



Republika Crna Gora
Ministarstvo ekonomije

STRATEGIJA RAZVOJA ENERGETIKE
REPUBLIKE CRNE GORE DO 2025. GODINE

STRUČNE OSNOVE

Knjiga C

**RAZVOJ SISTEMA UGLJA, NAFTE I GASA
REPUBLIKE CRNE GORE**



ENERGETSKI INSTITUT HRVOJE POŽAR



INSTITUT ZA ISTRAŽIVANJA U ENERGETICI EKOLOGIJI I TEHNOLOGIJI



Republika Crna Gora
Ministarstvo ekonomije

STRATEGIJA RAZVOJA ENERGETIKE
REPUBLIKE CRNE GORE DO 2025. GODINE

STRUČNE OSNOVE

Knjiga C

**RAZVOJ SISTEMA UGLJA, NAFTE I GASA
REPUBLIKE CRNE GORE**

ODGOVORNI VOĐA PROJEKTA

MR.SC. **DJANI BREČEVIĆ** UNIV. DIPL.INŽ.

AUTORI

MR. SC. **MARKO AUNEDI** DIPL.INŽ.
(ENERGETSKI INSTITUT HRVOJE POŽAR)

MR. SC. **DAVOR MATIĆ** DIPL.INŽ.
(ENERGETSKI INSTITUT HRVOJE POŽAR)

ROBERT BOŠNJAK DIPL.INŽ.
(ENERGETSKI INSTITUT HRVOJE POŽAR)

LJUBLJANA Jul 2006.

Projekat:: STRATEGIJA RAZVOJA ENERGETIKE REPUBLIKE
CRNE GORE DO 2025. GODINE SA STRUČNIM
OSNOVAMA

Naručilac: MINISTARSTVO EKONOMIJE REPUBLIKE CRNE GORE
Rimski trg 46, 81000 Podgorica

Oznaka projekta: 18-STECCG-05

Glavni izvođač: I R E E T, Inštitut za raziskave v energetiki, ekologiji in
tehnologiji, d.o.o. Mencingerjeva 7, 1000 Ljubljana

Odgovorni vođa projekta: mag. ekon., mag. el. Djani Brečević, univ. dipl. inž.

Stručni saradnici: Mag. Damir Pešut, univ. dipl. inž.
Dr. Branko Vuk, univ. dipl. inž.
Robert Bošnjak, univ. dipl. inž.
Mag. Davor Matić, univ. dipl. inž.
Dr. Mladen Zeljko, univ. dipl. inž.
Mag. Marko Aunedi, univ. dipl. inž.
Mag. Polona Lajevce, univ. dipl. ekon.
Mag. Alenka Zapušek, univ. dipl. inž.
Andrej Bučar, univ. dipl. inž. el.
Dušan Jug, univ. dipl. kem.
Taja Cvetko, univ. dipl. ekon.

Datum izrade: Jul, 2006

© IREET, d.o.o.

Direktor

Za reprodukciju cijele, ili dijela ove
publikacije, sve zahtjeve naslovite na
izvođača ili naručioca studije!

mag. ekon., mag. el. Djani Brečević, univ. dipl. inž.

SADRŽAJ

POPIS SLIKA	8
POPIS TABELA	8
1 UGALJ	9
1.1 REZERVE I KVALITET UGLJA U CRNOJ GORI	9
1.1.1 <i>Rezerve uglja u pljevaljskom području</i>	9
1.1.1.1 Kvalitet uglja pljevaljskog područja	9
1.1.1.2 Sirovinska osnova pljevaljskog basena sa gravitirajućim basenima	9
1.1.1.3 Bilansne rezerve i kvalitet uglja na lokalitetu "Cementara"	9
1.1.1.4 Basen Otilovići	9
1.1.1.5 Ležište Bakrenjače	9
1.1.1.6 Mataruški ugljeni basen	9
1.1.1.7 Eksploatacione rezerve uglja pljevaljskog basena sa gravitirajućim basenima	9
1.1.2 <i>Sirovinska osnova Maočkog basena</i>	9
1.1.3 <i>Beranski basen</i>	9
1.1.4 <i>Nalazište treseta</i>	9
1.1.5 <i>Energetski potencijal uglja u Crnoj Gori</i>	9
1.1.6 <i>Ugalj kao energent u 21 vljeku</i>	9
1.1.7 <i>Uloga uglja u RCG</i>	9
1.2 POSTOJEĆI KAPACITETI, USLOVI EKSPLOATACIJE I TRŽIŠTE UGLJA	9
1.2.1 <i>Rudnik uglja Pljevlja</i>	9
1.2.1.1 Objekti i postrojenja u Rudniku uglja A.D. Pljevlja	9
1.2.1.2 Postojeće stanje rudarskih radova	9
1.2.2 <i>Rudnik mrkog uglja Berane</i>	9
1.2.3 <i>Tržište uglja</i>	9
1.2.3.1 Pljevaljski ugljeni region	9
1.2.3.2 Rudnik mrkog uglja Berane	9
1.3 MOGUĆI RAZVOJ KAPACITETA I ULOGA UGLJA U BUDUĆIM ENERGETSKIM BILANSIMA	9
1.3.1 <i>Pljevaljsko ugljeno područje</i>	9
1.3.2 <i>Projekat toplifikacije grada Pljevalja</i>	9
1.3.3 <i>Beranski ugljeni basen</i>	9
1.4 PROIZVODNI TROŠKOVI UGLJA	9
1.4.1 <i>Utvrđivanje cijene uglja prema važećem zakonodavstvu</i>	9
1.4.2 <i>Pljevaljski basen</i>	9

