigu u SR Njemačkoj.

3.2 Dosadašnje kretanje cijena emisija CO₂ na EEX-u ¹¹

Kako je već navedeno, razvoj sistema trgovine emisijama je bio otežan time što se radi o potpuno novom sistemu koji proizvođačima električne i toplotne energije, industrijskih roba, avioprevozniciima i drugim djelatnostima u kojima se stvaraju gasovi staklene bašte stvara dodatne obaveze, što je svakako stvaralo značajne otpore sa starne proizvođača. To je bio jedan od glavnih razloga što su vrijednosti emisionih jedinica (vrijednost emisija) dugo ostajale na relativno niskom nivou.

Konkretno, na EEX berzi je prosječna godišnja cijena emisionih jedinica u periodu 2012 - 2017 varirala između 4,38 i 7,61 €/t_{CO2}, i to 2012 - 7,24 €/t_{CO2}, 2013 - 4,38 €/t_{CO2}, 2014 - 5,91 €/t_{CO2}, 2015 - 7,61 €/t_{CO2}, 2016 - 5,25 €/t_{CO2}, a 2017 - 5,77 €/t_{CO2}, što je prikazano na grafikonu 1:

¹¹ <https://www.eex.com/en/products/environmental-markets/emissions-auctions/archive>

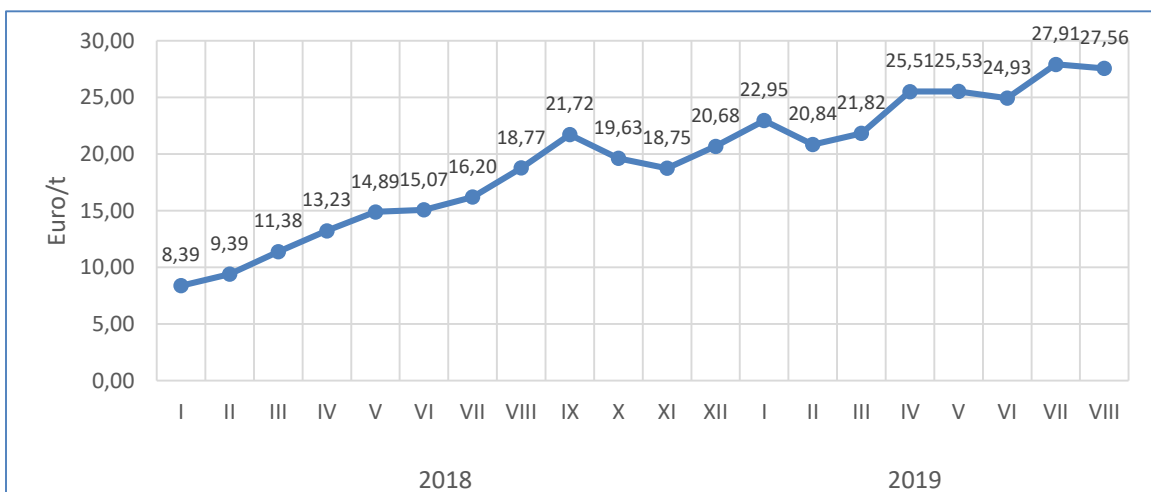


Grafikon 1: Cijene emisionih jedinica CO₂ na EEX berzi u periodu 2012 – 2016

Iz navedenih podataka se vidi da je period do 2017. god. bio prilično haotičan i nepredvidljiv po pitanju cijena emisionih jedinica. Bio je to period uspostavljanja sistema, izmjena pravila, nalaženja pravih iznosa emitovanih jedinica itd.

Međutim, početkom 2018. god. situacija se mijenja, pa je tokom te godine cijena neprestano rasla od januarske vrijednosti od 8,39 €/tCO₂ do čak 20,68 €/tCO₂ u decembru, što daje prosječnu cijenu za 2018 od 15,68 €/tCO₂ i predstavlja povećanje od 146% za godinu dana. Takav trend je nastavljen i u 2019, tokom koje je cijena rasla od 22,95€/tCO₂ u januaru do 27,56 €/tCO₂ u avgustu, što daje prosjek od 24,63 €/tCO₂ i predstavlja daljnje povećanje od 57% za 8 mjeseci.

Sve ovo se najbolje vidi iz grafikona 2:



Grafikon 2: Cijene emisionih jedinica CO₂ na EEX berzi tokom 2018 i prvih osam mjeseci 2019

Očigledan je trend značajnog rasta cijena emisijih jedinica CO₂ tokom 2018 i 2019. godine, što će neizbježno imati velikog uticaja na ekonomske parametre TE Pljevlja kad ta elektrana uđe u EU ETS sistem.

3.3 Uticaj troškova emisija CO₂ na poslovanje kompanija

Prilikom osnivanja EU ETS sistema javila se i zabrinutost zbog mogućeg negativnog uticaja na nivo konkurentnosti kompanija obuhvaćenih ovim sistemom usljed povećanih troškova, te u krajnjem negativnog uticaja na ukupno poslovanje kompanija.

U praksi se pokazalo da su takva strahovanja bila neosnovana, te da kompanije obuhvaćene EU ETS sistemom u većini nijesu osjetile značajne negativne posljedice, nego se čak u nemalom broju slučajeva uticaj tog učešća manifestovao povećanjem prihoda i uvećanjem imovine kompanija obuhvaćenih EU ETS sistemom ^{12, 13}

Ovakvi neočekivani rezultati se objašnjavaju uticajem različitih elemenata od kojih su najznačajnija tri i to:

- Kompanije su troškove emisija CO₂ prenijele u cijene svojih finalnih proizvoda. Ovakvo povećanje cijena nije značajno uticalo na njihovu konkurentnost prije svega stoga jer se EU ETS sistem primjenjuje u svim zamljama članicama EU i to po istim pravilima, tako da je njegova primjena na većinu kompanija uticala na sličan način i u sličnom obimu. Ovaj mehanizam je prije svega primjetan u djelatnostima koje su svojom prirodom ograničene na teritoriju EU kao što je npr. elektroenergetika, pa taj ujednačen uticaj na većinu kompanija nije u značajnoj mjeri poremetio njihove konkurentske odnose,
- Kompanije koje posluju van EU i na čiju su konkurentnost troškovi EU ETS mogle da utiču negativno u konkurenciji vanevropskih kompanija koje u određenom broju slučajeva nemaju takvih troškova, bile su kroz sistem dodjele besplatnih emisijih prava u određenoj mjeri izuzete od pune primjene troškova emisija. O ovome su nadležni organi Evropske komisije posebno vodila računa prilikom dodjele besplatnih prava,
- Neke kompanije su iskoristile mogućnosti povoljnog finansiranja izmjena ili potpune zamjene postojećih tehnologija niskokarbonskim, što im je u ne malom broju

¹² The joint impact of the EU ETS system on carbon emissions and economic performance, OECD, Dec. 2018

¹³ Why Does Emissions Trading under the EU ETS Not Affect Firms' Competitiveness, IZA, Dec. 2017

slučajeva u krajnjem rezultatu donijelo čak i finansijsku korist. Naime, niskokarbonske tehnologije su u principu moderne tehnologije koje omogućavaju sniženje troškova, što je najčešće kompenzovalo troškove učešće u EU ETS sistemu.

Napominjemo, ipak, da su navedeni zaključci doneseni uglavnom na osnovu podataka do 2017.god, tj. ne obuhvataju dešavanja poslije skoka cijena emisija tokom 2018. i 2019.god. (jer podaci o poslovanju kompanija u tom periodu još uvijek nijesu dostupni u dovoljnoj mjeri), ali se ne očekuje ni da će skok cijena emisija donijeti neke značajne promjene, barem ne na duži rok.

3.4 Procjena budućeg kretanja cijena emisija CO₂

Pri procjeni kretanja cijena emisijih jedinica krenućemo od izvoda iz Studije izvodljivosti za izgradnju TE Pljevlja II kao dio Završnog izvještaja o aktivnostima na izgradnji II bloka TE Pljevlja (informacija sa sjednice Vlade od 11.07.2016) ¹.

Drugi osnov će nam biti stvarno ostvarene cijene emisijih jedinica na EEX berzi dosad (do avgusta 2019.god.).

Ovakav eksplozivan rast cijena emisijih jedinica u 2018. i 2019. godini doveo je do toga da se praktično niko od kompanija koje se bave trgovinskim aspektima emisija CO₂ ne usuđuje da daje procjene daljih kretanja cijena, posebno ne na duži rok. Ovo je posebno izraženo s obzirom na neizvjestan razvoj i rješenje pitanja Brexit-a koje bi moglo da ima ogroman uticaj na kretanja na berzi, s obzirom na ogroman udio Velike Britanije u EU ETS sistemu.

Jedine javno dostupne procjene kretanja cijena emisijih jedinica neke od renomiranih firmi trenutno su one koje daje Reuters, ali samo za ovu i narednu godinu. Prema njihovoj najnovijoj procjeni od 12.07.2019.god. ¹⁴, prosječna cijena tokom 2019. god. biće 26,40 €/tCO₂, dok će u 2020. god. dostići nivo od 34,37 €/tCO₂. Ovu procjenu, uz procjenu iz Studije izvodljivosti, koristićemo pri izradi sva tri scenarija daljeg razvoja cijene emisijih jedinica. Svi navedeni podaci o cijenama emisijih jedinica navedenim u studiji, stvarne vrijednosti ostvarene na EEX berzi do danas i procjene Reuters-a su prikazani u tabeli 2:

¹⁴ <https://www.reuters.com/article/us-eu-carbon-poll/analysts-increase-eu-carbon-price-forecasts-short-term-brexit-risks-remain-reuters-poll-idUSKCN1U71D8>

God.	2016	2017	2018	2019	2020
Cijena po studiji €/t	7	7	10	14	19
Cijena na EEX €/t	5,25	5,77	15,68	24,63*	~
Procjena Reuters-a €/t	~	~	~	26,40**	34,47
* - zaključno sa avgustom 2019 ** - cijela 2019					

Tabela 2: Cijene emisionih jedinica iz studije izvodljivosti TE PV II, stvarno ostvarene cijene na EEX berzi i najnovije procjene Reuters-a za period 2016-2019;

Iz prethodne tabele proizilazi da greška u procjeni iznesena u Studiji izvodljivosti iznosi 56,8% za 2018.god. i 74,5% za 2019. god, dok su greške za 2019. i 2020. u odnosu na najnovije procjene Reuters-a još veće. Jasno je da izrađivači studije nijesu očekivali ovakav eksplozivni rast, tj. napravili su procjenu koja je nerealna do te mjere da daje potpuno krivu sliku o kretranju cijena emisionih jedinica, a posljedično daje i pogrešne projekcije ekonomsko-finansijskih parametara TE Pljevlja.

S obzirom na raspoložive podatke, postojeće procjene i očekivanja, a uvažavajući procjene renomiranih firmi koje su se ovim pitanjem bavile, za potrebe ove analize ćemo koristiti tri scenarija razvoja cijena EU ETS za period 2020-2040.god..

Prvi je scenario naveden u Studiji izvodljivosti, s tom izmjenom što za period 2020-2024.god. cijena emisionih jedinica iznosi 34,5 €/t_{CO2}, kako bi izbjegli korišćenje vrijednosti manjih od već dostignutih.

Prema drugom scenariju, niz vrijednosti emisionih jedinica počinje 2020.god. iznosom predviđenim od strane Reuters-a (34,5 €/t_{CO2}), a završava 2040.god. vrijednošću iz Studije izvodljivosti (84 €/t_{CO2}), pri čemu je povećanje postepeno i proporcionalno proteklom vremenu. To praktično znači da će se početna razlika za 2020.god. između vrijednosti iz Studije izvodljivosti i procjene Reuters-a od 15,50 €/t_{CO2} smanjivati dinamikom od -0,775 €/t_{CO2} godišnje.

Treći scenario ćemo dobiti počevši procjenom iz Studije izvodljivosti za 2020.(34,5 €/t_{CO2}) i nastavljajući zadržavanjem dinamike povećanja cijena iz Studije. To je praktično kriva

povećanja cijena iz Studije izvodljivosti, pri čemu su iznosi tokom cijelog perioda uvećani za 15,5€/tCO₂, koliko iznosi razlika vrijednosti iz Studije i procjene Reuters-a za 2020.god.

