

PREDLOG

Na osnovu člana 16 stav 3 Zakona o energetici ("Službeni list CG", broj 5/16),
Vlada Crne Gore, na sjednici od _____. godine, donijela je

O D L U K U **O DUGOROČNOM ENERGETSKOM BILANSU CRNE GORE ZA PERIOD OD** **2017. DO 2019. GODINE**

1. Utvrđuje se Dugoročni energetska bilans Crne Gore za period od 2017. do 2019. godine, koji obuhvata: Bilans električne energije, Bilans uglja i Bilans naftnih derivata, kao i mjere za njegovu realizaciju, koji je sastavni dio ove odluke.

2. Ova odluka stupa na snagu osmog dana od dana objavljivanja u "Službenom listu Crne Gore".

Broj: 02 –

Podgorica, _____2016. godine

VLADA CRNE GORE

PREDSJEDNIK

Milo Đukanović

**DUGOROČNI ENERGETSKI BILANS CRNE GORE ZA PERIOD
OD 2017. DO 2019. GODINE**

UVODNE NAPOMENE

Zakonom o energetici („Službeni list CG“, broj 5/16) članom 16 utvrđeno je da dugoročni energetske bilans donosi Vlada za period koji odgovara dužini trajanja regulatornog perioda, najkasnije do 1. jula godine u kojoj ističe period primjene energetskog bilansa.

Članom 14 Zakona utvrđeno je da se Energetski bilans sastoji od:

- 1) bilansa električne energije,
- 2) bilansa uglja,
- 3) bilansa nafte, naftnih derivata i biogoriva,
- 4) bilansa prirodnog gasa i bilansa toplotne energije za daljinsko grijanje i/ili hlađenje i industrijsku upotrebu.

Energetski subjekti i kupci samosnabdjevači dužni su da pripreme i dostave Ministarstvu ekonomije odgovarajuće podatke, najkasnije do 1. juna godine u kojoj ističe period primjene dugoročnog energetskog bilansa.

Dugoročni energetske bilans Crne Gore za period od 2017. do 2019. godine pripremljen je na bazi bilansa električne energije, koji je utvrdila Elektroprivrede Crne Gore AD Nikšić, bilansa prenosa električne energije od strane CGES-a, bilansa uglja od strane Rudnika uglja AD Pljevlja, bilansa uglja od strane Rudnika mrkog uglja doo kao i procijenjenog prometa naftnih derivata od strane naftnih kompanija (Jugopetrol, Montenegro Bonus, INA Crna Gora, Energogas). Takođe, uzete su u obzir i potrebe pojedinih privrednih subjekata (Kombinat aluminijuma Podgorica, Željezara Nikšić, Direkcija javnih radova), koji pojedine energente nabavljaju u sopstvenom aranžmanu putem međunarodnih tendera.

I. ELEKTRIČNA ENERGIJA

1.1. Elementi bilansa električne energije

Bilans električne energije sadrži sledeće elemente:

1. Plan proizvodnje električne energije po elektranama i ukupno za svaku godinu;
2. Plan potreba kupaca zajedno sa planom gubitaka na mreži distribucije i na mreži prenosa;
3. Bilans proizvodnje i potreba – iskazan kao višak ili manjak električne energije.

Plan proizvodnje hidroelektrana Piva i Perućica je urađen na osnovu uobičajenih pretpostavki na kojima se zasniva i godišnji bilans EPCG. Kako u predmetnom periodu nema planiranih dužih obustava rada elektrana zbog značajnijih remonata opreme (osim redovnih godišnjih), to je planirana godišnja proizvodnja po elektranama ujednačena u narednom periodu, osim za HE Perućica, kod koje se, u slučaju realizacije projekta prevođenja voda iz Zete u akumulacije, očekuje porast proizvodnje u 2019. godini.

Proizvodnja malih hidroelektrana koje su u vlasništvu EPCG planirana je imajući u vidu plan njihove revitalizacije u narednom periodu kako bi se zadovoljili uslovi za dobijanje statusa povlašćenih proizvođača ("zelene energije"). Zbog toga je plan redukovan u godinama rekonstrukcije.

Proizvodnja ostalih malih hidroelektrana planirana je na osnovu dostavljenih podataka od strane koncesionara.

Proizvodnja ostalih malih hidroelektrana planirana je na osnovu dostavljenih podataka od strane koncesionara.