1.4.3	<i>Neriješena pitanja o cijeni uglja za proizvodnju električne energije</i>	9
1.4.4	<i>Cijene uglja iz pljevaljskog područja na pragu TE Pljevlja</i>	9
1.4.5	<i>Beranski basen</i>	9
1.5	EKOLOŠKI ASPEKTI PROIZVODNJE	9
1.5.1	<i>Površinska eksploatacija uglja</i>	9
1.5.2	<i>Termoenergetski objekti</i>	9
1.5.3	<i>Kvalitet životne sredine – postojeće stanje</i>	9
1.5.3.1	Zemljište	9
1.5.3.2	Vode	9
1.5.3.3	Vazduh	9
1.5.4	<i>Toplifikacija grada Pljevalja i zaštita okoline u strategiji razvoja energetike</i>	9
1.5.4.1	Prednosti toplifikacije	9
1.5.5	<i>Zakonske obaveze vezano uz zaštitu životne sredine</i>	9
1.5.5.1	Domaći propisi	9
1.5.5.2	Međunarodni propisi	9
1.6	ZAKLJUČNA RAZMATRANJA O UGLJU	9
1.7	LITERATURA	9
2	RAZVOJ TRŽIŠTA NAFTNIH DERIVATA I POTREBNIH SKLADIŠNIH KAPACITETA	9
2.1	REZERVE NAFTE U CRNOJ GORI	9
2.2	POTROŠNJA NAFTE I NAFTNIH DERIVATA	9
2.3	DINAMIKA I POTREBNI SKLADIŠNI KAPACITETI PREMA DIREKTIVI EU	9
2.3.1	<i>Direktive EU s područja obaveznih rezervi nafte i naftnih derivata</i>	9
2.3.2	<i>Dinamika i potrebni skladišni kapaciteti u Crnoj Gori skladno Direktivi 98/93/EEC</i>	9
2.4	POTREBNE INVESTICIJE I UTICAJ TROŠKOVA SKLADIŠTENJA NA CIJENU DERIVATA NAFTE	9
2.5	EKOLOŠKI ASPEKTI	9
3	TEČNI NAFTNI GAS KAO PRETHODNICA PRIRODNOG GASA	9
3.1	RAZVOJ TRŽIŠTA TEČNOG NAFTNOG GASA U MJEŠALIŠTIMA I ZA OSTALE NAMJENE	9
3.2	OCJENA IZNOSA I DINAMIKE INVESTICIJA U GRADSKO MREŽE I MJEŠALIŠTA ZA TNG	9
3.3	EKOLOŠKI ASPEKTI	9
4	RAZVOJ SISTEMA SNABDIJEVANJA PRIRODNIH GASOM	9
4.1	REZERVE PRIRODNOG GASA U CRNOJ GORI	9
4.2	MOGUĆI DOBAVNI PRAVCI PRIRODNOG GASA U CRNU GORU	9
4.3	PRIPREMA I RAZVOJ TRŽIŠTA PRIRODNOG GASA	9
4.4	RAZVOJ TRANSPORTA I SKLADIŠTENJA PRIRODNOG GASA	9
4.5	RAZVOJ DISTRIBUCIJE PRIRODNOG GASA	9
4.6	KORIŠĆENJE PRIRODNOG GASA ZA PROIZVODNJU ELEKTRIČNE ENERGIJE	9

4.7	OCJENA IZNOSA I DINAMIKE INVESTICIJA I KONKURENTNOST PRIRODNOG GASA	9
4.8	EKOLOŠKI ASPEKTI	9
5	ZAKLJUČNA RAZMATRANJA	9
6	LITERATURA	9

POPIS SLIKA

SLIKA 1.1. POVRŠINSKI KOP „POTRLICA“	9
SLIKA 1.2. PLJEVLJA	9
SLIKA 1.3. TE PLJEVLJA	9
SLIKA 1.4. GRAD PLJEVLJA	9
SLIKA 2.1. PROGNOZA FINALNE POTROŠNJE NAFTNIH DERIVATA U RAZDOBLJU DO 2025. GODINE PO GRUPAMA NAFTNIH DERIVATA I PO SCENARIJIMA (NATURALNE JEDINICE)	9
SLIKA 2.2. SPECIFIČNE INVESTICIJE U NADZEMNE SPREMNIKE ZA NAFTNE DERIVATE (SA INFRASTRUKTUROM) – SVJETSKI PROSJEK	9
SLIKA 2.3. IZNOS U CIJENI NAFTNIH DERIVATA ZA FORMIRANJE I SKLADIŠTENJE OBAVEZNIH REZERV NAFTNIH DERIVATA – PROCJENA (EUROCENTI/LITAR)	9
SLIKA 3.1. ŠEMA ISPARIVAČKOG SISTEMA	9
SLIKA 3.2. ŠEMA MJEŠALIŠTA	9
SLIKA 3.3. UKUPNA POTENCIJALNA POTROŠNJA TNG-A IZ GASOVODNIH MREŽA	9
SLIKA 3.4. UDJELI SEKTORA POTROŠNJE U UKUPNOJ POTENCIJALNOJ POTROŠNJI TNG-A IZ GASOVODNIH MREŽA	9
SLIKA 3.5. PORAST POTROŠNJE TEČNOG GASA UZ RAZVOJ SISTEMA U 2010. GODINI – VISOKI SCENARIJ	9
SLIKA 3.6. PORAST POTROŠNJE TEČNOG GASA UZ RAZVOJ SISTEMA U 2010. GODINI – SREDNJI SCENARIJ	9
SLIKA 3.7. EMISIJA CO ₂ IZ POTROŠNJE TNG-A ZA VISOKI SCENARIJ PRIKAZANA ZA IZGARANJE RAZLIČITIH GORIVA	9
SLIKA 3.8. EMISIJA NO _x IZ POTROŠNJE TNG-A ZA VISOKI SCENARIJ PRIKAZANA ZA IZGARANJE ODABRANIH GORIVA	9
SLIKA 3.9. EMISIJA PM ₁₀ IZ POTROŠNJE TNG-A ZA VISOKI SCENARIJ PRIKAZANA ZA IZGARANJE ODABRANIH GORIVA	9
SLIKA 3. 10. EMISIJA SO ₂ IZ POTROŠNJE TNG-A ZA VISOKI SCENARIJ PRIKAZANA ZA IZGARANJE ODABRANIH GORIVA	9
SLIKA 3.11. POSTOJEĆI I PLANIRANI GASNI SISTEM REPUBLIKE SRBIJE	9
SLIKA 3.12. PRIORITETNI PROJEKTI SNABDIJEVANJA EVROPE PRIRODNIM GASOM IZ KASPIJSKE REGIJE	9
SLIKA 3.13. PREDVIĐENA RUTA TAP PROJEKTA	9