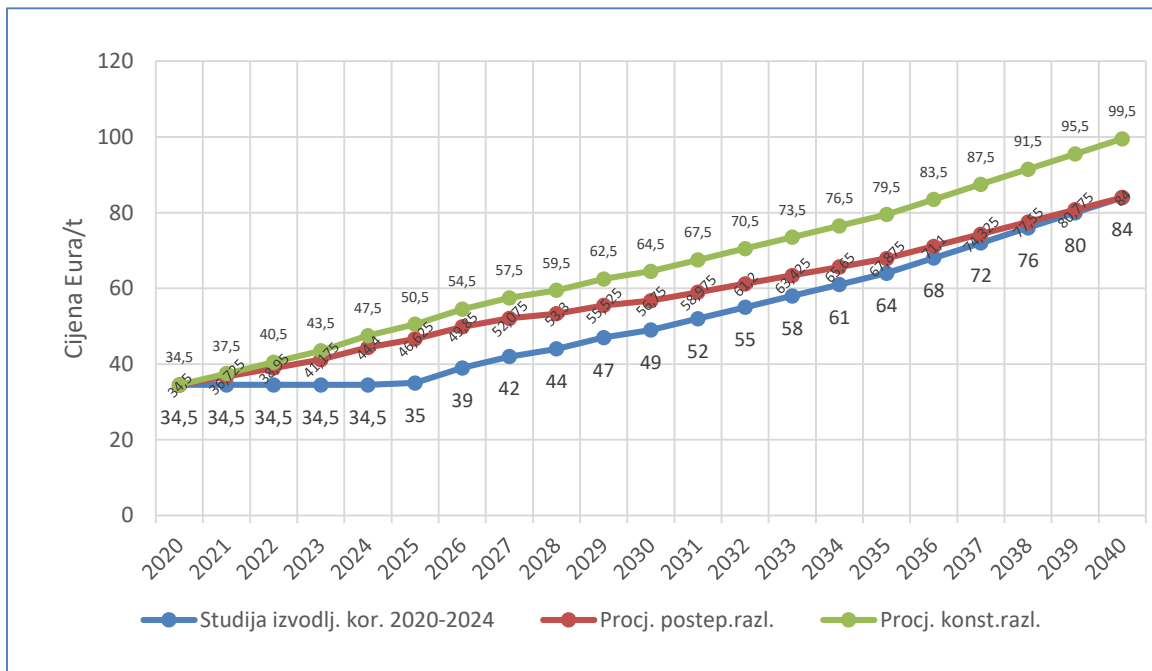
Period 2020.-2040.godina je izabran jer odgovara planiranom produženom životnom vijeku Bloka I poslije rekonstrukcije.

Cijene jedinica emisije CO₂ prema Studiji izvodljivosti, iznosi razlika u cijeni prema prethodno objašnjenom ključu i cijene dobijene postepenom primjenom korekcija na vrijednosti iz Studije kao i primjenom kompletnog iznosa korekcije iz po godinama prikazani su u sljedećoj tabeli:

God.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Cijene po studiji €/tCO₂	19	22	25	28	32	35	39	42	44	47	49	52	55	58	61	64	68	72	76	80	84
Procjena po stud. korig. €/tCO₂	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	35	39	42	44	47	49	52	55	58	61	64	68	72	76	80	84
Razlika za postup. smanj. €/tCO₂	15,5	14,725	13,95	13,175	12,4	11,625	10,85	10,075	9,3	8,525	7,75	6,975	6,2	5,425	4,65	3,875	3,1	2,325	1,55	0,775	0
Procjena sa postup. razl. €/tCO₂	34,5	36,725	38,95	41,175	44,4	46,625	49,85	52,075	53,3	55,525	56,75	58,975	61,2	63,425	65,65	67,875	71,1	74,325	77,55	80,775	84
Procjena sa konst. razl. €/tCO₂	34,5	37,5	40,5	43,5	47,5	50,5	54,5	57,5	59,5	62,5	64,5	67,5	70,5	73,5	76,5	79,5	83,5	87,5	91,5	95,5	99,5

Tabela 3: Cijene jedinica emisije CO₂ prema Studiji izvodljivosti, iznosi razlika u cijenama dobijenim postupnim smanjivanjem razlike u odnosu na ostvarene vrijednosti i cijenama dobijenim primjenom postepenog smanjivanja i konstantne razlike u odnosu na vrijednosti iz Studije

Kretanje cijena prema Studiji izvodljivosti kao i iznosi korigovani stvarnim vrijednostima odnosno Reuters-ovim procjenama za 2019 i 2020.god. prikazana su na grafikonu 3:



Grafikon 3: Kretanje cijena EU ETS emisionih jedinica prema Studiji izvodljivosti i vrijednosti korigovane stvarnim vrijednostima odnosno Reuters-ovim procjenama za 2019 i 2020.god.

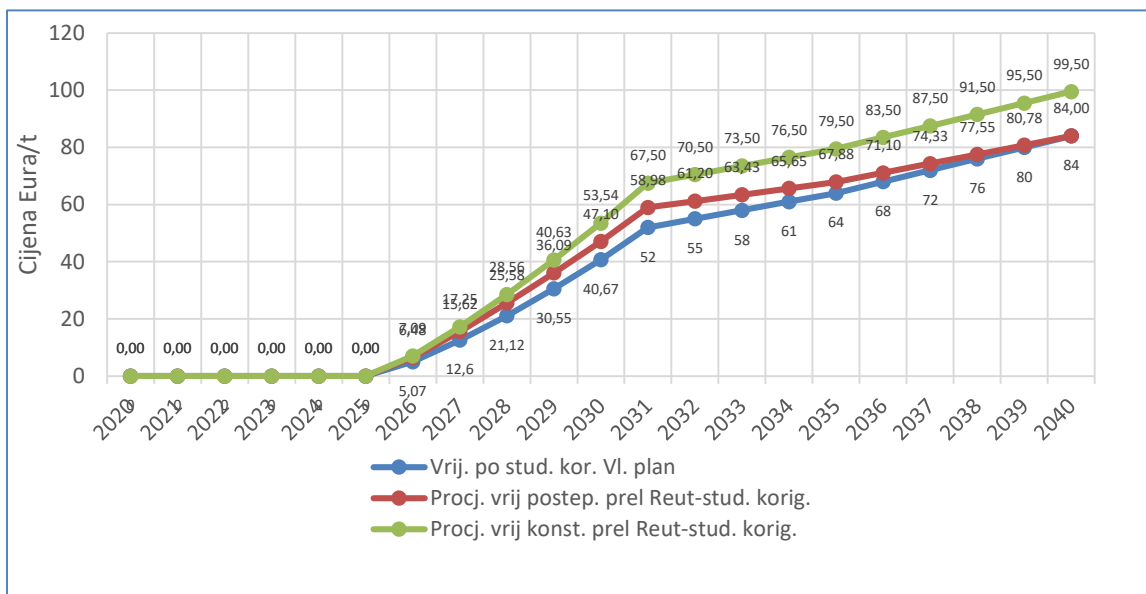
Prema navodima iz Studije izvodljivosti, Vlada se svojim dopisom izjasnila da će primjena naknada za emisiju CO₂ početi 2026. godine, te da se naknade neće odmah plaćati u punom iznosu tržišne cijene, nego će se procenat uvećavati tokom petogodišnjeg perioda i puni iznos u odnosu na cijene EU ETS sistema postići tek 2031.god. i to prema sljedećoj dinamici: 2026 – 13%; 2027 – 30%; 2028 – 48%; 2029 – 65%; 2030 – 83% i 2031 – 100% tržišne cijene.

Imajući u vidu ovakvo operedjeljenje Vlade, stvarne cijene emisionih jedinica koje će plaćati proizvođači CO₂ u Crnoj Gori u sva tri scenarija prikazane su u tabeli 4:

God.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Planirana dinamika primjene cijena EUETS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,30	0,48	0,65	0,83	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Vrij. po Studiji korigovane	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,07	12,60	21,12	30,55	40,67	52,00	61,20	70,50	79,50	87,50	91,50	95,50	99,50	84,00	84,00
Procj. vrij. postep. korekc. u odnosu na Studiju	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,48	15,62	25,58	36,09	47,10	58,98	63,43	65,65	67,88	71,10	74,33	77,55	80,78	84,00	84,00
Procj. vrij. konst. korekc. u odnosu na Studiju	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,09	17,25	28,56	40,63	53,54	67,50	73,50	76,50	79,50	83,50	87,50	91,50	95,50	99,50	84,00

Tabela 4: Projekcije cijena emisijih jedinica u skladu sa planom Vlade oko dinamike uvođenja

Ovakvo dobijene cijene su prikazane na grafikonu 4:



Grafikon 4: Kretanje cijena EU ETS emisijih jedinica prema Studiji izvodljivosti i vrijednosti korigovane stvarnim vrijednostima odnosno Reuters-ovim procjenama za 2019 i 2020.god, uzimajući u obzir plan Vlade o postepenom uvođenju EU ETS sistema.

Na kraju ovako dobijene rezultate treba pretvoriti u novčani iznos koji će TE Pljevlja plaćati po ovom osnovu.

Od tri izvedena scenarija za dalja razmatranja ćemo koristiti srednji koji se čini najvjerojatniji. S druge strane, namjera Vlade da početak plaćanja emisija odloži čak do 2026, a i onda cijene primjenjuje po uspornom režimu u odnosu na EU ETS ne izgleda mnogo vjerovatna. Pritom imamo u vidu nedavno otvaranje poglavlja 27 u pregovorima o pridruživanju EU (Zaštita životne sredine i klimatske promjene), kao i činjenicu da je ovo vrijeme kad termoelektrane širom EU dostižu istorijske minimume u proizvodnji električne energije.

Stoga ćemo srednjem scenariju koji uključuje plan Vlade o dinamici uvođenja EU ETS sistema razmotriti i srednji scenario bez navedenog Vladinog plana (srednje opcije iz tabele 3 odnosno sa grafikona 3).

Kako je već navedeno, i za Blok II kao i za rekonstruisani blok I predviđena je godišnja potrošnja od po 1.600.000 t uglja. Iz Studije izvodljivosti saznajemo da težinski faktor konverzije uglja u CO₂ za Blok II iznosi 0,95 t/t. Isti faktor ćemo usvojiti i za Blok I. To znači da će se u slučaju oba bloka pri sagorijevanju 1.600.000 t godišnje proizvesti po 1.520.000 t CO₂. Pritom svjesno pravimo grešku za prvu (eventualno dijelom i drugu) godinu izabranog perioda zbog nedostatka preciznih podataka o uticaju radova na rekonstrukciji Bloka I odnosno o radu tokom probnog perioda rada Bloka II.

Primjenom cijena emisija iz dva odabrana scenarija (postepena tranzicija od procjene Reuters-a za 2020.god. do procjene Studije izvodljivosti za 2040.god, sa i bez primjene Vladinog plana o postepenom uvođenju plaćanja emisija) na navedenu godišnju emisiju CO₂ dobijaju se iznosi prikazani u tabeli 5:

God.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Procjena vrij. sa postep. razl.€/tCO ₂	34,5	36,725	38,95	41,175	44,4	46,625	49,85	52,075	53,3	55,525	56,75	58,975	61,2	63,425	65,65	67,875	71,1	74,325	77,55	80,775	84
Godišnji troškovi emis. u €	52.440.000	55.822.000	59.204.000	62.586.000	67.488.000	70.870.000	75.772.000	79.154.000	81.016.000	84.398.000	86.260.000	89.642.000	93.024.000	96.406.000	99.788.000	103.170.000	108.072.000	112.974.000	117.876.000	122.778.000	127.680.000
Procj.vrij. postep.Re ut-Stud. korig.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,48	15,62	25,58	36,09	47,10	58,98	61,20	63,43	65,65	67,88	71,10	74,33	77,55	80,78	84,00
Godišnji troškovi emisija u €	0	0	0	0	0	0	9.850.360	23.746.200	38.887.680	54.858.700	71.595.800	89.642.000	93.024.000	96.406.000	99.788.000	103.170.000	108.072.000	112.974.000	117.876.000	122.778.000	127.680.000

Tabela 5: Procjene vrijednosti EU ETS emisionih jedinica sa postepenom tranzicijom od procjene Reuters-a za 2020 do procjene Studije izvodljivosti za 2040, sa i bez primjene Vladinog plana o postepenom uvođenju plaćanja emisija sa odgovarajućim godišnjim troškovima koji proističu iz takvih procjena.