U toku 2017. godine se očekuje ulazak u pogon vjetroelektrana te je njihova proizvodnja planirana na osnovu podataka dostavljenih od strane koncesionara.

Nagovještava se i ulazak u pogon određenog broja solarnih elektrana na krovovima u narednom periodu na osnovu energetske dozvola koje izdaje Ministarstvo ekonomije.

Proizvodnja TE Pljevlja je takođe ujednačena na godišnjem nivou, podrazumijevajući plan zastoja zbog redovnih godišnjih remonata i njege, a planiranih prema mjesečnoj dinamici potreba kao i cijena na tržištu električne energije.

Plan potrošnje je urađen na osnovu najnovijih sagledavanja potreba kupaca, a koje su usaglašene sa planovima FC Snabdijevanje, Crnogorskog elektrodistributivnog sistema (CEDIS) i CGES u dijelu potreba za pokrivanje gubitaka u mreži.

Plan potreba Kombinata aluminijuma Podgorica je dostavljen Ministarstvu ekonomije kako za potrebe za električnom energijom tako i za petrol koks i ekstra lako lož ulje.

Kad su u pitanju gubici električne energije, iz tabelarnog dijela, vidi se da je planirano da se gubici na mreži distribucije do kraja predmetnog perioda svedu na 11% godišnje, tako da kad se gleda apsolutni iznos gubitaka iskazuje se negativna stopa rasta, tj. njihovo opadanje iz godine u godinu.

Tabela 1: Plan proizvodnje električne energije (GWh)

Plan proizvodnje električne energije (GWh)			
	2017. g.	2018. g.	2019. g.
Ukupno HE	1773.5	1799.7	1851.5
HE Perućica	920.0	920.0	954.0
HE Piva	750.0	750.0	750.0
mHE - EPCG	4.8	4.0	4.7
mHE - Zeta Energy	15.5	7.5	13.9
mHE - koncesije	83.2	118.2	128.9
Vjetroelektrane	148.0	240.0	248.8
TE Pljevlja	1386.0	1386.0	1386.0
Ukupno	3307.5	3425.7	3486.3

Tabela 2: Plan potreba električne energije (GWh)

	2017. g.	2018. g.	2019. g.
Naponski nivo 110kV	941.8	995.0	1015.0
KAP	850.1	883.3	883.3
Toščelik	60.0	80.0	100.0
ŽICG	23.0	23.0	23.0
SP TE Pljevlja	7.0	7.0	7.0
Ostali (uz SP TEP)	1.7	1.7	1.7
Naponski nivo 35, 10, 0.4 kV - neto	2130.0	2180.0	2220.0
Gubici u distributivnoj mreži	333.0	297.0	275.0
Naponski nivo 35, 10, 0.4 kV - bruto	2463.0	2477.0	2495.0
Gubici u prenosnoj mreži	132.6	183.8	185.2
Ukupno	3537.4	3655.8	3695.2

Tabela 3: Bilans električne energije (GWh)

BILANS ELEKTRIČNE ENERGIJE (GWh)			
	2017. g.	2018. g.	2019. g.
Proizvodnja ukupno	3307.5	3425.7	3486.3
Potrebe ukupno	3537.4	3655.8	3695.2
Bilans	-229.9	-230.2	-209.0

Tabela 4: Procentualno učešće gubitaka distribucije

	2017	2018	2019
Procentualno učešće gubitaka distribucije	13.5%	12.0%	11.0%

1.2. Potrebe direktnih potrošača

Prema iskazanim potrebama, ukupna potrošnja direktnih potrošača planirana je u iznosu od 941,8 GWh u 2017. godini, 995 GWh u 2018. godini i 1015 GWh u 2019. godini.

1.3. Potrebe distributivnih potrošača

Prema iskazanim potrebama, ukupna potrošnja distributivnih potrošača planirana je u iznosu od 2463 GWh u 2017. godini, 2477 GWh u 2018. godini i 2495 GWh u 2019. godini.

1.4. Gubici u prenosnoj i distributivnoj mreži

Gubici u prenosnoj mreži

Gubici u prenosnoj mreži su planirani u iznosu od 132,6 GWh u 2017. godini, 183,8 GWh u 2018. godini i 185,2 GWh u 2019. godini.

Gubici u distributivnoj mreži

Gubici u distributivnoj mreži su planirani u iznosu od 333 GWh u 2017. godini odnosno 13.5%, 297 GWh u 2018. godini odnosno 12% i 275 GWh u 2019. godini odnosno 11%.