POPIS TABELA

TABELA 1.1. REZERVE UGLJA U PLJEVALJSKOJ REGIJI (STANJE 31.12.2004.).....	9
TABELA 1.2. BILANSNE REZERVE I KVALITET UGLJA U LEŽIŠTU "POTRLICA" SA STANJEM 31.12.1997.....	9
TABELA 1.3. BILANSNE REZERVE I KVALITET UGLJA NA LOKALITETU "CEMENTARA" (STANJE 31. 12. 2004.)	9
TABELA 1.4. BILANSNE REZERVE UGLJA U BASENU LJUČE – ŠUMANI (NA DAN 31.12.2004.)	9
TABELA 1.5. PARAMETRI KVALITETA BILANSNIH REZERVU UGLJA U BASENU OTILOVIČI.....	9
TABELA 1.6. PARAMETRI KVALITETA BILANSNIH REZERVU UGLJA U LEŽIŠTU BAKRENJAČE	9
TABELA 1.7. PARAMETRI KVALITETA BILANSNIH REZERVU UGLJA U BASENU MATARUGE	9
TABELA 1.8. BILANSNE REZERVE UGLJA PLJEVALJSKOG BASENA SA GRAVITIRAJUĆIM BASENIMA (NA DAN 31.12.2004.) 9	
TABELA 1.9. EKSPLOATACIONE REZERVE UGLJA PLJEVALJSKOG BASENA SA GRAVITIRAJUĆIM BASENIMA (NA DAN 31.12.2004.)	9
TABELA 1.10. KVALITET BILANSNIH REZERVU UGLJA U MAOČKOM BASENU	9
TABELA 1.11. REKAPITULACIJA UKUPNIH – GEOLOŠKIH REZERVU I KVALITETA UGLJA U LEŽIŠTU MAOČE	9
TABELA 1.12. REKAPITULACIJA BILANSNIH REZERVU I KVALITETA UGLJA U LEŽIŠTU MAOČE	9
TABELA 1.13. UKUPNE REZERVE UGLJA BERANSKOG I POLIČKOG BASENA.....	9
TABELA 1.14. KVALITET UGLJA BERANSKOG BASENA.....	9
TABELA 1.15. REZERVE TRESETA I POLUTRESETA U LEŽIŠTU PODHUMSKI ZALIV (C ₂ KATEGORIJE)	9
TABELA 1.16. PROIZVODNJA UGLJA U BERANSKOM BASENU U RAZDOBLJU 1989-2004.	9
TABELA 1.17. PROIZVODNJA I POTROŠNJA UGLJA U PLJEVALJSKOM BASENU ZA RAZDOBLJE.....	9
1989-2004. GODINE	9
TABELA 1.18. DINAMIKA PROIZVODNJE UGLJA	9
TABELA 1.19. CIJENE LIGNITA ZA NOVE TERMoeLEKTRANE U NEKIM DRŽAVAMA.....	9
TABELA 1.20. CIJENE UGLJA IZ LEŽIŠTA PLJEVALJSKOG PODRUČJA NA PRAGU TE PLJEVLJA.....	9
TABELA 1.21. CJENIK PROIZVODA RUDNIKA UGLJA PLJEVLJA ZA INDUSTRIJU I ŠIROKU POTROŠNJU	9
TABELA 2.1. PROGNOZA FINALNE POTROŠNJE NAFTNIH DERIVATA U RAZDOBLJU DO 2025. GODINE PO SEKTORIMA – VISOKI SCENARIJ.....	9
TABELA 2.2.. PROGNOZA FINALNE POTROŠNJE NAFTNIH DERIVATA U RAZDOBLJU DO 2025. GODINE PO GRUPAMA NAFTNIH DERIVATA – VISOKI SCENARIJ (NATURALNE JEDINICE)	9
TABELA 2.3. PROGNOZA FINALNE POTROŠNJE NAFTNIH DERIVATA U RAZDOBLJU DO 2025. GODINE PO SEKTORIMA – SREDNJI SCENARIJ	9
TABELA 2.4. PROGNOZA FINALNE POTROŠNJE NAFTNIH DERIVATA U RAZDOBLJU DO 2025. GODINE PO GRUPAMA NAFTNIH DERIVATA – SREDNJI SCENARIJ (NATURALNE JEDINICE).....	9
TABELA 2.5. PROGNOZA FINALNE POTROŠNJE NAFTNIH DERIVATA U RAZDOBLJU DO 2025. GODINE PO SEKTORIMA – NISKI SCENARIJ.....	9
TABELA 2.6. PROGNOZA FINALNE POTROŠNJE NAFTNIH DERIVATA U RAZDOBLJU DO 2025. GODINE PO GRUPAMA NAFTNIH DERIVATA – NISKI SCENARIJ (NATURALNE JEDINICE)	9
TABELA 2.7. PROGNOZA VISINE OBAVEZNIH 90-DNEVNIH REZERVU NAFTNIH DERIVATA NA PODRUČJU CRNE GORE ZAVISNO OD SCENARIJA	9