4. CIJENE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Pri svakom razmatranju pitanja iz oblasti energetske politike jedno od najvažnijih pitanja (ako ne i najvažnije) je pitanje cijene električne energije.

Za potrebe izrade Studije izvodljivosti izgradnje TE Pljevlja II Deloitte kao priređivač je angažovao POYRY Management Consulting Austria koji je razvio tri scenarija kretanja cijene električne energije u Crnoj Gori za period do 2040. god, što se poklapa sa vremenskim okvirom na koji se odnosi i ova analiza. Doduše, u posljednjem poglavlju Studije "Investiciona analiza projekta" se pojavljuju i cijene energije za period do 2060.god, što nam nije jasno na osnovu kojih podataka, ali to za ovu analizu nije ni bitno jer se izlazi van njenog vremenskog okvira.

Cijena električne energije u Crnoj Gori prema tri POYRY-eva scenarija tokom 2016.god. (početak razmatranog perioda) ima realnu vrijednost 28,7 €/MWh, 37,5 €/MWh i 49,7

€/MWh, na početku perioda koji razmatramo ovom analizom (2020. god.) iznosi 36,6 €/MWh, 58,9 €/MWh i 84,4 €/MWh, da bi sredinom perioda (2030.god.) dostigla iznose od 43,3 €/MWh, 82,5 €/MWh, i 129,8 €/MWh, a period se završava (2040.god.) cijenama od 49,3 €/MWh, 97,2 €/MWh i 150,3 €/MWh.

Pritom se napominje "da su sve prognoze koje je pripremio i obezbjedio POYRY realne, tj. isključuju inflaciju. Prema tome, sve cijene koje su uzete od prognoziranih veleprodajnih cijena i koje se koriste u finansijskom modelu koji je nominalan, moraju prvo biti indeksirane za inflaciju kako bi se uskladile sa osnovicom cijene".

Studija je objavljena 2016. god, što je i početna godina perioda za koji je urađena procjena cijena električne energije, pa je stoga bilo za očekivati da sva tri scenarija u toj početnoj godini počinju od iste (tačne) cijene električne energije. Činjenica da se navedene početne vrijednosti toliko razlikuju u momentu kad se znaju tačni podaci ukazuje da je prilaz priređivača ovom problemu bio suviše ležeran.

S obzirom da samo centralni scenario ima tačnu početnu vrijednost, kao i imajući u vidu da ga je i sami priređivač uzeo kao najvjerojatniji, samo njega ćemo i razmatrati.

Iako električna energija spada u robe sa malom elastičnošću tražnje, nove tehnologije i programi poboljšanja energetske efikasnosti vode ka smanjenju potrošnje svih vidova energije, pa i električne. S druge strane, ogroman napredak u tehnologijama obnovljivih izvora omogućava i sve jeftiniju proizvodnju energije.

Imajući ovo u vidu, kao i da se radi o relativno dugom periodu procjene kretanja cijena (20 god.) tokom kojega potrošači prije svega zahvaljujući novim tehnološkim dostignućima imaju mogućnosti da potrošnju značajno smanje, smatramo da je očekivanje iz centralnog scenarija POYRY-eve analize o povećanju cijena od skoro 100% tokom 20-godišnjeg perioda ipak pretjerano.

Pritom imamo u vidu da je prosječna neto zarada u Crnoj Gori u prethodnom periodu porasla od 479 € 2010.god. do 511 € 2018.god, što predstavlja ukupno povećanje od 6,7% za osam godina. S obzirom da tekući razvoj situacije (iznos javnog duga, pokrivenost uvoza izvozom, stvarni rast BDP-a itd.) ne daju povoda za očekivanje nekog značajnog povećanja neto zarada ni u predstojećem periodu, teško je očekivati i da će potrošači biti u stanju da plaćaju neke značajno veće cijene električne energije.

Uzimajući čak i navedeno povećanje nominalnog iznosa cijene električne energije od 49 €/MWh u 2019.god. (a stvarna vrijednost je 42,8 €/MWh, tj. 17 % niža) do 143 €/MWh 2040.god. dobija se godišnje stopa povećanja cijena od 5,5% što je u dužem periodu neodrživo.

Ovo se vidi i iz činjenice da se ta očekivanja nijesu ostvarila ni tokom proteklog perioda. Naime, taj scenario predviđa veleprodajne cijene električne energije od 36,1 €/MWh u 2017.god, 41.5 €/MWh u 2018 i 50.5 €/MWh u 2019.god. Nasuprot tome, stvarne maloprodajne cijene (koje su uvijek više od veleprodajnih) su iznosile 38,26 €/MWh u 2017.god, 40,36 €/MWh u 2018.god. i 42,78 €/MWh u 2019. god, što je značajno niže od POYRY-eve procjene.

Stoga smo razmatrali i druge projekcije cijena električne energije u regionu i Crnoj Gori za razmatrani period.

Najvjerodostojnija je svakako procjena iz projekta South East Europe Electricity Roadmap (SEERMAP) – studija za Crnu Goru iz 2017.god. koji je urađen za potrebe Vlade Austrije i Evropske klimatske fondacije, a odnosi se na devet država regiona jugoistočne Evrope.

U okviru projekta je urađen centralni regionalni izvještaj kao i pojedinačni izvještaji za svaku zemlju posebno. Studija uzima u obzir praktično sve elemente koji utiču na cijenu električne energije u Crnoj Gori kao što su troškovi emisija CO₂, planirane investicije u nove izvore u Crnoj Gori i okruženju, promjene u potrošnji, preuzete obaveze u povećanju energetske efikasnosti, promjene u cijeni gasa koja značajno utiče i na cijenu električne energije (preko troškova grijanja), predviđene investicije u nove interkonektore za električnu energiju i gasovode, razvoj obnovljivih izvora itd, što svakako predstavlja značajan kvalitet tog dokumenta i dokaz njegove ozbiljnosti i temeljitog pristupa.

Studija razvija tri scenarija:

- Scenario “bez cilja” koji predstavlja opciju nastavka dosadašnjeg modela razvoja energetike bez uvažavanja EU planova u vezi CO₂,
- “odloženi” scenario kojim se proces eliminacije fosilnih goriva odlaže za 2035.god. a puna primjena EU ETS sistema za 2030.god. i
- “bezugljenični” scenario koji podrazumijeva da se odmah započne proces napuštanja fosilnih goriva.

Iako značajnija razlika u procjenama cijena električne energije među ovim scenarijima nastaje tek 2045.god, tj. van vremenskog okvira koji ovaj materijal razmatra, iz razumljivih razloga kao najrealniji ćemo uzeti “odloženi” scenario koji najbolje odražava stvarno stanje i perspektive razvoja energetike u regionu.

Ta studija u svom “odloženom” scenariju predviđa sljedeću dinamiku promjene cijena električne energije u Crnoj Gori: 2020.god. 41 €/MWh, 2025.god. 50,7 €/MWh, 2030.god. 58,8 €/MWh, 2035.god. 66,9 €/MWh i 2040.god. 79,9 €/MWh.

Iz činjenice da ova procjena daje prosječni godišnji rast cijena od 1,945 €/MWh/god, tj. prosječno godišnje procentualno povećanje od 4,74 %/god ukazuje da se takva procjena ne može smatrati konzervativnom, tj. njenom primjenom na projekte rekonstrukcije Bloka I odnosno izgradnje Bloka II TE Pljevlja neće se dobiti rezultati koji bi iskrivljavanjem ulaznih parametara te projekte prikazali manje isplativim nego što bi oni realno bili.

Zato ćemo projekcije cijena iz SEERMAP studije (**uvećane** za godišnju inflaciju od 2%) uzeti kao prvu – nižu projekciju cijena za ovu analizu.

Treba naglasiti činjenicu da se radi o projekciji cijena električne energije iz “odloženog” scenarija kojim je puni uticaj mjera napuštanja fosilnih goriva odložen za 2035.god. Dinamika za koju se opredijelila Vlada Crne Gore je nešto drugačija u dijelu primjene EU ETS sistema (početak primjene 2026, puna primjena 2031.god.), a prema planovima rekonstrukcije TE Pljevlja I (produžetak rada za 20 god, do 2040.god.) do pune dekarbonizacije neće doći 2035.god. nego 2040.god.

To praktično znači da će zbog prestanka proizvodnje električne energije iz fosilnih goriva 2040.god. (kad prestaje rad rekonstruisanog Bloka I) umjesto 2035.god. i uticaj cijena emisionih jedinica na cijenu električne energije biti produžen za pet godina. Zato ćemo projektovanu cijenu električne energije iz SEERMAP studije za 2035. godinu od 66,9 €/MWh povećati za pola iznosa razlike do projektovane cijene 2040.god od 79,9 €/MWh tj. za 6,5 €/MWh, čime za 2035.god. dobijamo cijenu od 73,4 €/MWh. Kako bi nagli skok samo u 2035. god. bio nelogičan i neutemeljen, i cijene tokom cijelog perioda 2030-2040.god. smo uvećali proporcionalno (linearno).

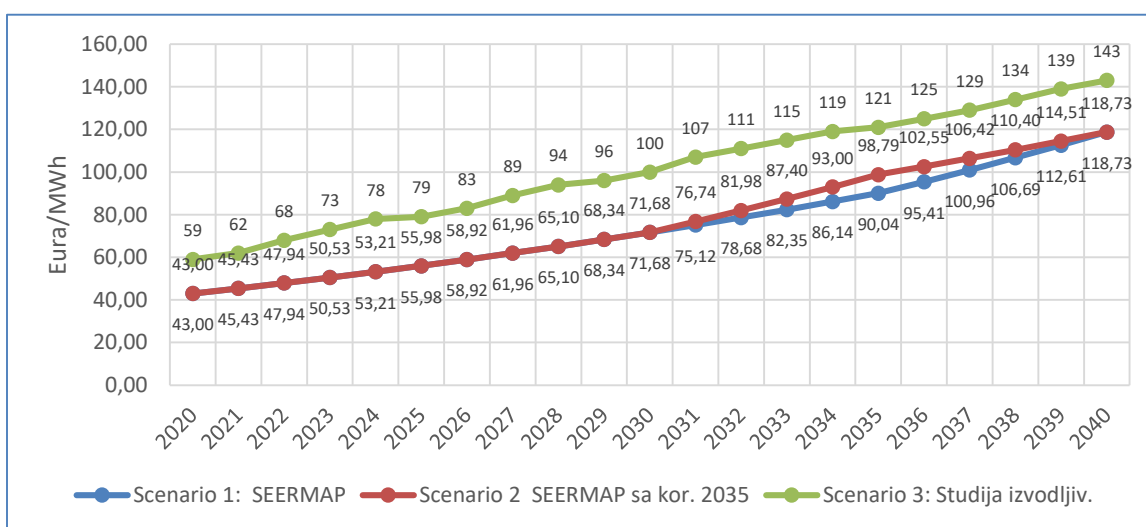
Napominjemo da razlike u periodu od 2020 do 2030.god. nećemo uzimati u obzir zbog opredjeljenja Vlade da će se u EU ETS sistem neće primjenjivati do 2026, a onda će se početi postepeno primjenjivati u periodu 2026.-2031.god.

Ovako dobijene cijene uvećane za godišnju inflaciju od 2% uzećemo kao srednji scenario dinamike razvoja cijena za ovu analizu. Kao viši scenario uzećemo cijene iz Studije izvodljivosti (srednji scenario uz uvećanje za godišnju inflaciju od 2%).

Ovako odabrani i definisani scenariji su prikazani u tabeli 6:

God.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Scenario 1: SEERMAP €/MWh	43	45,43	47,94	50,53	53,21	55,98	58,92	61,96	65,10	68,34	71,68	75,12	78,68	82,35	86,14	90,04	95,41	100,96	106,69	112,61	118,73
Scenario2 SEERMAP sa kor. 2030- 2040 €/MWh	43	45,43	47,94	50,53	53,21	55,98	58,92	61,96	65,10	68,34	71,68	76,74	81,98	87,40	93,00	98,79	102,55	106,42	110,40	114,51	118,73
Scenario 3: Studija izvodljiv. €/MWh	59	62	68	73	78	79	83	89	94	96	100	107	111	115	119	121	125	129	134	139	143

Tabela 6: Scenariji dinamike promjena nominalnih cijena električne energije u periodu 2020-2040. Navedene projekcije su prikazane na grafikonu 5:



Grafikon 5: Projekcije cijena električne energije u Crnoj Gori u periodu 2020-2040

Od tri dobijena scenarija za dalja razmatranja ćemo koristiti scenario 2 – cijene iz projekcije SEERMAP studije uz primjenu korekcije za period 2030-2040. god. radi prilagođavanja planovima Vlade oko dinamike uvođenja EU ETS sistema.