1.5. Primarna, sekundarna i tercijerna regulacija

Primarna regulacija

Planiranje rezerve u snazi za potrebe primarne regulacije vrši se na osnovu relevantne ENTSO-E regulative od strane nadležnih tijela ove organizacije, i za crnogorsku kontrolnu oblast iznosi 3MW.

Sekundarna regulacija

Planiranje rezerve u snazi za potrebe sekundarne regulacije izvršeno je na osnovu relevantne ENTSO-E regulative, prema formuli:

$$R = \sqrt{a \cdot L_{\max} + b^2} - b$$

gdje je:

R - preporučeni maksimalni iznos rezerve

L_{\max} – maksimalno opterećenje sistema u posmatranom periodu

a i b - empirijske konstante (a = 10; b = 150)

U skladu sa navedenim za potrebe sekundarne regulacije tokom perioda od 2017 do 2019. godine potrebna je sledeća rezerva u snazi (MW):

Tabela 5: Planirana rezerva u snazi (MW) za potrebe sekundarne regulacije

2017	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	X	XII
Lmax	586	542	514	482	469	470	606	601	548	479	557	647
Rs	18	17	16	15	15	15	19	19	17	15	18	20
2018	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	X	XII
Lmax	619	572	540	502	483	483	616	607	553	482	561	651
Rs	19	18	17	16	15	15	19	19	17	15	18	20
2019	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	X	XII
Lmax	622	574	542	504	484	485	618	610	555	484	563	654
Rs	19	18	17	16	15	15	19	19	17	15	18	20

* Ulazni podaci:- ED - ostvarenje za prva 4 mjeseca i projekcija iz Biznis plana za ostatak 2016. godine, uvećan za 0,5% sa svaku narednu godinu;
 SP TE Pljevlja i ŽTO - isti nivo kao u 2016;
 Željezara –planom dobijenim od EPCG predviđeno znatno povećanje potrošnje, pretpostavljena snaga 33MW.

Tercijerna regulacija

Prema ENTSO-E regulativi, za potrebne tercijerne regulacije potrebno je obezbijediti rezervu u snazi koja predstavlja razliku između instalisane snage najveće raspoložive proizvodne jedinice (G_{\max}) i opsega sekundarne regulacije.

Tabela 6: Planirana rezerva u snazi (MW) za potrebe tercijerne regulacije

2017	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	X	XII
G_{\max}	200	200	200	114	157	200	200	200	200	200	200	200
Rt	182	183	184	99	142	185	181	181	183	185	182	180
2018	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	X	XII
G_{\max}	200	200	200	114	157	200	200	200	200	200	200	200
Rt	181	182	183	98	142	185	181	181	183	185	182	180
2019	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	X	XII
G_{\max}	200	200	200	114	157	200	200	200	200	200	200	200
Rt	181	182	183	98	142	185	181	181	183	185	182	180

Obrazloženje: Snaga najveće raspoložive proizvodne jedinice (Gmax) iznosi 200MW u mjesecima kada je TE "Pljevlja" u pogonu. U periodu kad je TE "Pljevlja" u remontu (pretpostavljeno od 01. aprila.-15. maja za sve tri godine) snaga najvećeg agregata u pogonu iznosi 114MW u aprilu, a 157MW u maju (prosjeak snaga agregata TE "Pljevlja" i HE "Piva").

1.6. Plan nabavke sistemske rezerve (MW)

Tabela 7: Plan nabavke sistemske rezerve (MW)

2017	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	X	XII
Ukupna rezerva jednaka maksimalnoj snazi agregata	200	200	200	114	157	200	200	200	200	200	200	200
Rezerva za potrebe sekundarne regulacije	18	17	16	15	15	15	19	19	17	15	18	20
Dio Rezerve za potrebe tercijerne regulacije iz domaćih izvora	82	83	84	42	63	85	81	81	83	85	82	80
Dio Rezerve za potrebe tercijerne regulacije iz uvoza	100	100	100	57	79	100	100	100	100	100	100	100

2018	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	X	XII
Ukupna rezerva jednaka maksimalnoj snazi agregata	200	200	200	114	157	200	200	200	200	200	200	200
Rezerva za potrebe sekundarne regulacije	19	18	17	16	15	15	19	19	17	15	18	20
Dio Rezerve za potrebe tercijerne regulacije iz domaćih izvora	81	82	83	41	63	85	81	81	83	85	82	80
Dio Rezerve za potrebe tercijerne regulacije iz uvoza	100	100	100	57	79	100	100	100	100	100	100	100