TABELA 2.8. POTREBAN VOLUMEN SKLADIŠNOG PROSTORA ZA ČUVANJE OBAVEZNIH 90-DNEVNIH REZERV NAFTNIH DERIVATA NA PODRUČJU CRNE GORE ZAVISNO OD SCENARIJA	9
TABELA 2.9. PRIKUPLJENI PODACI O SKLADIŠNOM KAPACITETU ZA NAFTNE DERIVATE NA TERITORIJI REPUBLIKE CRNE GORE	9
TABELA 2.10. PROGNOZA POTREBNIH INVESTICIJA U KAPACITETE ZA SKLADIŠTENJE 90-DNEVNIH OBAVEZNIH REZERV NAFTNIH DERIVATA NA PODRUČJU CRNE GORE UZ PRETPOSTAVKU IZGRADNJE CJelokUPNOG POTREBNOG KAPACITETA	9
TABELA 2. 11. ANALIZA POTREBNIH INVESTICIJA U KAPACITETE ZA SKLADIŠTENJE OBAVEZNIH REZERV NAFTNIH DERIVATA UZ PRETPOSTAVKU MOGUĆNOSTI ISKORIŠĆAVANJA DIJELA POSTOJEĆIH SKLADIŠNIH KAPACITETA	9
TABELA 2.12. PROGNOZIRANA FINALNA POTROŠNJA NAFTNIH DERIVATA I PROGNOZA PRIPADAJUĆEG VOLUMENA REZERVOARSKOG PROSTORA ZA SKLADIŠTENJE 90-DNEVNIH OBAVEZNIH REZERV ZA SCENARIJ PARALELNOG RASTA TNG-A IZ ANALIZE OSJETLJIVOSTI	9
TABELA 2.13. PROGNOZA POTREBNIH INVESTICIJA U REZERVOARSKI PROSTOR ZA SKLADIŠTENJE 90-DNEVNIH OBAVEZNIH REZERV ZA SCENARIJ PARALELNOG RASTA TNG-A IZ ANALIZE OSJETLJIVOSTI	9
TABELA 3.1. OSNOVNE KARAKTERISTIKE POJEDINIH VRSTA GASA	9
TABELA 3.2. DUŽINA GASNE MREŽE I PROCJENA INVESTICIJSKIH TROŠKOVA U VEĆIM NASELJIMA CRNE GORE (IZVOR EIHP)	9
TABELA 3.3. EMISIJA ŠTETNIH GASOVA I ČVRSTIH ČESTICA IZ RAZLIČITIH GORIVA.....	9
TABELA 3.4. KARAKTERISTIKE PLANIRANE DISTRIBUCIJSKE MREŽE CRNE GORE	9
TABELA 3.5. DUŽINA GASNE MREŽE U VEĆIM NASELJIMA CRNE GORE (IZVOR EIHP)	9
TABELA 3.6. INVESTICIJSKA ULAGANJA ZA IZGRADNJU RAZVODNIH GASOVODA	9
TABELA 3.7. INVESTICIJSKA ULAGANJA ZA IZGRADNJU GLAVNIH MJERNO-REDUKCIJSKIH STANICA GMRS, PRIMARNE DISTRIBUCIJSKE MREŽE, MJERNO REDUKCIJSKIH STANICA I ULIČNE DISTRIBUTIVNE MREŽE	9
TABELA 3.8. POTREBNE INVESTICIJE ZA RAZVOJ GASNE MREŽE U VEĆIM NASELJIMA CRNE GORE (IZVOR EIHP)	9
TABELA 3. 9. POTREBNA TRANSPORTNA TARIFA U ZAVISNOSTI OD INTERNE STOPE RENTABILNOSTI – GASOVOD PODUJEVO – PODGORICA – BUDVA – PRVI SCENARIJ – PRETHODNO RAZVIJENA POTROŠNJA (DJELIMIČNO) PRIMJENOM MIJEŠANOG GASA	9
TABELA 3.10. POTREBNA TRANSPORTNA TARIFA U ZAVISNOSTI OD INTERNE STOPE RENTABILNOSTI – GASOVOD PODUJEVO – PODGORICA – BUDVA – DRUGI SCENARIJ – BEZ PRETHODNOG RAZVOJA POTROŠNJE PRIMJENOM MIJEŠANOG GASA	9
TABELA 3.11. PREDVIĐENE UKUPNE INVESTICIJE U IZGRADNJU PRVE FAZE GASNOG SISTEMA U CRNOJ GORI (GASIFIKACIJA PODGORICE I NIKŠIĆA)	9
TABELA 3.12. OČEKIVANI TROŠKOVI TRANSPORTA I DISTRIBUCIJE PRIRODNOG GASA PO M ³ – PRVA FAZA RAZVOJA GASNOG SISTEMA U CRNOJ GORI (GASIFIKACIJA PODGORICE I NIKŠIĆA) – PRVI SCENARIJ – PRETHODNO RAZVIJENA POTROŠNJA (DJELIMIČNO) PRIMJENOM MIJEŠANOG GASA.....	9
TABELA 3.13. OČEKIVANI TROŠKOVI TRANSPORTA I DISTRIBUCIJE PRIRODNOG GASA PO M ³ – PRVA FAZA RAZVOJA GASNOG SISTEMA U CRNOJ GORI (GASIFIKACIJA PODGORICE I NIKŠIĆA) – DRUGI SCENARIJ – BEZ PRETHODNOG RAZVOJA POTROŠNJE PRIMJENOM MIJEŠANOG GASA	9

1 UGALJ

Prema rezultatima dosadašnjih istraživanja i trenutnom stanju korišćenja, ugalj predstavlja najznačajniji obnovljivi izvor energije u Crnoj Gori. Svi relevantni parametri ukazuju na to da će ugalj takvu ulogu zadržati i kroz sljedećih nekoliko decenija. Rezerve uglja u Crnoj Gori podrazumijevaju mrko-lignitni ugalj u širem području Pljevalja, te mrki ugalj na prostoru opštine Berane. Radi se o uglju relativno niske toplotne moći, što ima za posljedicu da se većina uglja iskoristi u bližoj okolini ležišta, budući da bi transport na veće udaljenosti za takve vrste uglja bio neekonomičan. Osim toga, u Crnoj Gori registrovano je i nekoliko nalazišta treseta, od kojih je najznačajniji Podhumski zaliv na Skadarskom jezeru.

Eksploatacija uglja u Crnoj Gori usko je povezana s njegovom upotrebom za proizvodnju električne energije, te će razvoj sistema uglja najviše zavisiti od strategije izgradnje proizvodnih jedinica u elektroenergetskom sistemu. Kapaciteti nalazišta uglja u regiji Pljevalja dimenzionisani su tako da mogu zadovoljiti potrebe tamošnje termoelektrane. Svako proširenje ili izgradnja novih kapaciteta za proizvodnju električne i/ili toplotne energije na toj lokaciji (ili eventualno na lokaciji Berane) zahtijevaće i odgovarajuće zahvate na proširenju kapaciteta rudnika. Svakako, sva buduća proširenja sistema za eksploataciju i potrošnju uglja moraće se sprovoditi uz poštovanje evropskih standarda o zaštiti životne sredine, koje je Crna Gora prihvatila u okviru Energetske zajednice u jugoistočnoj Evropi.

Stepen istraženosti rezervi uglja varira od mjesta do mjesta, pa se stoga one izražavaju kao različite vrste rezervi: od industrijskih, eksploatacijskih, bilansnih do potencijalnih. U Crnoj Gori postoje istražene geološke rezerve uglja – dokazane (A), istražene (B) i nedovoljno istražene (C1), dok dio rezervi uglja pripada u kategoriju potencijalnih (C2), prognoznih (D1) i pretpostavljenih (D2) rezervi.

1.1 REZERVE I KVALITET UGLJA U CRNOJ GORI

U Republici Crnoj Gori registrovane su dvije vrste uglja i to: *mrko-lignitski ugalj* na području Pljevalja, te rezerve *mrkog uglja* na prostoru opštine Berane. Mrko-lignitski ugalj na području Pljevalja eksploatiše se površinskom eksploatacijom, dok se mrki ugalj iz rudnika "Berane" iskopava jamskom tehnologijom eksploatacije.

1.1.1 Rezerve uglja u pljevaljskom području

Ležišta uglja u pljevaljskom području mogu se prema energetske i tehničko-tehnološkim karakteristikama podijeliti na prostor *pljevaljskih basena* i *basena Maoče*. Pljevaljski basen, zajedno s *Ljuće-šumanskim basenom* i ležištem *Bakrenjače*, prostire se na oko 16 km². *Otilovički basen* nalazi se istočno od *pljevaljskog* na šestom kilometru putnog pravca Pljevlja-Bijelo Polje, a na istom pravcu na udaljenosti od 20 km nalazi se *mataruški basen* površine oko 4,5 km², računajući njegov južni obodni dio *Ljutići*. Na tridesetom kilometru nalazi se *maočki basen*, prvi u nizu basena u dolini rijeke Čehotine, površine oko 10 km² a po rezervama uglja drugi po veličini, odmah iza pljevaljskog.