5. EKONOMSKI ASPEKTI RADA TE PLJEVLJA

S obzirom na temu ove analize svakako, u ovom poglavlju ćemo na osnovu prethodnih projekcija uraditi procjenu ekonomskih aspekata rada TE Pljevlja, kako izgradnje Bloka II koja se donedavno smatrala scenarijem od kojeg se samo privremeno odustalo, tako i rekonstrukcije Bloka I koja je praktično već počela.

5.1 Ekonomski pokazatelji Bloka II TE Pljevlja sa korigovanim (ažuriranim) ulaznim parametrima

Iako je već saopšteno da se praktično odustalo od izgradnje Bloka II TE Pljevlja, iz više razloga ćemo uraditi osnovnu analizu parametara poslovanja kako bismo vidjeli kakvi bi bili potencijali te investicije u svijetlu ovako korigovanih ulaznih parametara.

Radi korektnosti prema izrađivačima Studije izvodljivosti izgradnje Bloka II TE Pljevlja (a i radi neposjedovanja svih neophodnih podataka), nećemo raditi kompletno novi bilans uspjeha projekta, nego ćemo na osnovu ovako dobijenih troškova EU ETS emisionih jedinica kao i prihoda od prodaje električne energije usklađenih sa prethodno navedenim projekcijama uraditi korekciju bilansa uspjeha Bloka II iz Studije izvodljivosti. Pritom ćemo računati na prosječnu godišnju proizvodnju od 1.700.000 MWh (iako bi zbir predviđenih vrijednosti proizvodnje iz Studije izvodljivosti dao nešto manju prosječnu vrijednost godišnje proizvodnje električne energije), osim perioda do 2021.god. u vrijeme izgradnje koji je bez proizvodnje pa i bez prihoda, a u 2021.god. proizvodnja iznosi 437.000 MWh (27,1 mil.€ prihoda uz projektovanu cijenu iz Studije od 62 €/MWh).

Takođe, radi uporedivosti sa rezultatima Studije na procijenjene troškove emisija ćemo na ime ostalih naknada (koje su u Studiji prikazane zajedno sa troškovima naknada po osnovu EU ETS) dodati u 2021.god. 800.000 €, u 2022. i 2023.god. po 2.800.000 €, a u 2024.god. i svim narednim godinama ćemo dodati iznos od 3 mil€ što je projektovani iznos ostalih naknada bez CO₂ do 2025.god, godinu prije uvođenja EU ETS.

Navedeno je prikazano u tabeli 7:

God.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Ukupno nakn. CO₂ i ostale po ovoj analizi	0	800.000	2.800.000	2.800.000	3.000.000	3.000.000	12.850.360	26.746.200	41.887.680	57.858.700	74.595.800	92.642.000	96.024.000	99.406.000	102.788.000	106.170.000	111.072.000	115.974.000	120.876.000	125.778.000	130.680.000
Ukupno nakn. CO₂ i ostale po Studiji	0	800.000	2.800.000	2.800.000	3.000.000	3.000.000	14.200.000	27.800.000	41.100.000	55.700.000	71.800.000	75.600.000	87.800.000	92.200.000	97.100.000	102.300.000	110.200.000	115.900.000	122.000.000	125.000.000	124.300.000
Razlika u trošk. ukupnih naknada po analizi i Stud. izv.	0	0	0	0	0	0	-1.349.640	-1.053.800	787.680	2.158.700	2.795.800	17.042.000	8.224.000	7.206.000	5.688.000	3.870.000	872.000	74.000	-1.124.000	778.000	6.380.000

Tabela 7: Ukupan iznos naknada (CO₂ i ostale) po ovoj analizi, po Studiji izvodlj. i razlika među njima

Isto ćemo uraditi i sa projekcijama prihoda od prodaje električne energije (2021.god. 437.000 MWh, a zatim 1.700.000 MWh/god), što je prikazano u tabeli 8:

God.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Prihodi od prodaje elektr. energ. po ovoj analizi	0	19.853.260	81.500.774	85.909.032	90.461.020	95.160.724	100.165.390	105.332.178	110.665.572	116.170.168	121.850.682	130.459.806	139.364.554	148.573.309	158.094.667	167.937.451	174.330.057	180.911.191	187.685.839	194.659.109	201.836.235
Prihodi od prodaje elektr. energ po Studiji	0	27.100.000	106.800.000	116.100.000	130.800.000	132.200.000	126.300.000	148.400.000	157.200.000	160.500.000	167.200.000	162.300.000	185.400.000	193.100.000	198.400.000	202.500.000	213.400.000	219.100.000	228.200.000	229.900.000	223.400.000
Razlika u prih. od prod. el. energ. po analizi i Stud. izv.	0	-7.246.740	-25.299.226	-30.190.968	-40.338.980	-37.039.276	-26.134.610	-43.067.822	-46.534.428	-44.329.832	-45.349.318	-31.840.194	-46.035.446	-44.526.691	-40.305.333	-34.562.549	-39.069.943	-38.188.809	-40.514.161	-35.240.891	-21.563.765

Tabela 8: Prihodi od prodaje električne energije na tržištu prema projekciji cijena iz ove analize i iz Studije izvodljivosti kao i razlika u prihodima po godinama.

Sabiranjem razlike (uvećanja) troškova po osnovu naknada (CO₂ i ostale) iz tabele 7 i razlike (umanjenje) prihoda od prodaje električne energije iz tabele 8 dobijamo smanjenje dobiti prije poreza i kamata (EBIT) u odnosu na Studiju izvodljivosti po godinama koje je prikazano u tabeli 9:

God.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Razlika u trošk. ukupnih naknada po analizi i Stud. izv.	0	0	0	0	0	0	-1.349.640	-1.053.800	787.680	2.158.700	2.795.800	17.042.000	8.224.000	7.206.000	5.688.000	3.870.000	872.000	74.000	-1.124.000	778.000	6.380.000
Razlika u prih.od prod. el. energ. po analizi i Stud. izv.	0	-7.246.740	-25.299.226	-30.190.968	-40.338.980	-37.039.276	-26.134.610	-43.067.822	-46.534.428	-44.329.832	-45.349.318	-31.840.194	-46.035.446	-44.526.691	-40.305.333	-34.562.549	-39.069.943	-38.188.809	-40.514.161	-35.240.891	-21.563.765
Ukupna razlika u Bilansu uspjeha po analizi i Stud. izv.	0	-7.246.740	-25.299.226	-30.190.968	-40.338.980	-37.039.276	-24.784.970	-42.014.022	-47.322.108	-46.488.532	-48.145.118	-48.882.194	-54.259.446	-51.732.691	-45.993.333	-38.432.549	-39.941.943	-38.262.809	-39.390.161	-36.018.891	-27.943.765

Tabela 9: Razlike u troškovima ukupnih naknada (EU ETS i ostale), umanjeње prihoda od prodaje električne energije i njihov zbir

Uvrštavanjem ovih iznosa u pokazatelje dobiti prije poreza i kamata (EBIT) iz Studije izvodljivosti taj se pokazatelj iz Bilansa uspjeha značajno smanjuje i dobija vrijednosti prikazane u tabeli 10:

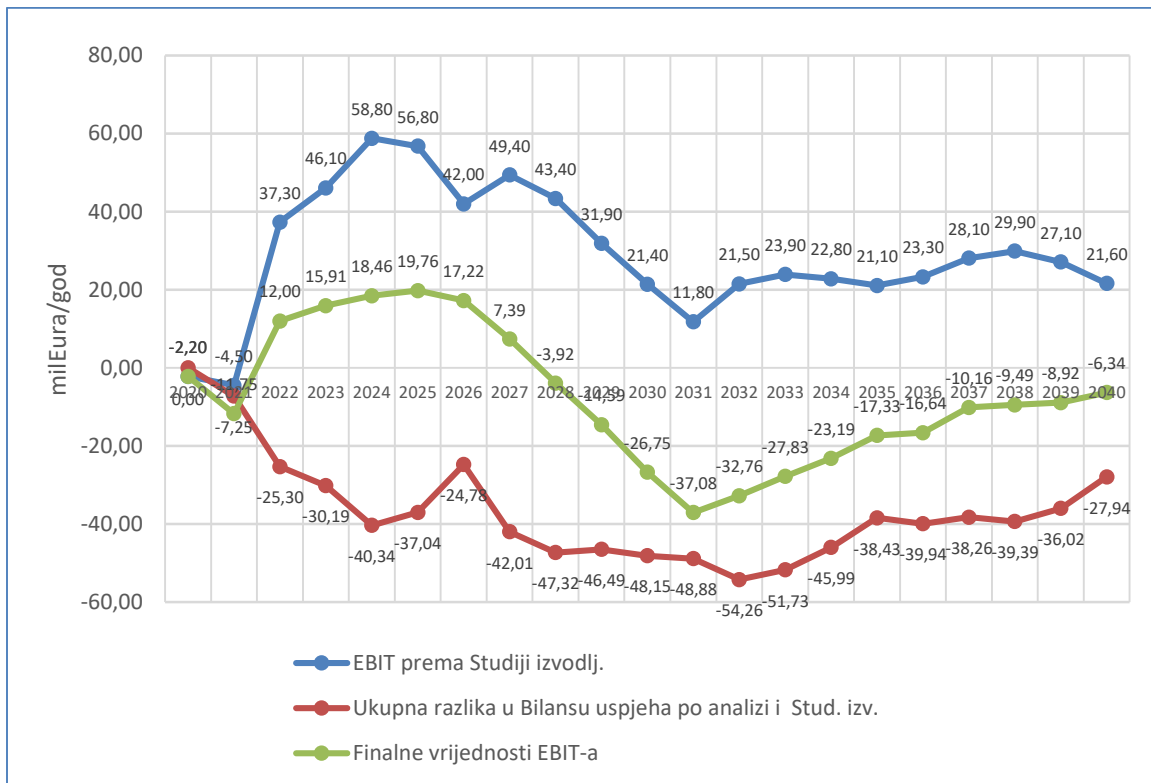
God.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
EBIT prema Studiji izvodlj.	-2.200.000	-4.500.000	37.300.000	46.100.000	58.800.000	56.800.000	42.000.000	49.400.000	43.400.000	31.900.000	21.400.000	11.800.000	21.500.000	23.900.000	22.800.000	21.100.000	23.300.000	28.100.000	29.900.000	27.100.000	21.600.000
Ukupna razlika u Bilansu uspjeha po analizi i Stud. izv.	0	-7.246.740	-25.299.226	-30.190.968	-40.338.980	-37.039.276	-24.784.970	-42.014.022	-47.322.108	-46.488.532	-48.145.118	-48.882.194	-54.259.446	-51.732.691	-45.993.333	-38.432.549	-39.941.943	-38.262.809	-39.390.161	-36.018.891	-27.943.765
Finalne vrijednosti EBIT-a	-2.200.000	-11.746.740	12.000.774	15.909.032	18.461.020	19.760.724	17.215.030	7.385.978	-3.922.108	-14.588.532	-26.745.118	-37.082.194	-32.759.446	-27.832.691	-23.193.333	-17.332.549	-16.641.943	-10.162.809	-9.490.161	-8.918.891	-6.343.765

Tabela 10: Vrijednosti EBIT-a prema Studiji izvodljivosti, korekcije po osnovu CO₂ i ostalih naknada i po osnovu prihoda od prodaje električne energije sa finalnim vrijednostima EBIT-a

U tabeli nijesu prikazane vrijednosti EBIT za period izgradnje čije su vrijednosti prema Studiji trebale da budu 2016.god. - 600.000€, 2017.god. - 700.000€, 2018.god. - 1.700.000 i 2019.god. - 2.200.000, pa je ukupna vrijednost negativna i za navedeni period 2016.2019.god. iznosi ukupno - 5.200.000€.

Time ukupan EBIT za period 2016-2040 od pozitivnog iznosa od 606.300.000€ dostiže negativnu vrijednost od -163.427.719 €.