2019	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	X	XII
Ukupna rezerva jednaka maksimalnoj snazi agregata	200	200	200	114	157	200	200	200	200	200	200	200
Rezerva za potrebe sekundarne regulacije	19	18	17	16	15	15	19	19	17	15	18	20
Dio Rezerve za potrebe tercijerne regulacije iz domaćih izvora	81	82	83	41	63	85	81	81	83	85	82	80
Dio Rezerve za potrebe tercijerne regulacije iz uvoza	100	100	100	57	79	100	100	100	100	100	100	100

1.7. Tranzit električne energije

Planirani tranzit električne energije preko elektroprenosnog sistema Crne Gore za 2017.godinu procijenjen je na osnovu trogodišnjeg prosjeka u prethodne tri godine (2 648 948 MWh). Početkom 2018. planirano je puštanje u pogon HVDC podmorskog kabla između Crne Gore i Italije, čime je pretpostavljeno povećanje tranzita na vrijednosti prikazane u tabeli:

Tabela 8: Planirani tranzit električne energije

Tranzit [MWh]	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
2017	265.114	256.688	303.153	211.133	195.411	167.401	203.239	199.076	183.317	188.880	222.714	252.822
2018	446.400	403.200	446.400	432.000	446.400	432.000	446.400	446.400	432.000	446.400	432.000	446.400
2019	446.400	403.200	446.400	432.000	446.400	432.000	446.400	446.400	432.000	446.400	432.000	446.400

*Pretpostavka o prosječnoj snazi angažovanja HVDC kabla u iznosu od 600MW.

1.8. Gubici u prenosnom sistemu

Gubici u prenosnom sistemu za 2017-2019. godinu planirani su na osnovu učešća gubitaka u procijenjenoj potrošnji električne energije, dostavljene od strane direktnih potrošača i distribucije na pragu prenosne mreže. Napominjemo da je podatak o potrošnji na distributivnom nivou umanjen za plan proizvodnje malih hidroelektrana, injektiranjem proizvedene električne energije u prenosnu mrežu, u TS Berane, TS Andrijevića, TS Ribarevine, TS Nikšić i TS Mojkovac.

Takođe, udio gubitaka usled tranzita se povećava puštanjem u pogon HVDC kabla početkom 2018. godine respektivno kako je prikazano u tabelama ispod:

Tabela 9: Planirani gubici u prenosnom sistemu

MWh

2017	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Σ
Gubici u prenosu	12286	10467	13185	8696	9138	10137	12003	12758	10659	10376	10646	12238	132588
Gubici –neto	11165	9512	11982	7902	8304	9212	10907	11594	9686	9429	9675	11122	120489
Gubici usled tranzita	1121	955	1203	793	834	925	1095	1164	973	947	971	1117	12099

*Prosječna stopa gubitaka za 3 prethodne godine u prenosnom sistemu (4,12%), na osnovu podataka CGES-a.

2018	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Σ
Gubici u prenosu	18050	15349	15252	12591	12922	14243	16832	17719	14756	14379	14762	16994	183848
Gubici –neto	12202	10377	10311	8512	8736	9629	11379	11979	9975	9720	9980	11489	124289
Gubici usled tranzita	5847	4973	4941	4079	4186	4614	5453	5740	4780	4658	4782	5505	59559

2019	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Σ
Gubici u prenosu	18164	15450	15340	12658	12991	14352	16971	17864	14883	14494	14879	17109	185154
Gubici –neto	12280	10445	10370	8557	8783	9702	11473	12077	10062	9798	10059	11566	125172
Gubici usled tranzita	5884	5005	4969	4101	4209	4649	5498	5787	4822	4695	4820	5543	59982

* Prosječna stopa gubitaka za 3 prethodne godine u prenosnom sistemu koji su posledica domaće potrošnje (3,81%), na osnovu podataka CGES-a.