U svim basenima ugljonosna serija je sediment srednje-miocenske starosti, s izdvojenim glavnim slojem uglja i mogućnošću pojave povlatnih i podinskih sekundarnih slojeva i proslojaka uglja. Podinu ugljonosnih slojeva redovno čine ugljonosne gline, manje ili više laporovite i pjeskovite, kao i ugljevite gline, dok je povlata u ugljenom basenu najčešće laporac, u maočkom ugljenom basenu uglavnom gline, pjeskovite, laporovite, laminarne i dr. Opšte uzevši, kvalitet ugljonosnog paketa opada po vertikalni, tako da su podinske partije uglja nižeg kvaliteta s mogućim pojavnim izuzecima.

U sljedećoj tabeli prikazane su ukupne bilansne rezerve uglja (215 394 701 tone) sa srednjom toplotnom vrijednošću u pojedinim basenima. Prosječna toplotna vrijednost uglja svrstanih u pljevaljske basene je oko 10,4 MJ/kg a u maočkom basenu 12,3 MJ/kg. Prednosti pljevaljskog mrkog lignita su: izuzetno mali sadržaj sumpora (ispod 1 %), kao i relativno mali udio pepela i vlage.

Tabela 1.1. Rezerve uglja u pljevaljskoj regiji (stanje 31.12.2004.)

<i>Ležište uglja</i>	<i>Bilansne vrij.</i> (t)	<i>Topl. vrijednost</i> (kJ/kg)
Potrlica	43 529 000	10 720
Cementara	5 608 703	11 439
Kalušići	14 916 269	7 200
Grevo	2 378 642	13 693
Rabitlje	6 549 490	13 690
Komini	7 498 970	11 677
Ljuće-Šumani I	3 458 759	8 655
Bakrenjače	1 332 313	10 914
Otilovići	3 490 885	10 518
Mataruge	7 749 000*	8 200
Maoče	118 882 670	12 342
UKUPNO	215 394 701	

Bilansne rezerve u ležištima *Grevo*, *Kalušići* i *Komini* je pod velikim znakom pitanja iz razloga:

- Ležište *Grevo* velikim dijelom «opterećeno» je spoljašnjim odlagalištem formiranim za potrebe odlaganja otkrivke sa površinskog kopa «Potrlica»,
- Ležište *Komini* pored prenaseljenosti individualnom stambenom izgradnjom na cijelom eksploatacionom području, opterećeno je u jednom dijelu i industrijskim objektima, a na istom prostoru nalazi se još dovoljno neistraženo istorijsko naselje «Municipijums».

Ležište *Rabitlje* prema sadašnjim analizama je sa aspekta tehno-ekonomskih uslova nepovoljno za površinsku eksploataciju (koeficijent otkrivke 9:1 m³čm/t). Podzemna eksploatacija za ove rezerve uglja i značajnije kapacitete takođe je neekonomična.

S obzirom na potpunu neizvjesnost eksploatacije uglja u ovim ležištima, realne bilansne rezerve uglja u pljevaljskom regionu iznose

$$215\,394\,701 - (2\,378\,642 + 6\,549\,490 + 7\,498\,970) = 198\,967\,599\text{ t}$$

Rezerve uglja u ležištima *Rabitlje*, *Komini* i *Grevo* treba smatrati vanbilansnim u ovom periodu a za eventualno balansiranje potrebno je uraditi tehno-ekonomsku studiju opravdanosti eksploatacije ovih ležišta.

Zato se u daljoj obradi rezerve uglja iz ovih ležišta neće obrađivati i tretirati kao realni energetske potencijal.

1.1.1.1 Kvalitet uglja pljevaljskog područja

Kvalitet uglja pljevaljskog područja definisan je na osnovu sledećih verifikovanih dokumenata:

- Elaborat o klasifikaciji, kategorizaciji i proračunu rezervi uglja u ležištu "Potrlica" – Pljevaljski ugljonosni basen, sa stanjem 31.12.1997.,
- Aneks III Elaborata o klasifikaciji, kategorizaciji i proračunu rezervi uglja ležišta "Ljuće – Šumani" (stanje 31.12.2000.), i
- Elaborat o klasifikaciji, kategorizaciji i proračunu rezervi uglja u ležištu "Potrlica" – lokalitet "Cementara" (sa stanjem 31.12.2000.),
- Elaborat o klasifikaciji, kategoriji i proračun rezervi Bakrenjače (1993.)
- Elaborat o klasifikaciji, kategoriji i proračun rezervi Otilovići (1991.)
- Elaborat o klasifikaciji, kategoriji i proračun rezervi pljevaljskog ugljenog basena (1982.)
- Geološka dokumentacija Rudnika uglja A.D. Pljevlja

1.1.1.2 Sirovinska osnova pljevaljskog basena sa gravitirajućim basenima

U Pljevaljskom basenu nalaze se ležišta Potrlica sa ležištem Cementara, ležište Kalušići što predstavlja centralni dio pljevaljskog basena. U neposrednom okruženju nalazi se basen Ljuče – Šumane I, basen Otilovići, basen Bakrenjače, a na udaljenosti od 20 km i basen Mataruge. S obzirom na mogućnost razvoja paralelne eksploatacije radi dostizanja potrebnih kapaciteta, navedene ugljene basene treba posmatrati kao jednu sirovinsku cjelinu.

Bilansne rezerve i kvalitet uglja pljevaljskog basena sa gravitirajućim basenima daje se u narednim tabelama:

Tabela 1.2. Bilansne rezerve i kvalitet uglja u ležištu "Potrlica" sa stanjem 31.12.1997.

Oznaka sloja	Kategorija rezervi	Z _m (t/m ³)	Rezerve R (t)	Pokazatelji kvaliteta												
				W _u (%)	W _g (%)	W _h (%)	S _u (%)	S _s (%)	S _v (%)	P (%)	Koks (%)	C- fix (%)	isp. mat. (%)	Sag. mat. (%)	DTE (kJ/kg)	GTE (kJ/kg)
GUS	A	1,29	3 949 067	31,21			0,98			16,03					12 374	
	B	1,33	12 020 769	30,37			1,11			18,46					12 086	
	A+B	1,32	15 969 836	30,58			1,08			17,86					12 157	
	C ₁	1,36	26 500 391	27,52			1,22			26,40					10 090	
	A+B+C₁	1,34	42 470 226	28,67	20,10	8,89	1,17	0,45	0,57	23,19	40,11	22,78	26,90	49,63	10 867	12 853
PUS I+II	A	1,40	48 814	25,82			1,81			24,00					12 389	
	B	1,39	3 768 007	30,19			1,27			24,83					10 173	
	A+B	1,39	3 816 821	30,13			1,28			24,82					10 201	
	C ₁	1,39	1 481 740	24,26			1,01			37,23					7 841	
	A+B+C₁	1,39	5 298 561	28,49	20,59	7,55	1,20	0,53	0,68	28,29	43,87	19,23	25,42	44,99	9 541	11 412
Ukupno	A	1,29	3 997 881	31,14			0,99			16,13					12 374	
	B	1,34	15 788 776	30,33			1,15			19,98					11 629	
	A+B	1,33	19 786 657	30,49			1,12			19,20					11 780	
	C ₁	1,36	27 982 131	27,34			1,21			26,97					9 971	
	A+B+C₁	1,35	47 768 788	29,28	20,15	8,74	1,17	0,46	0,58	23,75	40,53	23,29	26,74	49,12	10 720	12 702