Sve navedene vrijednosti (osim perioda izgradnje) su prikazane na grafikonu 6:



Grafikon 6: EBIT prema Studiji izvodljivosti, ukupna razlika po osnovu EU ETS troškova i prihoda od prodaje električne energije kao i finalna vrijednost EBIT-a po godinama

Vidimo da i ovakve **minimalne izmjene** u projekcijama cijena električne energije i troškova emisija prema EU ETS bazirane praktično isključivo na razlikama između vrijednosti projektovanih Studijom izvodljivosti i stvarno ostvarenih do danas (2016-2019) dovode do izrazite promjene u finansijskim pokazateljima projekta Bloka II TE Pljevlja.

5.2 Rekonstrukcija Bloka I TE Pljevlja

Nažalost, EPCG (posebno sama TE Pljevlja) i Vlada su dosad bile krajnje restriktivne u objavljivanju podataka o planiranoj rekonstrukciji Bloka I TE Pljevlja, pa je čak i javna rasprava o Elaboratu o zaštiti okoline sprovedena bez omogućavanja uvida u projekat rekonstrukcije Bloka I, pri čemu ni sami elaborat ne daje neke osnovne podatke kao što je npr. podatak o snazi elektrane poslije rekonstrukcije.

Javno dostupne informacije svode se uglavnom na izjave za štampu rukovodilaca EPCG. Na osnovu dostupnih informacija ^{3, 5, 6}, zaključuje se da se radi o projektu koji bi trebao da se realizuje u periodu 2019-2021.god. i da će se životni vijek Bloka I produžiti za 20 godina.

Prema zvaničnim informacijama⁶, nedavno su otvorene ponude za izvođenje radova na rekonstrukciji Bloka I i razlike su neobično velike, a najniža ponuđena cijena iznosi 54.427.700 € sa PDV-om. Kako izbor najpovoljnije ponude još nije završen, kao cijenu rekonstrukcije za potrebe ove analize ćemo uzeti upravo tu najnižu dostavljenu ponudu.

I trošak rekostrukcije deponije Maljevac (u koju se već ušlo) koja treba da košta dodatnih oko 20 mil€, može smatrati dijelom troškova rekonstrukcije Bloka I jer se najvećim dijelom radi toga i izvodi, čime ukupan trošak rekonstrukcije dostiže iznos od oko 74,4 mil€.

Kako smo već naveli s obzirom da ni zvanični dokumenti ne sadrže precizan podatak o budućoj snazi Bloka I, uzećemo da će se ostati na sadašnjoj snazi od 225 MW. Posljedično, kako ova veličina elektrane ne omogućava značajno povećanje stepena korisnog dejstva, možemo zaključiti da će i projektovana godišnja proizvodnja električne energije ostati na sadašnjih 1.400.000 MWh/god. Pritom imamo u vidu i planirano povećanje snage sopstvene potrošnje elektrane sa sadašnjih 17,5 MW na 27,5-32,5 MW ³, što će negativno uticati na izlaznu snagu, pa time i na neto proizvodnju elektrane.

U prilog tačnosti ove procjene gvoori i činjenica da je i planirani Blok II (kud i kamo efikasniji) uz istu potrošnju uglja trebao da ima snagu od 232 MW.

Navode o povećanju snage na 300 MW nećemo komentarisati jer je neozbiljno takve procjene pominjati poslije završetka izrade idejnog projekta koji je morao razriješiti takva pitanja.

Idejni projekat je uradila njemačka kompanija STEAG Energy Services GmbH, a reviziju je uradio Institut za građevinarstvo doo iz Podgorice¹⁵

Iz Elaborata o procjeni uticaja saznajemo da se planira godišnja potrošnja od 1.600.000 t uglja za potrebe Bloka I, što uglavnom odgovara sadašnjoj projektovanoj potrošnji.

Kako ni podaci o sadašnjim troškovima i prihodima TE Pljevlja nijesu javno dostupni, u analizi ćemo se bazirati na najnovijim podacima, prije svega dokumentu Sekretarijata Energetske Zajednice jugoistočne Evrope iz Beča "Analiza direktnih i pojedinih skrivenih subvencija za proizvodnju električne energije iz uglja u ugovornim stranama Energetske zajednice"¹⁶.

Samim subvencijama se nećemo baviti, osim uticajem EU ETS na finansijske rezultate rekonstruisane TE Pljevlja I, stoga jer ta tema prevazilazi okvire ove analize.

¹⁵ <https://www.epcg.com/media-centar/saopštenja-za-javnost/u-julu-tender-za-ekolosku-rekonstrukciju-te-pljevlja>

¹⁶ Energy Community Secretariat - Analysis of Direct and Selected Hidden Subsidies to Coal Electricity Production in the EC Contracting Parties_ECS Sept. 2019

Pritom ne ispuštamo iz vida činjenicu da je juna 2018.god. putem javnog prospekta za preuzimanje akcija, EPCG za 31,37 mil€ postala većinski vlasnik Rudnika uglja Pljevlja kupovinom 96,78 % akcija.

Kako je i nakon toga Rudnik ostao posebna kompanija, a nije bilo čak ni najava nekih značajnih promjena u radu, nije bilo razloga da išta mijenjamo u pogledu cijena uglja.

Prema navodima iz Analize Sekretarijata, procjene proizvodnih troškova u svim analiziranim slučajevima bazirane su na podacima sadržanim u revidovanim i objavljenim finansijskim izvještajima pojedinih proizvođača električne energije iz uglja, uz procjenu da daju dovoljno podataka da se uz zadovoljavanjući stepen povjerenja takve procjene mogu sprovesti. Napominju, takođe, da su mišljenja revizora u svim slučajevima osim KEK-a iz različitih razloga bila kvalifikovana.

Na osnovu takvih sagledavanja, u analizi Sekretarijata dolazi se do zaključka da je prosječni trošak proizvodnje električne energije iz uglja u TE Pljevlja u periodu 2015-2017. god. iznosio 53,52 €/MWh (48,41 €/MWh operativnih troškova i 5,11 €/MWh kapitalnih troškova), bez subvencija i troškova emisija.

Radi procjene troškova proizvodnje električne energije iz TE Pljevlja poslije rekonstrukcije Bloka I, prethodno izračunate troškove iz analize Sekretarijata treba uvećati za kapitalne troškove rekonstrukcije.

Kako je već navedeno, prema javno dostupnim podacima ukupni troškovi za kompletan projekat će iznositi oko 54,4 mil€ za rekonstrukciju Bloka I i dodatnih oko 20 mil€ za sanaciju deponije Maljevac (u koju se već ušlo), tj. ukupno oko 74,4 mil€, dok će životni vijek tako rekonstruisane elektrane biti još 20 godina.

Na osnovu ovih podataka se za slučaj finansiranja rekonstrukcije iz sopstvenih sredstava dobija realni iznos (bez inflacije) kapitalnih troškova od 3.720.000 €/god. Iako to nije zvanično saopšteno, iz dostupnih informacija se može zaključiti da će EPCG ovu investiciju finansirati iz sopstvenih izvora, pa ćemo je u daljoj analizi tako i tretirati.

Pri daljoj analizi takođe treba imati u vidu da nema najava nekog značajnog smanjenja troškova poslovanja TE Pljevlja. Pritom imamo u vidu podatak iz Elaborata o procjeni uticaja da će broj zaposlenih u TE Pljevlja i poslije rekonstrukcije ostati isti (188 radnika). Takođe, i moguće smanjenje troškova poslovanja Rudnika uglja koje se spominje u Fichtnerovoj studiji nije izgledno poslije odustanka od izgradnje Bloka II, jer su sve predlagane promjene bile vezane uz radni vijek TE Pljevlja od 40 godina i odgovarajuću ukupnu proizvodnju. Stoga je izvjesno da upola manja ukupna proizvodnja (20 umjesto 40 godina) ne bi mogla da opravda promjene koje se u toj studiji predlažu.

Troškovi zatvaranja elektrane Pljevlja II po Studiji izvodljivosti (str. 60) bi trebalo da 2060.god, kad se završava njen eksploatacioni vijek iznose 24,4 mil€. Ako bismo kao troškove zatvaranja i za Blok I uzeli istu vrijednost, taj iznos diskontovan po stopi od 2%/god. daje trošak od 16,7 mil€ 2040. god. kad Blok I prestane sa radom, odnosno 11,2 mil€ svedeno na 2020.god. kad bi eksploatacija trebala da počne. Ipak, imajući u vidu da se procijenjeni troškovi zatvaranja odnose na Blok II, postoji značajna mogućnost greške u slučaju primjene istog iznosa i na Blok I, pa troškove zatvaranja nećemo uračunati u ukupne troškove proizvodnje električne energije u Bloku I.

Ako ukupne kapitalne troškove rekonstrukcije od 74.400.000 € podijelimo na planirani eksploatacioni vijek od 20 god, godišnji iznos kapitalnih troškova u slučaju finansiranja rekonstrukcije iz sopstvenih izvora dostuže iznos od 3.720.000 €/god. (realna vrijednost bez inflacije), što uz godišnju proizvodnju od 1.400.000 MWh rezultira jediničnim kapitalnim troškom od 2,66 €/MWh. Dodavanjem ovih kapitalnih troškova na prethodno izračunati jedinični proizvodni trošak prije rekonstrukcije od 53,52 €/MWh, dobija se ukupni realni jedinični proizvodni trošak od 56,18 €/MWh.

Pada u oči da jedinični kapitalni trošak rekonstrukcije Bloka I od 2,66 €/MWh ima vrlo malo učešće u ukupnom jediničnom proizvodnom trošku od 56,18 €/MWh i iznosi 4,7%.

Radi dobijanja nominalnih iznosa (koji su neophodni radi upoređenja sa cijenom emisija i prihodima od prodaje energije) vrijednost proizvodnih troškova treba uvećati za vrijednost inflacije (2% godišnje).

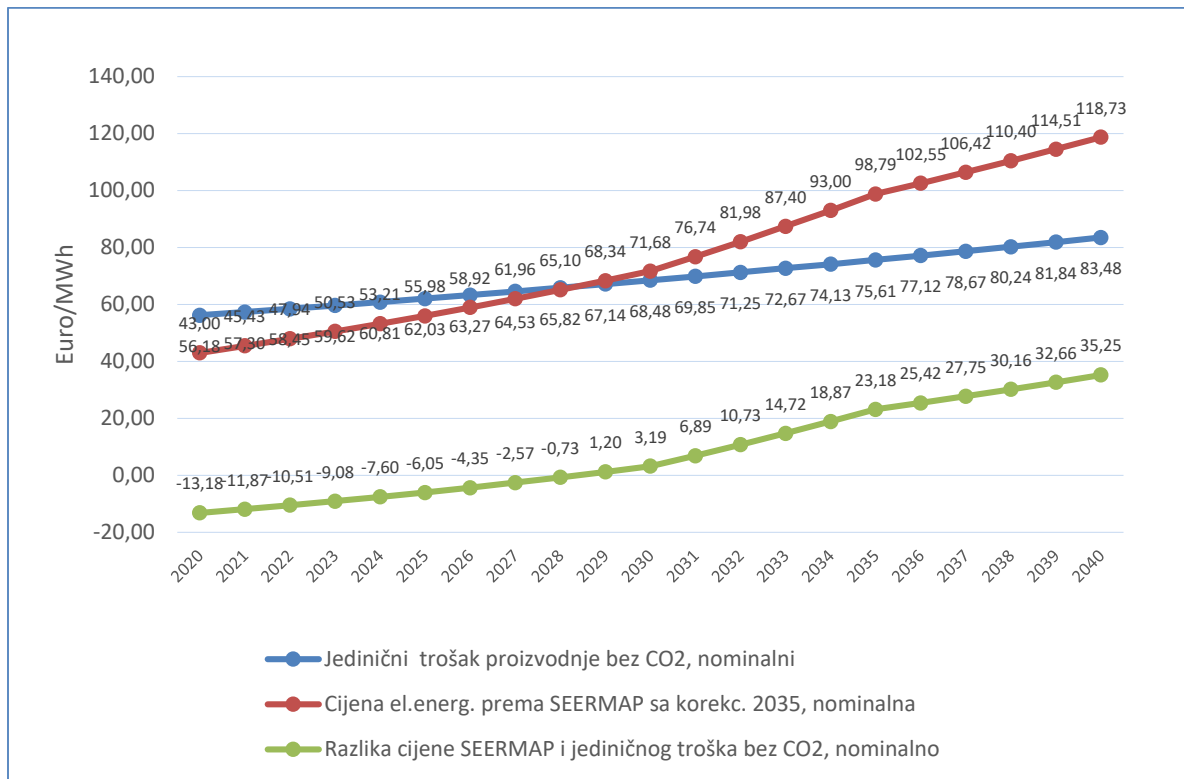
Nominalna vrijednost proizvodnih troškova bez troška emisija zajedno sa projektovanim cijenama električne energije za period 2020-2040.god, kao i njihova razlika prikazane su uporedno u tabeli 11:

God.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Jedinični nominalni troškovi bez CO₂ (€/MWh)	56,18	57,30	58,45	59,62	60,81	62,03	63,27	64,53	65,82	67,14	68,48	69,85	71,25	72,67	74,13	75,61	77,12	78,67	80,24	81,84	83,48
Cijena el.energ. prema SEERMAP sa korekc. 2035, nominalno (€/MWh)	43,00	45,43	47,94	50,53	53,21	55,98	58,92	61,96	65,10	68,34	71,68	76,74	81,98	87,40	93,00	98,79	102,55	106,42	110,40	114,51	118,73
Razlika cijene SEERMAP i jedin troška nomin. bez CO₂ (€/MWh)	-13,18	-11,87	-10,51	-9,08	-7,60	-6,05	-4,35	-2,57	-0,73	1,20	3,19	6,89	10,73	14,72	18,87	23,18	25,42	27,75	30,16	32,66	35,25

Tabela 11: Usporedni prikaz jediničnih nominalnih troškova proizvodnje bez troška CO₂, projekcije nominalnih cijena električne energije prema SEERMAP-u sa korekcijama i njihove razlike

Primjetno je da su u periodu 2020-2028.god. jedinični nominalni troškovi proizvodnje bez troška CO₂ viši od projektovanih cijena električne energije prema SEERMAP-u, ali da od 2029.god. cijena energije postaje viša od troškova proizvodnje.