1.9. Planirane maksimalne snage direktnih potrošača i distribucije za period od 2017. do 2019. godine

Tabela 10: Planirane maksimalne snage direktnih potrošača i distribucije:

2017	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
KAP	75	78	82	87	94	94	98	102	103	104	104	104
Željezara	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
ŽICG	7	8	10	10	9	9	9	10	8	7	8	9
TE PV*	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Direktni Potrošači	117	121	127	132	138	138	142	147	146	146	147	148
DISTRIBUCIJA	468	421	387	350	331	332	464	454	402	333	410	498
Ukupno	586	542	514	482	469	470	606	601	548	479	557	647

2018	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
KAP	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
Željezara	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
ŽICG	7	8	10	10	9	9	9	10	8	7	8	9
TE PV*	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Direktni Potrošači	148	149	151	151	150	150	150	151	149	148	149	150
DISTRIBUCIJA	471	423	389	351	332	333	466	456	404	334	412	501
Ukupno	619	572	540	502	483	483	616	607	553	482	561	651

2019	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
KAP	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
Željezara	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
ŽICG	7	8	10	10	9	9	9	10	8	7	8	9
TE PV*	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Direktni Potrošači	148	149	151	151	150	150	150	151	149	148	149	150
DISTRIBUCIJA	473	426	391	353	334	335	469	459	406	336	414	503
Ukupno	622	574	542	504	484	485	618	610	555	484	563	654

*TE Pljevlja – sopstvena potrošnja

1.10. Planirane maksimalne snage u distributivnom sistemu za period od 2017. do 2019. godine

Tabela 11: Planirane maksimalne snage u distributivnom sistemu

Plan maksimalnih mjesečnih potrebnih snaga distributivnog sistema kao cjeline, kao i po naponskim nivoima 35, 10 i 0,4 kV za 2017.g.:													
	Januar	Februar	Mart	April	Maj	Jun	Jul	Avgust	Septembar	Oktobar	Novembar	Decembar	Godišnja prosječna maksimalna snaga
Max. Snaga dist. sistema (MW)	468	421	387	350	331	332	464	454	402	333	410	498	404.17
35 kV (MW)	17.35	17.26	16.10	15.83	20.09	20.48	21.76	21.63	20.15	17.46	18.22	19.62	18.83
10 kV (MW)	72.75	70.31	64.88	61.31	72.26	77.47	93.93	88.32	86.91	72.17	71.70	80.68	76.06
0,4 kV snaga se mjeseri (MW)	45.15	42.52	39.23	35.66	40.85	41.51	46.31	44.81	45.11	41.79	44.76	51.18	43.24
0,4 kV snaga se ne mjeseri (MW)	332.75	290.91	266.79	237.21	197.79	192.53	302.00	299.24	249.83	201.58	275.33	346.52	266.04
Plan maksimalnih mjesečnih potrebnih snaga distributivnog sistema kao cjeline, kao i po naponskim nivoima 35, 10 i 0,4 kV za 2018.g.:													
	Januar	Februar	Mart	April	Maj	Jun	Jul	Avgust	Septembar	Oktobar	Novembar	Decembar	Godišnja prosječna maksimalna snaga
Max. Snaga dist. sistema (MW)	471	423	389	351	332	333	466	456	404	334	412	501	406.00
35 kV (MW)	17.46	17.34	16.19	15.87	20.16	20.55	21.85	21.73	20.25	17.51	18.31	19.74	18.91
10 kV (MW)	73.21	70.64	65.22	61.49	72.48	77.70	94.34	88.71	87.34	72.39	72.04	81.16	76.39
0,4 kV snaga se mjeseri (MW)	45.44	42.72	39.43	35.76	40.98	41.64	46.51	45.01	45.33	41.91	44.98	51.49	43.43
0,4 kV snaga se ne mjeseri (MW)	334.88	292.29	268.16	237.88	198.39	193.11	303.30	300.55	251.07	202.19	276.67	348.61	267.26
Plan maksimalnih mjesečnih potrebnih snaga distributivnog sistema kao cjeline, kao i po naponskim nivoima 35, 10 i 0,4 kV za 2019.g.:													
	Januar	Februar	Mart	April	Maj	Jun	Jul	Avgust	Septembar	Oktobar	Novembar	Decembar	Godišnja prosječna maksimalna snaga
Max. Snaga dist. sistema (MW)	473	426	391	353	334	335	469	459	406	336	414	503	408.25
35 kV (MW)	17.53	17.47	16.27	15.96	20.28	20.67	21.99	21.87	20.35	17.62	18.40	19.82	19.02
10 kV (MW)	73.52	71.14	65.55	61.84	72.92	78.17	94.94	89.29	87.77	72.82	72.39	81.49	76.82
0,4 kV snaga se mjeseri (MW)	45.63	43.03	39.64	35.96	41.22	41.89	46.81	45.31	45.56	42.16	45.19	51.69	43.67
0,4 kV snaga se ne mjeseri (MW)	336.31	294.37	269.54	239.24	199.58	194.27	305.26	302.53	252.32	203.40	278.01	350.00	268.74