Oznake: PUS – podinski ugljeni sloj, GUS – glavni ugljeni sloj, KUS – krovinski ugljeni sloj, W_u – ukupna vlaga, W_g – gruba vlaga, W_h – hidro vlaga, S_u – ukupni sumpor, S_s – sagorivi sumpor, S_v – nesagorivi sumpor, P – sadržaj pepela, DTE – donji toplotni efekt, GTE – gornji toplotni efekt.

1.1.1.3 Bilansne rezerve i kvalitet uglja na lokalitetu "Cementara"

Ranijim elaboratima o klasifikaciji, kategorizaciji i proračunu rezervi uglja koji su se odnosili na pljevaljski ugljonosni basen u vanbilansne rezerve uračunati su i ugalji iz lokaliteta "Cementara" ležišta "Potrlica" u iznosu od 6 508 881 tona koji su proglašeni vanbilansnim bez ikakve prateće i dokazne dokumentacije vjerovatno s ciljem da bi se na tom lokalitetu u budućnosti mogla izgraditi tvornica cementa. Preuzimajući taj pristup iz ranijih elaborata po inerciji, takav stav zadržao se sve do 1999. godine, kada je Projektni biro Rudnika uglja AD Pljevlja izradio posebni dokument naslovljen „Tehno-ekonomska analiza eksploatacije uglja iz lokaliteta Cementara“, čime je dokazano da su ugljevi sa tog lokaliteta bilansni. Na bazi rezultata dopunskih geoloških, hidrogeoloških i inženjersko-geoloških doistraživanja na tom lokalitetu izvedenih tokom 2000. godine izrađen je Elaborat o klasifikaciji, kategorizaciji i proračunu rezervi uglja u ležištu "Potrlica" – lokalitet "Cementara" sa stanjem 31.12.2000., kojim su rezerve uglja u tom lokalitetu i službeno prevedene u bilansne, i čiji tabelarni pregled slijedi.

Tabela 1.3. Bilansne rezerve i kvalitet uglja na lokalitetu "Cementara" (stanje 31. 12. 2004.)

Oznaka sloja	Kategorija	Rezerve (t)	Z _m (t/m ³)	KVALITET				
				W _u (%)	P (%)	S _u (%)	CaO (%)	DTE (kJ/kg)
PUS	C ₁	57 704	1,50	28,92	26,00	1,46	53,12	7 257
GUS	A	4 016 809	1,36	32,27	19,05	1,79	13,18	11 430
	B	1 534 190	1,34	32,39	19,17	1,95	13,49	11 603
	A+B	5 550 999	1,35	32,30	19,08	1,83	13,26	11 478
UKUPNO	A+B+C₁	5 608 703	1,35	32,27	19,14	1,83	13,63	11 439

Tabela 1.4. Bilansne rezerve uglja u basenu Ljuće – Šumani (na dan 31.12.2004.)

Revir	Kategorija rezervi	Rezerve (t)	Z _m (t/m ³)	POKAZATELJI KVALITETA			
				W _u (%)	P (%)	S _u (%)	DTE (kJ/kg)
Šumani I	A	858 098	1,36	31,06	26,19	1,12	9 953
	B	1 430 163	1,36	32,05	28,08	1,14	8 835
	C ₁	114 413	1,48	34,76	40,72	0,78	5 558
	A+B+C₁	2 402 674	1,36	31,77	27,82	1,12	9 136
Ljuće II	B	646 451	1,45	30,77	40,88	1,14	5 509
	C ₁	409 634	1,45	30,72	40,33	1,14	5 672
	B+C₁	1 056 085	1,45	30,75	40,66	1,14	5 572
Ukupno	A	858 098	1,36	31,06	26,19	1,12	9 953
	B	2 076 614	1,37	31,87	29,85	1,14	8 374
	C ₁	524 047	1,46	32,20	40,47	1,00	5 630
	A+B+C₁	3 458 759	1,37	31,64	29,54	1,12	8 655

1.1.1.4 Basen Otilovići

Ležište uglja u Otilovićima čini mali neogeni basen koji se nalazi istočno od Pljevalja na šestom kilometru putnog pravca Pljevlja – Slijepač Most. Planarna kontura ležišta je u vidu nepravilne elipse sa dužom osom orijentisanom u pravcu sjeverozapad-jugoistok. Za ovo ležište izrađen je "Elaborat o klasifikaciji, kategorizaciji i proračunu rezervi uglja basena Otilovići – stanje 31.12.1991. godine".

Kao i kod ostalih basena na teritoriji opštine Pljevlja, i ovdje se mogu generalno izdvojiti tri srednje-miocenska paketa: donji, predstavljen glinama, ugljenim, pjeskovitim i laporovitim; srednji kojeg čini ugljeni sloj; i gornji paket sačinjen uglavnom od laporaca.

Ugljeni sloj pojavljuje se u vidu jednog sloja (glavni ugljeni sloj), čija se debljina kreće od 0,40 do 17,1 m, s prosječnom debljinom od 5,6 m. Kontinualno se prostire na površini od oko 550 000 m². U sjeverozapadnim dijelovima basena taj ugljeni sloj je jedinstven i bez jalovih proslojaka, dok je u centralnom dijelu neznatno isproslojkovan, da bi se u jugoistočnom dijelu basena osim glavnog ugljenog sloja izdvojila i četiri krovinska sloja debljine od 1,0 do 3,5 m.

Otkrivku uglja čine laporci, glinoviti i pjeskoviti laporci, glinoviti pijeskovi, kao i slatkovodni krečnjaci. Prosječna debljina otkrivke uglja iznosi 21,8 m. Hidrogeološki uslovi nisu izrazito složeni, i ne bi trebali u značajnijoj mjeri uticati na sigurnu i ekonomičnu eksploataciju uglja.