Vrijednosti iz tabele 11 su grafički prikazane na grafikonu 7:



Grafikon 7: Uporedni prikaz nominalnih operativnih troškova proizvodnje, ukupnih troškova uz sopstveno finansiranje, usvojenog scenarija razvoja cijena električne energije i razlike cijena električne energije i ukupnih troškova proizvodnje uz kreditno finansiranje (sve bez troška CO₂)

Međutim, upoređivanjem veličina iz tabele 11 odnosno grafikona 7 se dobija nerealna predstava odnosa veličina stoga jer se upoređuju troškovi proizvodnje električne energije bez troška emisija i cijene električne energije čija je projekcija urađena uz obračun troška emisija. To smo ipak uradili radi lakše procjene uticaja troška emisija na ekonomsko-finansijske pokazatelje projekta rekonstrukcije.

Kod procjene troška emisija važan je podatak o količini CO₂ koji se proizvede pri proizvodnji jedinice električne energije.

Prema Elaboratu o uticaju (str. 122) rekonstruisana TE Pljevlja I će iz lignita koji koristi (sa oko 30% ugljenika) proizvoditi CO₂ u količini od oko 1,1 tCO₂/MWh, tj. pri sagorijevanju projektovane količine uglja od 1.600.000 t godišnje nastaće 1.760.000 t CO₂. Drugim riječima iskazano, to znači da će svaki MWh iz tabele 11 odnosno sa grafikona 7 po dinamici koju je predvidjela Vlada biti skuplji za 1,1 t CO₂, odnosno 1,1 emisiju jedinicu EU ETS.

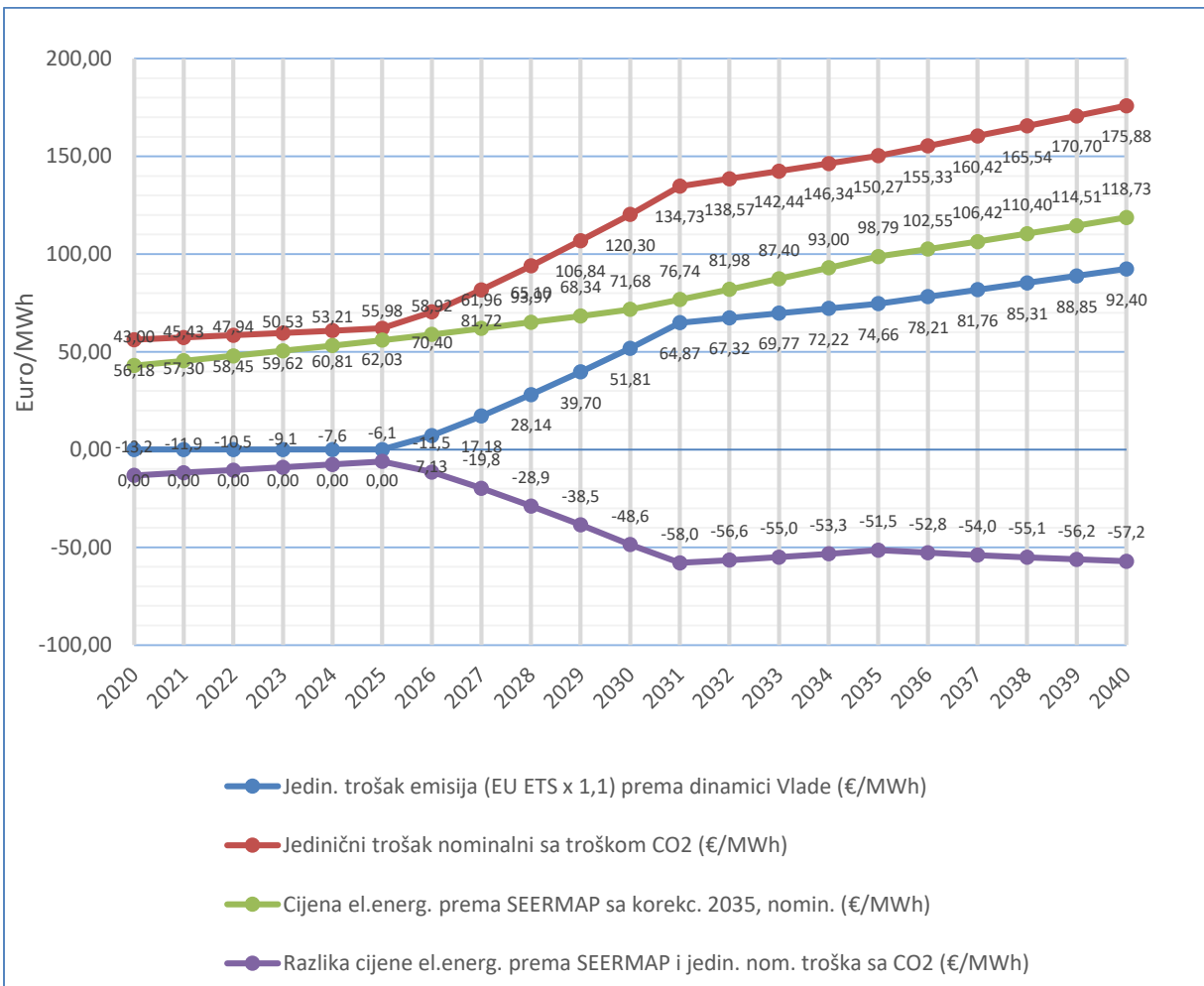
Za razliku od prethodne, na narednoj tabeli ćemo ukupne nominalne troškove proizvodnje električne energije prikazati sa uračunatim troškom emisija CO₂ zajedno sa SEERMAP

projekcijom nominalnih cijena električne energije, kao i razliku te dvije veličine: razlika troškova i cijene električne energije će biti prikazana samo uz uračunate troškove CO₂.

God.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Jedin. trošak emisija (EU ETS x 1,1) prema dinamici Vlade (€/MWh)	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,1	17,2	28,1	39,7	51,8	64,9	67,3	69,8	72,2	74,7	78,2	81,8	85,3	88,9	92,4
Jedinični trošak nominalni sa troškom CO₂ (€/MWh)	56,18	57,30	58,45	59,62	60,81	62,03	70,40	81,72	93,97	106,84	120,30	134,73	138,57	142,44	146,34	150,27	155,33	160,42	165,54	170,70	175,88
Cijena el.energ. prema SEERMAP sa korekc. 2035, nominalno (€/MWh)	43,00	45,43	47,94	50,53	53,21	55,98	58,92	61,96	65,10	68,34	71,68	76,74	81,98	87,40	93,00	98,79	102,55	106,42	110,40	114,51	118,73
Razlika cijene el.energ. prema SEERMAP i jedin. nom. troška sa CO₂ (€/MWh)	-13,18	-11,87	-10,51	-9,08	-7,60	-6,05	-11,48	-19,76	-28,87	-38,51	-48,62	-57,98	-56,59	-55,05	-53,35	-51,49	-52,79	-54,00	-55,14	-56,19	-57,15

Tabela 12: Prikaz jediničnog troška emisija (EU ETS x 1,1) prema dinamici Vlade, jediničnog nominalnog troška sa troškom CO₂, projekcije cijena električne energije prema SEERMAP sa korekcijama 2035 god, i razlika cijene energije i jediničnog troška sa troškom CO₂

Sve ovo je grafički prikazano na grafikonu 8:



Grafikon 8: Jedinični trošak emisija (EU ETS x 1,1) prema dinamici Vlade, jedinični nominalni trošak proizvodnje sa troškom CO₂, cijena energije prema SEERMAP-u sa korekcijama u nominalnom iznosu i razlika cijene energije prema SEERMAP-u i jediničnog nominalnog troška sa troškom CO₂

Iz prethodne tabele odnosno grafikona se jasno vidi da se uvrščivanjem troškova emisija CO₂, odnosno plaćanjem EU ETS jedinica finansijski rezultat rekonstruisane TE Pljevlja I značajno mijenja, jer za razliku od prethodnog slučaja sada su troškovi proizvodnje svake godine viši od projektovane cijene električne energije.

Upoređivanjem prethodne dvije tabele odnosno prethodna dva grafikona jasno se vidi ogromna razlika u odnosu prodajnih cijena električne energije i ukupnih troškova proizvodnje u slučajevima neplaćanja odnosno plaćanja čak i ovako značajno redukovanih troškova emisija CO₂, sačinjenih u skladu sa planom Vlade.

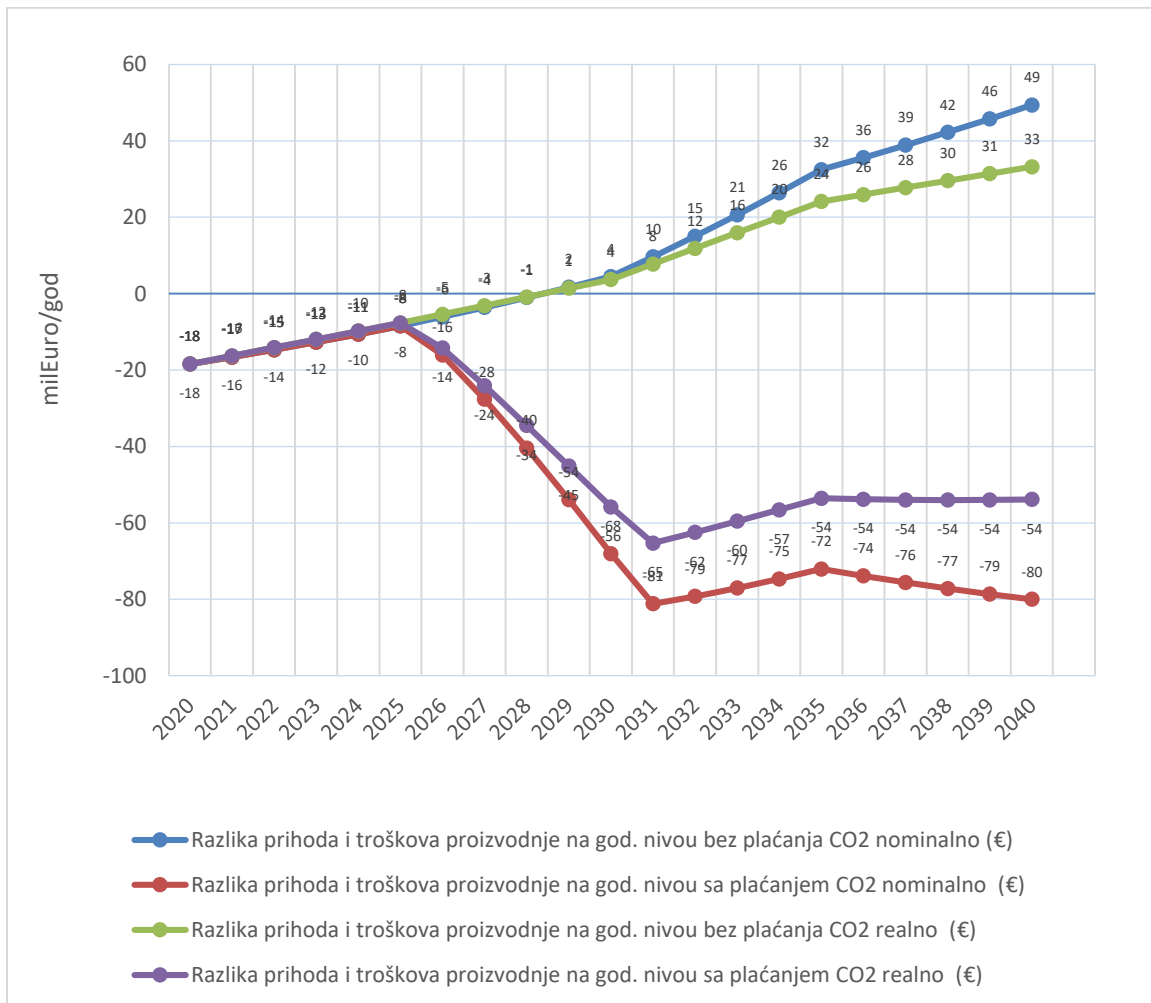
Sve ovo je mnogo jasnije kad se troškovi odnosno prihodi iz jediničnih troškova odnosno cijena prevedu u finansijske pokazatelje za kompletnu godišnju proizvodnju TE Pljevlja I od