1.11. Plan nabavke nedostajućih količina električne energije Manjak električne energije

Ukupni neto manjak električne energije u Crnoj Gori u odnosu na potrebe bruto konzuma Crne Gore iznosi 229,9 GWh u 2017. godini odnosno 6,5 %, 230 GWh u 2018. godini odnosno 6,3 % i 209 GWh u 2019. godini odnosno 5,7 %.

Nabavka nedostajućih količina električne energije – zatvaranje bilansa

Nabavku nedostajućih količina električne energije će blagovremeno vršiti EPCG i direktni potrošači ili eventualni novi snabdjevači.

II. UGALJ

Saglasno postojećim planovima, proizvodnja uglja u Crnoj Gori odvijaće se u Rudniku uglja AD Pljevlja i u Rudniku mrkog uglja doo Podgorica.

2.1. Proizvodnja u Rudniku uglja AD Pljevlja

Plan proizvodnje uglja u Rudniku uglja AD Pljevlja za period od 2017. do 2019. godine urađen je na osnovu planiranog režima rada Termoelektrane "Pljevlja". Izvršene su detaljne analize svih relevantnih faktora koji su od bitnog uticaja za nastavak proizvodnje na kopovima kao i sagledavanje stanja tehničke ispravnosti rudarske mehanizacije i opreme, kapaciteta istih, analize troškova energije i materijala u prethodnom periodu i stvaranja uslova za nesmetan rad.

U periodu od 2017. do 2019. godine Rudnik uglja je za potrebe TE Pljevlja planirao godišnju proizvodnju od 1.600.000t uglja.

Za široku potrošnju (industrija i ostali potrošači) planirana je godišnja proizvodnja od 100.000 t uglja.

Rudnik uglja Pljevlja u periodu od 2017. do 2019. godine planira godišnje otkopavanje otkrivke u iznosu od 6.500.000, 6.100.000 i 6.400.000 m³čm respektivno.

Tabela 12: Pregled projektovanih količina uglja i isporuka uglja za TE „Pljevlja” i eksploatacije otkrivke za 2017., 2018. i 2019. godinu

Godina	Ukupna proizvodnja uglja (t)	Isporuka uglja za TE „Pljevlja” (t)	Isporuka uglja za široku potrošnju (t)	Eksploatacija otkrivke (m ³ čm)
2017	1 700 000	1 600 000	100 000	6 500 000
2018	1 700 000	1 600 000	100 000	6 100 000
2019	1 700 000	1 600 000	100 000	6 400 000
Ukupno	5 100 000	4 800 000	300 000	19 000 000

2.2. Rudnici mrkog uglja doo Podgorica

Rudnik uglja "Ivangrad" u Beranama je privatizovan od strane kompanije "Metalfer" DOO iz Srbije.

U 2015. godini se počelo sa proizvodnjom. Planirano je da se u 2017. godini realizuje količina od 62.000 t uglja, u 2018. godini 80.000 t uglja dok se za 2019. godinu planira proizvodnja od 101.000 t uglja. Od 2018. godine planira se proširenje proizvodnje na polje D jame "Petnjik", modernizacija proizvodnje, što podrazumijeva značajne investicije i uvećanje proizvodnje preko 120.000t uglja godišnje.

III. NAFTNI DERIVATI

Snabdijevanje potrošača naftnim derivatima u Crnoj Gori u periodu od 2017. do 2019. godine vršiče veći broj naftnih kompanija koje posjeduju licence za prodaju i snabdijevanje naftnim proizvodima i gasom, shodno Pravilima o načinu i uslovima za izdavanje, izmjenu i oduzimanje licenci za obavljanje energetske djelatnosti ("Službeni list CG", broj 61/13). Takođe, određene količine naftnih derivata pojedina preduzeća nabavljaju direktnom kupovinom putem međunarodnih tendera (Željezara Nikšić, Kombinat aluminijuma Podgorica, Direkcija javnih radova i dr.).