Bilansne rezerve uglja u basenu Otilovići izračunate su na bazi podataka dobivenih svim dosadašnjim istraživanjima i ispitivanjima u basenu, i iznose 3 490 885 tona uglja prosječne toplotne vrijednosti od 10 510 kJ/kg i prosječne zapreminske mase od $Z_m = 1,33 \text{ t/m}^3$. Vanbilansne rezerve basena Otilovići iskazane su u iznosu od 86 792 tona uglja B+C₁ kategorije. Parametri kvalitete bilansnih rezervi uglja prikazani su u sljedećoj tabeli.

Tabela 1.5. Parametri kvaliteta bilansnih rezervi uglja u basenu Otilovići

Kategorija	PARAMETRI KVALITETA					
	$Z_m \text{ (t/m}^3\text{)}$	$W_u \text{ (%)}$	$P \text{ (%)}$	$S_u \text{ (%)}$	DTE (kJ/kg)	GTE (kJ/kg)
B	1,33	37,42	13,69	0,80	10 518	12 111
C ₁	1,33	38,16	17,35	0,80	8 919	10 432
B+C₁	1,33	37,42	13,70	0,80	10 518	12 103

1.1.1.5 Ležište Bakrenjače

Ležište uglja Bakrenjače nalazi se oko 3 km sjeverozapadno od pljevaljskog basena i čini zasebnu cjelinu. Zahvaća površinu od oko 9,3 hektara, i uz njegovu zapadnu perifernu granicu prolazi cesta Pljevlja – Čajniče.

Ovo ležište istraživano je u periodu od 1991-1993. godine, kada je izbušeno ukupno 26 istražnih bušotina po mreži 100x100 m. Srednjemiocenska produktivna serija sedimenata i ovdje je zastupljena u tri paketa: donji – glinoviti, srednji – ugalj i gornji – primarni laporci, a sekundarno kvartarne gline. Ugalj se javlja u vidu jednog glavnog ugljenog sloja čija je debljina promjenljiva i kreće se od 0,1 do 24,3 m, a prosječna debljina mu je 12,84 m. Ugljeni sloj je na čitavoj površini na kojoj se rasprostire relativno kompaktan, bez značajnijeg prisustva jalovih proslojaka, što ukazuje na kontinuirani prinos organskih materija u tresetnoj fazi.

Služba za istraživanje mineralnih sirovina Rudnika uglja AD Pljevlja izradila je 1994. godine "Elaborat o klasifikaciji, kategorizaciji i proračunu rezervi uglja u ležištu Bakrenjače – stanje

31.12.1993. godine”, u kojem je utvrdila bilansne rezerve uglja B+C₁ kategorije u iznosu od 1 332 313 tona, prosječnog DTE od 10 914 kJ/kg. Parametri kvaliteta bilansnih rezervi uglja prikazani su u sljedećoj tabeli.

Tabela 1.6. Parametri kvaliteta bilansnih rezervi uglja u ležištu Bakrenjače

Kategorija	Rezerve (t)	PARAMETRI KVALITETA				
		Z _m (t/m ³)	W _u (%)	P (%)	S _u (%)	DTE (kJ/kg)
B	981 119	1,31	40,08	15,02	0,96	10 198
C ₁	351 194	1,31	39,73	15,44	0,97	10 182
B+C₁	1 332 313	1,31	39,99	15,14	0,96	10 194

Primarnu pokrivku ugljenog sloja čine laporci i ona je sačuvana u središnjim i istočnim dijelovima ležišta, dok je sekundarna otkrivka uglavnom na perifernim i zapadnim dijelovima ležišta, iznad djelova ugljenog sloja koji je značajnim dijelom erodiran i odnesen, i gdje su ostale podinske, uglavnom lošije partije uglja. Sekundarnu otkrivku čine kvartarne gline i ilovače s drobinom krečnjačkog materijala u sebi. Prosječna debljina primarne i sekundarne otkrivke u ležištu iznosi 7,65 m. Ukupne količine koje treba otkopati su 1 150 996 m³ čm. Srednji koeficijent otkrivke u ležištu je mali i iznosi K_o = 0,89 m³/t.

1.1.1.6 Mataruški ugljeni basen

Ležište uglja “Mataruge” udaljeno je od Pljevalja oko 20 km, na istok u smjeru puta prema Slijepač Mostu. Ugljeni basen obuhvata Mataruško polje, na sjeveru i Ljutiće na jugu u okviru jezerskih sedimenata srednjeg miocena nataloženih u preneogeonoj depresiji površine od oko 4,5 km². Slično kao i kod ostalih basena, i u mataruškom basenu moguće je izdvojiti tri paketa – donji, srednji i gornji, pri čemu je srednji paket glavni ugljeni sloj, a gornji je produktivan u pogledu opekarskih glina.

Donji paket predstavljen je raznovrsnim glinama, mjestimično sa proslojcima pijeskova ili laporaca. Debljina mu je promjenljiva, a u rasponu je od 7,3 do 31,8 m. U južnom dijelu ležišta u donjem paketu razvili su se podinski ugljeni slojevi od kojih neki imaju debljinu 1,65 m.

Srednji paket čini ugljeni sloj s mjestimičnom jalovinom od glina i laporaca. Glavni ugljeni sloj kontinuirano je razvijen u najvećem dijelu basena, i debljina mu je promjenljiva u rasponu 0,4 do 13,1 m. Izdužen je po pravcu sjever-jug i lokalno blago valovit. Ugalj se u ležištu pojavljuje na površini od oko 1,41 km², i dodajući tome potencijalni prostor u južnom dijelu Ljutića, ta površina se povećava na 1,53 km².

Gornji krovinski paket sedimenata predstavljen je uglavnom različitim varijetetima glina, potencijalno podobnih kao sirovina za proizvodnju opekarskih proizvoda. U tom paketu pojavljuju se krovinski ugljeni slojevi (obično 1 do 4 sloja), pri čemu je njihova debljina maksimalno do 2,9 m, a najčešće je ispod 1 metra. U pitanju su uglavnom glinoviti ugljevi i ugljevit gline s proslojcima drvenastog uglja, te je i njihov kvalitet slabiji od uglja glavnog ugljenog sloja.

Prva istraživanja ležišta Mataruge istražnim bušenjima obavljena su u periodu od 1981. do 1984. godine, kada je izbušeno 30 vertikalnih istražnih bušotina po mreži 200 x 200 m. Osim geološkog kartiranja jezgra tih bušotina nije bilo drugih radova, pa je mogućnost korišćenja rezultata tih bušenja vrlo ograničena.