1.400.000 MWh/god. Uvrščivanjem navedene planirane godišnje proizvodnje u prethodno dobijene pokazatelje razlike projektovanih cijena električne energije i jediničnih proizvodnih cijena sa i bez obračunatih troškova emisija CO₂ dobićemo prikaz godišnjih finansijskih pokazatelja poslovanja elektrane, a njihovim oduzimanjem i razliku godišnjih finansijskih rezultata poslovanja u ta dva slučaja, što je prikazano sljedećom tabelom:

God.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Σ2020-2040
Razlika prihoda i troškova proizvodnje na god. nivou bez plaćanja CO₂ nominalno (€)	-18.452.000	-16.621.920	-14.711.256	-12.717.517	-10.638.143	-8.470.508	-6.085.782	-3.602.278	-1.017.000	1.673.130	4.471.272	9.643.611	15.021.056	20.609.741	26.415.965	32.446.194	35.593.588	38.853.899	42.230.385	45.726.389	49.345.341	229.714.165
Razlika prihoda i troškova proizvodnje na god. nivou sa plaćanjem CO₂ nominalno (€)	-18.452.000	-16.621.920	-14.711.256	-12.717.517	-10.638.143	-8.470.508	-16.065.752	-27.660.928	-40.416.360	-53.907.395	-68.066.578	-81.177.889	-79.226.944	-77.064.759	-74.685.035	-72.081.306	-73.900.412	-75.606.601	-77.196.615	-78.667.111	-80.014.659	-1.057.349.690
Razlika prihoda i troškova proizvodnje na god. nivou bez plaćanja CO₂ realno (€)	-18.452.000	-16.296.000	-14.140.000	-11.984.000	-9.828.000	-7.672.000	-5.404.000	-3.136.000	-868.000	1.400.000	3.668.000	7.756.000	11.844.000	15.932.000	20.020.000	24.108.000	25.928.000	27.748.000	29.568.000	31.388.000	33.208.000	144.788.000
Razlika prihoda i troškova proizvodnje na god. nivou sa plaćanjem CO₂ realno (€)	-18.452.000	-16.296.000	-14.140.000	-11.984.000	-9.828.000	-7.672.000	-14.265.928	-24.080.503	-34.494.974	-45.107.297	-55.838.302	-65.288.376	-62.469.905	-59.573.565	-56.601.923	-53.557.472	-53.832.446	-53.995.404	-54.049.934	-53.999.525	-53.847.572	-819.375.124

Tabela 13: Prikaz nominalnih i realnih (umanjenih za odgovarajući iznos inflacije) godišnjih finansijskih pokazatelja poslovanja (razlika prihoda od prodaje energije i troškova proizvodnje) elektrane za slučajeve plaćanja i neplaćanja troškova CO₂ i odgovarajući ukupni rezultat za period 2020-2040. god.

Navedeni iznosi se mnogo jasnije vide sa grafikona 9.



Grafikon 9: Usporedni prikaz nominalnih i realnih (umanjenih za odgovarajući iznos inflacije) godišnjih finansijskih pokazatelja poslovanja (razlika prihoda od prodaje energije i troškova proizvodnje) elektrane za slučajeve plaćanja i neplaćanja troškova CO₂

U tabeli 13 odnosno grafikonu 9 jasno se razlikuju tri karakteristična perioda:

- Period 2020-2025.god. tokom kojeg prema planovima Vlade neće biti naplate troškova emisija CO₂. U tom periodu TE Pljevlja I posluje negativno sa godišnjim iznosom gubitaka u rasponu 18,5-7,7 mil€/god.
- Period 2026-2031.god. tokom kojeg se prema planovima Vlade troškovi emisija CO₂ uvode postepeno počevši od 13% 2026.god. do 100% vrijednosti EU ETS jedinica 2031.god. U tom periodu se za slučaj neplaćanja troškova emisija CO₂ finansijski rezultat iz minusa od -6,6 mil€ prelazi u plus od 4,5 (3,7 realno) mil €. U slučaju

plaćanja troškova emisija CO₂ finansijski rezultat iz minusa od -16,6 (-14,3 realno) mil€ raste do -81,2 (65,3 realno) mil €,

- Period 2031-2040.god. tokom kojeg se prema planovima Vlade troškovi emisija CO₂ plaćaju u punom iznosu vrijednosti EU ETS jedinica. U tom periodu u slučaju neplaćanja troškova emisija CO₂ finansijski rezultat TE Pljevlja I stabilno raste do realnog iznosa od 229,7 (144,8 realno) mil€/god na kraju perioda, dok za slučaj plaćanja troškova emisija CO₂ finansijski rezultat ostaje negativan, ali se zbog odnosa cijena energije i emisija CO₂ djelimično poboljšava do 2035 kada se u odnosu na 2031.god. gubitak smanjuje i dostiže vrijednost od -72 (-53,5 realno) mil€/god, a zatim ponovo pada na -80 (53,8 realno) mil€ do kraja perioda.

Pored navedenog, dobijeni rezultati jasno ukazuju da se ukupni finansijski rezultati poslovanja TE Pljevlja u slučaju plaćanja troškova emisije CO₂ u odnosu na neplaćanje ne samo mijenjaju iz pozitivnih u negativne, nego ta razlika dostiže drastične razmjere pa se ukupan finansijski rezultat za period 2020-2040. god. mijenja iz pozitivnog iznosa od 229.714.165 € (144.788.000 € realno) u negativni iznos od -1.057.349.690 € (-819.375.124 € realno).

Ovo jasno pokazuje da će trošak naknade za emitovanje CO₂ u budućnosti biti jedan od najveći troškova u poslovanju TE Pljevlja, uporediv sa trenutno daleko najvećim troškom, a to je obezbjeđivanje goriva, tj. uglja.

ZAKLJUČCI

Iz prethodno navedenog se nedvosmisleno zaključuje sljedeće:

- Ako se realizuje projekat rekonstrukcije Bloka I TE Pljevlja, nezavisno od strateških opredjeljenja Vlade, izgradnja Bloka II postaje nerealna opcija iz barem dva razloga:
 - Rezerve uglja u Pljevaljskom basenu nijesu dovoljne za rad oba bloka TE Pljevlja tokom kompletnog eksploatacionog vijeka
 - Ukupna snaga oba bloka kao i njihova godišnja proizvodnja oba bloka TE Pljevlja bila bi prevelika za veličinu crnogorskog konzuma
- U sistemu EU ETS učestvuju sve članice EU bez obzira na njihove energetske politike, pa bi i članstvo Crne Gore u EU nametnulo obavezu učestvovanja u tom sistemu plaćanja emisija CO₂. Pritom je opcija postepenog uvođenja te obaveze po učlanjenju u EU nerealna, posebno imajući u vidu zaoštavanje tog pitanja koje je evidentno posljednjih godina,
- Pitanje plaćanja naknade za emitovanje CO₂ ključno pitanje za budućnost TE Pljevlja. Kako je jasno da će najkasnije ulaskom u EU plaćanje ove naknade postati obaveza, što i Vlada prihvata kao činjenicu, ali faznim uvođenjem tek od 2026. god. pokušava da to ublaži i relativizuje, valjalo bi što prije početi raditi na ovom pitanju kako bi se energetske sektor pripremio za što bezbolnije prihvatanje i ispunjavanje ove obaveze.
- U prilog navedenom govore i najnovije inicijative Energetske zajednice u smislu uvođenja obaveze plaćanja naknade za emitovanje CO₂, a što će biti obavezujuće kad bude usvojeno. Kao što se navodi u studiji Zajednice o subvencijama u proizvodnji energije iz uglja, zemlje Evropske unije u procesu uključivanja članica Energetske zajednice u jedinstveno energetske tržište neće dozvoliti da termoelektrane iz Jugoistočne Evrope u tom projektu učestvuju pod drastično povoljnijim uslovima. To posebno neće biti moguće u slučaju ulaska u članstvo Evropske Unije.
- U Studiji izvodljivosti za izgradnju TE Pljevlja II koju je sačinio Deloitte projektovane vrijednosti cijena energije su precijenjene, a cijene emisija CO₂ na EU ETS berzi potcijenjene, što je dovelo do nerealnih procjena njenog poslovanja tokom perioda 2020-2040.god. (a i dalje),
- Čak i minimalne izmjene u projekcijama cijena električne energije i troškova emisija prema EU ETS bazirane praktično isključivo na razlikama između dosad (2016-2019) stvarno ostvarenih vrijednosti i onih projektovanih Studijom izvodljivosti, dovode do

izrazite promjene u finansijskim rezultatima projekta Bloka II TE Pljevlja mijenjajući vrijednost EBIT u periodu 2020-2040.god od pozitivnog rezultata od 606,3 mil€ u negativnu vrijednost od -163,4 mil€.

- U rekonstrukciju TE Pljevlja I se ušlo bez odgovarajuće pripreme, ili barem rezultati pripremnih poslova (studija, analiza ...) nijesu prikazani na adekvatan način. Čak ni osnovni tehnički parametri idejnog projekta nijesu publikovani, pa ni javna rasprava o Elaboratu o procjeni uticaja na životnu sredinu rekonstrukcije TE Pljevlja I u tom slučaju nije imala mnogo smisla,
- Drastične promjene cijena emisija CO₂ koje se zadnje dvije godine događaju u okviru EU ETS sistema, dramatično utiču na troškove proizvodnje električne energije iz fosilnih goriva. Jedan od izuzetaka je TE Pljevlja zato jer nije uključena u taj sistem
- Trenutno se cijena električne energije u Crnoj Gori formira upoređivanjem sa cijenama energije (fjučersa) na HUPX berzi u Mađarskoj. Sve termoelektrane koje učestvuju na ovoj berzi imaju obavezu plaćanja naknade za emitovanje CO₂, što im znatno povećava proizvodne troškove. Kako TE Pljevlja nije uključena u sistem EU ETS, trebalo bi prestati sa upoređivanja cijene energije u Crnoj Gori sa cijenama energije na tržištima u EU, s obzirom da TE Pljevlja u domaćoj proizvodnji električne energije, zavisno od hidroloških prilika određene godine, učestvuje sa 40-55%,.
- Operativni troškovi TE Pljevlja I od 48,41 €/MWh (prema analizi ECS) su suviše visoki, jer i takvi troškovi bez obračuna kapitalnih troškova, troškova emisije CO₂ i bez ikakvog povrata na sredstva su viši od prosječnih kvartalnih cijena na najvećoj berzi u Evropi, EEX berzi u Lajpcigu od njenog postanka (2000. god.), osim u dva kvartala.
- Uvrščivanjem troškova emisija CO₂ u proizvodne troškove TE Pljevlja, finansijski pokazatelji poslovanja elektrane za cijeli životni vijek od 2020. Do 2040. god. se drastično pogoršavaju i to u iznosu od oko 1,287 milijardi€ (realno 964,2 mil€) jer iz pozitivnog rezultata od 229,7 mil€ (realno 144,8 mil€) prelaze u negativni od -1,057 milijardi € (-819,4 mil€).