Ukupan promet naftnih derivata za potrebe potrošnje u Crnoj Gori u 2017. godini planiran je u količini od 289.441,07 tona, u 2018. godini 304.167,85 tona dok je za 2019. godinu planiran iznos od 307.810,85 tona.

Najveću potrošnju od energenata u Energetskom bilansu ima eurodizel u iznosu od oko 62% na godišnjem nivou.

Tabela 13: Ukupan promet naftnih derivata za potrebe potrošnje u Crnoj Gori u tonama

	Plan za 2017.god.	Plan za 2018.god.	Plan za 2019.god
1	2	3	4
Motorni benzin BMB 98	8 056,00	8 974,00	9 265,00
Motorni benzin BMB 95	35 147,00	36 142,00	36 822,00
Mlaz.gorivo GM- 1	900,00	900,00	900,00
Eurodizel	180 127,00	186 698,00	188 448,00
Lož ulje	16 695,07	17 751,85	18 051,85
Mazut	3 500,00	3 700,00	3 900,00
Bitumen	5 400,00	8 000,00	7 700,00
TNG	16 810,00	18 381,00	19 103,00
Petrol-koks	22 806,00	23 621,00	23 621,00
UKUPNO	289 441,07	304 167,85	307 810,85

IV. MJERE ZA REALIZACIJU DUGOROČNOG ENERGETSKOG BILANSA CRNE GORE ZA PERIOD OD 2017. DO 2019. GODINE

Neophodno je da svi subjekti odgovorni za realizaciju Energetskog bilansa, u okviru svojih nadležnosti, preduzmu sve potrebne mjere u cilju stvaranja uslova za sigurno funkcionisanje energetskog sistema i uredno snabdijevanje potrošača.

Za realizaciju Dugoročnog energetskog bilansa Crne Gore potrebno je da energetski subjekti donesu i usvoje proizvodne i finansijske planove.

U cilju stvaranja uslova za proizvodnju planiranih količina električne energije, neophodno je da:

- 1) CEDIS dosledno sprovede aktivnosti iz Strategije smanjenja gubitaka električne energije na distributivnoj mreži do nivoa od 11%;
- 2) tokom realizacije Dugoročnog energetskog bilansa, energetski subjekti vrše stalno praćenje i analizu stanja, kako bi se u slučaju većih poremećaja omogućile pravovremene i uspješne intervencije, a sve u cilju obezbjeđenja što sigurnijeg funkcionisanja EES, odnosno što sigurnijeg snabdijevanja potrošača kvalitetnom električnom energijom;
- 3) se preduzmu aktivnosti na podizanju energetske efikasnosti svih potrošača, kao i povećanju efikasnosti rada proizvodnih, prenosnih i distributivnih elektroenergetskih objekata;
- 4) se između snabdjevača električnom energijom i CGES zaključe Ugovori o korišćenju prenosne mreže;
- 5) se obezbijedi pravovremeno praćenje ostvarenja Dugoročnog energetskog bilansa, imajući u vidu mogućnost pojave drugih snabdjevača, kako bi se usled smanjenja potreba isporuke električne energije od strane istih krajnjim kupcima preduzele mjere za korekciju bilansa;
- 6) se blagovremeno organizuju i sprovedu tenderske procedure neophodne za obavljanje redovnih godišnjih remonata elektrana.

U cilju stvaranja uslova za proizvodnju planiranih količina uglja, neophodno je da:

- 1) Rudnik uglja AD Pljevlja vrši isporuku uglja ugovorenog kvaliteta TE„Pljevlja” prema planiranoj dinamici i količinama koje su utvrđene Energetskim bilansom Crne Gore;
- 2) se radi sigurnog snabdijevanja TE„Pljevlja” ugljem definišu minimalne zalihe uglja na deponiji TE„Pljevlja”;
- 3) se posebna pažnja vodi o kvalitetu isporučenog uglja za potrebe široke potrošnje;
- 4) Rudnik uglja AD Pljevlja realizuje plan investicionih aktivnosti koji će biti precizno utvrđen godišnjim planovima kako u dijelu završavanja mehanizacije i opreme, tako i u dijelu infrastrukturnih i drugih objekata;
- 5) Rudnik uglja AD Pljevlja izvrši redovne godišnje remonte rudarske mehanizacije i postrojenja;
- 6) sprovesti mjere zaštite na radu, zaštite životne sredine prema zakonskim i planskim rješenjima.