PREPORUKE

Na osnovu činjenica navedenih u tekstu kao i na osnovu prethodnih zaključaka, a u skladu sa politikom EU u oblasti smanjenja emisije gasova staklene bašte i politikom Crne Gore u oblasti zaštite okoline smatramo da je u predstojećem periodu preporučljivo, pa čak i neophodno sprovesti odnosno ponašati se u skladu sa sljedećim preporukama:

1. Izraditi Studiju ekonomičnosti rudarstva – Izvještaj o potencijalu smanjenja troškova proizvodnje u Rudniku uglja Pljevlja

Kao što je već rečeno, u okviru priprema za izgradnju Bloka II TE Pljevlja, urađena je Studija izvodljivosti koja je uključivala i posebnu studiju rada Rudnika uglja Pljevlja, a koja se sastojala od tri pod-studije. Prvim dvijema pod-studijama koje se odnose na analizu rada rudnika i na procjenu resursa i rezervi uglja u Pljevaljskom basenu ne treba se posebno baviti jer u tom dijelu analize ostaju kako ih je uradio Fichtner.

Međutim, kad se radi o trećoj pod-studiji koja nosi naziv “Studija ekonomičnosti rudarstva – Izvještaj o potencijalu smanjenja troškova”, treba je ažurirati u skladu sa izmjenama nastalim od dana njene izrade.

Pritom se misli prije svega na činjenicu da je EPCG u međuvremenu postala vlasnik Rudnika, pa bi valjalo razmotriti sve činjenice u vezi s tim, kao i eventualni uticaj sticanja vlasništva nad Rudnikom na cijenu uglja.

U tom dijelu bi valjalo ponovo razmotriti predloge i opcije u dijelu optimizacije rada i poslovanja Rudnika. Ovo stoga jer je navedena studija urađena za sasvim drugačiji scenario razvoja TE Pljevlja koji je uključivao rad Bloka I samo do izgradnje Bloka II, te nastavak rada samo sa tim drugim blokom. Ključna razlika između ta dva scenarija je u količinama uglja neophodnim za realizaciju planiranog scenarija (izgradnja Bloka II) i scenarija koji se realizuje (rekonstrukcija Bloka I). Naime, iako je i za Blok II planirana godišnja potrošnja od 1.600.000 t jednaka planiranoj potrošnji rekonstruisanog Bloka I, rad novog Bloka II je planiran za period od 40 godina, dok je za Blok I taj rok upola kraći i iznosi 20 godina, što praktično znači i upola manju ukupnu potrošnju.

Predlozi i opcije tehničko-tehnoloških i organizacionih izmjena Rudniku uglja Pljevlja navedeni u Studiji izvodljivosti Bloka II koji su usklađeni sa planom ukupne potrošnje koji odgovara 40-to godišnjem periodu eksploatacije, mogli bi se pokazati neodgovarajućim ili barem neoptimalnim za 20-to godišnji rad. Tu se prije svega misli

na određivanje ležišta uglja unutar Pljevaljskog basena koje treba aktivirati, kao i na redosljed njihovog aktiviranja. Ne manje važna bi bila i revizija predloga u dijelu tehničko-tehnoloških intervencija, a podrazumijeva kombinovani koncept vađenja rude za Potrlicu, Cementaru i Kalušiće, razmatranje korišćenja rotornog bagera (opcija koja se razmatra u Rudniku), promjenu sadašnjeg preopterećenog sistema odlaganja, reviziju postojećeg putnog pravca i sistema transporta, relokaciju zajedničkog skladišta, optimizacija broja zaposlenih itd.

Kao rezultat bi trebalo da dobijemo definitivni optimalni tehničko-tehnološki i organizacioni model Rudnika uglja Pljevlja, kao i proizvodnu cijenu uglja po godinama do kraja planiranog eksploatacionog vijeka rekonstruisane TE Pljevlja I.

Kako su poslovi na rekonstrukciji Bloka I već započeli, po završetku Studije možda ne bi bilo neophodno sprovoditi kompletnu javnu raspravu, ali bi sa rezultatima trebalo upoznati javnost, pa dalje postupanje uskladiti sa reakcijama stručne javnosti.

2. Izraditi Studiju izvodljivosti rekonstrukcije Bloka I TE Pljevlja

Kao što je već rečeno, Studija izvodljivosti rekonstrukcije Bloka I TE Pljevlja nije urađena, ili barem nije publikovana. Ako nije urađena, treba je uraditi i publikovati, što treba učiniti i u slučaju da je već urađena.

Studija izvodljivosti rekonstrukcije Bloka I TE Pljevlja bi trebala da sadrži u principu sve ono što sadrži i Studija izvodljivosti izgradnje Bloka II, osim prethodno navedenog dijela koji se odnosi na rudnik.

Pritom treba odbaciti projekcije kretanja cijena električne energije i cijena emisija CO₂ navedene u Studiji izvodljivosti izgradnje Bloka II TE Pljevlja iz razloga navedenih u prethodnim poglavljima ove analize.

Ako bi priređivač smatrao prihvatljivim i objektivnim procjene kretanja navedenih parametara navedenih u ovoj analizi, mogao bi koristiti njih, a ako ih ne smatra validnim, potrebne procjene bi ponovo uradio.

Potom bi se u skladu sa prihvaćenim idejnim projektom rekonstrukcije TE Pljevlja I sačinio kritički osvrt na sadašnju kako tehničko-tehnološku, tako i organizacionu strukturu elektrane, naravno ako idejni projekat elektrane ne uključuje i takve analize (što nam nije poznato, jer o tom projektu nema nikakvih podataka). Na osnovu takve analize i novih ulaznih parametara (uključujući i novu, optimizovanu cijenu uglja iz prethodne tačke Preporuka i cijenu emisija po dinamici predloženoj u narednoj tački) sračunali bi se novi operativni troškovi u proizvodnji električne energije iz rekonstruisanog Bloka I. Dodavanjem ostalih elemenata obračuna (prevashodno

ukupnih kapitalnih troškova i ostalih prihoda i troškova) bi se dobila proizvodna cijena električne energije u rekonstruisanoj TE Pljevlja II.

Tek na osnovu tako dobijene cijene razmatrale bi se mogućnosti i opcije daljeg rada proizvodnih postrojenja EPCG. Pritom mislimo na projekciju optimalnog miksa energije iz različitih izvora, prije svega sa aspekta smanjenja cijena energije, uzimajući u obzir sve elemente koji na to utiču, kao što su kretanje cijena u okruženju i u EU, obaveze prema povlašćenim proizvođačima itd.

3. Uvesti tranzicioni sistem plaćanja emisija CO₂ do uključenja Crne Gore u EU ETS

Na osnovu prethodno navedenog, a imajući u vidu težnju ka članstvu u EU kao ključno strateško opredjeljenje Crne Gore, smatramo da bi bilo korisno da se energetska sektor (a i drugi sektori – emiteri CO₂) počne što prije prilagođavati uslovima koje će to članstvo neizbježno nametnuti. To je već velikim dijelom urađeno kroz procese koji se sprovode putem članstva u Energetskoj zajednici (status obnovljivih izvora energije, obavezne rezerve goriva, dodjela prekograničnih prenosnih kapaciteta, principi regulacije elektroenergetike itd.), ali u elektroenergetici još uvijek nema napretka po pitanju statusa emitera CO₂.

Stoga bi i prije članstva u EU (koje je planirano okvirno za 2025.god.) bilo korisno u okvirima Crne Gore izgraditi i primijeniti sistem koji bi potepenim uvođenjem plaćanja emisija CO₂ omogućio jednostavniju i lakšu tranziciju ka punom članstvu u EU ETS sistemu.

Ovo prije stoga jer najnovija događanja i procesi u vezi CO₂ emisija u Evropi, pa i u svijetu ukazuju na zaoštavanje tog pitanja, tako da planovi Vlade o postepenom uvođenju EU ETS sistema svakog dana izgledaju sve manje realni. Realnijim se čini očekivanje da će Crna Gora danom ulaska u EU morati da se ozbiljnije pozabavi pitanjem emisija CO₂, da prihvati sistem EU ETS i u njemu učestvuje u potpunosti, bez ikakve postupnosti u primjeni cijena EU ETS emisija.

No, čak i bez navedenih obaveza vezanih za članstvo u EU, krajnje je vrijeme da se i u Crnoj Gori preduzmu i neki konkretni potezi u vezi plaćanja emisija CO₂, s obzirom na ustavno određenje kao ekološke države, kao i zbog nespornog opredjeljenja ka smanjenju emisija, ali bez dovoljno konkretnih koraka u tom smjeru.

Sredstva dobijena primjenom ovog sistema koristila bi se za finansiranje programa Fonda za zaštitu životne sredine osnovanog odlukom Vlade Crne Gore na 99. sjednici održanoj 22.11.2018.god.¹⁷, kao i ostalih projekata iz ove oblasti.

S obzirom na tranzicionu prirodu tog procesa, cijeli sistem bi trebalo osmisliti na način da se obaveze koje u pogledu plaćanja troškova emisija CO₂ uvode postepeno do dana članstva u EU, tj. do 2025.god.

Smatramo takođe i da cijeli sistem treba da bude što sličniji sistemu EU ETS, ali i što jednostavniji kako ne bi bio komplikovan za primjenu, dok bi s druge strane njegovo gašenje u momentu punog prelaska na EU ETS sistem bio što lakši i izazvao što manje problema u okviru institucija koje bi ga do tada sprovodile. Vlada i nadležna ministarstva bi bili odgovorni za dizajniranje sistema na način da ne dovede do suviše negativnih posljedica na privredne subjekte, ali i da im da jasne signale i postepeno ih izlaže obavezama smanjenja emisija odnosno plaćanju troškova u slučaju neodgovornog odnosa.

Imajući u vidu vrijeme neophodno za realizaciju sistema, smatramo da bi optimalan rok za početak njegovog rada bio početak 2021.god.

¹⁷ Odluka o osnivanju fonda za zaštitu životne sredine, sl. List CG br. 81/2018.

REFERENCE

1. Završni izvještaj o aktivnostima na izgradnji II bloka TE Pljevlja, sa izvodom iz Studije izvodljivosti za izgradnju TE Pljevlja II, informacija sa sjednice Vlade od 11.07.2016.
2. Informacija o projektu Pljevlja II za sjednicu Vlade 04.07.2013.
3. Elaborat o procjeni uticaja na životnu sredinu (rekonstrukcije TE Pljevlja I), Paming, jun 2019
4. Vlada CG, Min.Ekon, Direktorat za energetiku, saopštenje 27.12.2017.
5. Screenshot_2019-08-24 Sajt EPCG, Jul 11, 2019 Raspisan tender za ekološku rekonstrukciju TE „Pljevlja“, Jul 11, 2019
6. List Elektroprivreda br.393 str. 4
7. Direktiva 2003-87-EZ o uspostavi sustava trgovanja emisijskim jedinicama stakleničkih plinova unutar Zajednice – ažurirana integralna verzija HR
8. Direktiva (EU) 2018/410 Europskog parlamenta i vijeća - od 14. ožujka 2018. - o izmjeni Direktive 2003/87/EZ radi poboljšanja troškovno učinkovitih smanjenja emisija i ulaganja za niske emisije ugljika te Odluke (EU) 2015/1814
9. EU_ETS_handbook_en_EC_2015
10. EU Emissions Trading System (EU ETS)_en_EC_Sept.2016
11. <https://www.eex.com/en/products/environmental-markets/emissions-auctions/archive>
12. The joint impact of the EU ETS system on carbon emissions and economic performance, OECD, Dec. 2018
13. Why Does Emissions Trading under the EU ETS Not Affect Firms' Competitiveness, IZA, Dec. 2017
14. <https://www.reuters.com/article/us-eu-carbon-poll/analysts-increase-eu-carbon-price-forecasts-short-term-brexit-risks-remain-reuters-poll-idUSKCN1U71D8>
15. <https://www.epcg.com/media-centar/saopstenja-za-javnost/u-julu-tender-za-ekolosku-rekonstrukciju-te-pljevlja>
16. Energy Community Secretariat - Analysis of Direct and Selected Hidden Subsidies to Coal Electricity Production in the EC Contracting Parties_ECS Sept. 2019
17. Odluka o osnivanju fonda za zaštitu životne sredine, Sl. list CG br. 81/2018.