U razdoblju od 1987. do 1989. godine izbušeno je 17 bušotina duž paralelnih istraţnih profila orijentisanih u pravcima sjever-jug i istok-zapad. Istraţno bušenje praćeno je odgovarajućim vrstama i opsegom geoloških i laboratorijskih radova izvedenih prema vaţećim propisima. S tim istraţivanjima i ispitivanjima na sjevernom i središnjem dijelu leţišta istraţenost je do C₁ kategorije, dok je njegov juţni dio u pogledu stepena istraţenosti i dalje ostao na nivou rezervi C₂ kategorije.

Proračun rezervi u leţištu Mataruge izvršen je metodom izolinija debljine uglja kao osnovnom metodom, na osnovu čega su izračunate ukupne bilansne rezerve uglja koje iznose 7 420 000 tona uglja.

Podatke o kvalitetu uglja basena Mataruge daju samo novija istraţivanja. Parametri na osnovu kojih je definisan kvalitet, dobijeni su iz 21 tehničke analize. Pojedinačni uzorci uglja tehničke analize uzeti su iz samo osam bušotina.

Tabela 1.7. Parametri kvaliteta bilansnih rezervi uglja u basenu Mataruge

PARAMETRI KVALITETA										
V _u (%)	S _u (%)	S _s (%)	S _p (%)	P (%)	Koks (%)	Isp. (%)	Sag. (%)	C-fiks (%)	DTE (MJ/kg)	GTE (MJ/kg)
35.08	1.07	0.32	0.75	25.61	40.27	24.70	39.29	14.59	8.2	9.4

Rekapitulacija bilansnih rezervi uglja pljevaljskog basena sa gravitirajućim basenima data je u sljedećoj tabeli.

Tabela 1.8. Bilansne rezerve uglja pljevaljskog basena sa gravitirajućim basenima (na dan 31.12.2004.)

Br.	Leţište	KATEGORIJA			
		A (t)	B (t)	C ₁ (t)	A+B+C ₁ (t)
1	<i>Potrlica</i>	3 627 416	14 509 666	25 319 918	43 529 000
2	<i>Cementara</i>	4 016 809	1 534 190	57 704	5 608 703
3	<i>Kalušići</i>	(B + C ₁)			14 916 269
4	<i>Ljuće – Šumani</i>	858 098	2 076 614	524 047	3 458 759
5	<i>Otilovići</i>	(B + C ₁)			3 490 885
6	<i>Bakrenjače</i>	981 190	351 194		1 332 113
7	<i>Mataruge</i>			7 420 000	7 420 000
UKUPNO					79 755 729

1.1.1.7 Eksploatacione rezerve uglja pljevaljskog basena sa gravitirajućim basenima

Eksploatacione rezerve uglja u ležištima za koja je urađena projektna dokumentacija utvrđene su na osnovu definisanih gubitaka u toku eksploatacije, a za ležišta gdje nije urađena potrebna dokumentacija izvršena je procjena na osnovu rudarsko-geoloških i rudarsko-tehničkih uslova eksploatacije.

Gubici pri eksploataciji iznose:

- Za P.K., „Potrlica“ 11%
- Za P.K., „Ljuče-Šumani I“ 5%
- Za P.K., „Cementara“ 10%
- Za P.K., „Bakrenjače“ 10%
- Za P.K., „Kalušići“ 10%
- Za P.K., „Otilovići“ 10%
- Za P.K., „Mataruge“ 20%

Tabela 1.9. Eksploatacione rezerve uglja pljevaljskog basena sa gravitirajućim basenima (na dan 31.12.2004.)

LEŽIŠTE	Eksploatacione rezerve (t)	Topl. vrijednost (kJ/kg)
Potrlica	39 138 381	10 720
Cementara	5 047 834	11 439
Kalušići	13 424 641	7 200
Ljuče-Šumani I	3 332 152	8 655
Otilovići	3 173 532	10 518
Bakrenjače	1 211 193	10 914
Mataruge	6 183 333	8 200
UKUPNO	71 511 066	10 400

1.1.2 Sirovinska osnova Maočkog basena

Maočki ugljonosni basen nalazi se na oko 30 km jugoistočno od Pljevalja, na cestovnom pravcu Pljevlja – Slijepač Most. Prvi je ugljonosni basen na sjeveru Crne Gore (gledano niz tok na slivnom području rijeke Čehotine) u nizu manjih i većih ugljonosnih basena na teritoriji opštine Pljevlja, i poslije pljevaljskog to je drugi basen po veličini i po rezervama uglja. Ukupna površina mu je oko 10 km², dužina basena pravcem pružanja sjever-jug iznosi oko 5,5 km, a po pravcu istok-zapad 3,3 km.

Kvalitet uglja u ležištu definisan je brojnim pokazateljima dobivenim putem tehničkih i elementarnih analiza uzoraka jezgra bušotina iz svih ugljenih slojeva. Na osnovu tih podataka dobivene su srednje vrijednosti kvalitativnih pokazatelja za svaki ugljeni sloj zasebno, kao i ponderirano za ležište u cjelini. Sumiranjem pokazatelja kvaliteta dokazanih kategorija B i C₁ rezervi u ležištu (ležište nije istraženo do nivoa A kategorije) dolazi se do prosječnih vrijednosti kvalitativnih parametara prema sljedećoj tabeli.

Tabela 1.10. Kvalitet bilansnih rezervi uglja u maočkom basenu

POKAZATELJI KVALITETA	VRIJEDNOST
Sadržaj vlage (ukupne)	30,80 %
Sadržaj pepela	17,04 %
Sadržaj sumpora (ukupnog)	0,84 %
Koks	39,48 %
C-fiks	24,82 %
Isparljive materije	52,54 %
DTE	12 134 kJ/kg
GTE	14 429 kJ/kg
DTE bez vlage i pepela	24 145 kJ/kg
Prosječan sadržaj elemenata vezanih za elementarnu analizu	
Ugljenik (ukupni) (U _u)	34,86 %
Vodonik (H)	2,91 %
Sumpor sagorljivi (S _s)	0,28 %
Azot + kiseonik (N+O)	14,88 %

Na osnovu svih izvedenih istraživanja i ispitivanja izvedenih na prostoru maočkog basena Zavod za geološka istraživanja iz Podgorice izradio je 1987. godine „Elaborat o klasifikaciji, kategorizaciji i proračunu rezervi uglja u basenu Maoče kod Pljevalja, sa stanjem 31.12.1986. godine“ kao integralni dokumentacijski materijal svih dotadašnjih geoloških, hidrogeoloških i inženjersko-geoloških istraživanja i ispitivanja u maočkom basenu, a naročito onih istraživanja i ispitivanja koja su obavljena u periodu od 1984 do 1986. godine.

U narednim tabelama daju se rekapitulacije ukupnih geoloških i bilansnih rezervi i kvaliteta uglja u ležištu Maoče, u kojima kratica GUS označava glavni ugljeni sloj, PUS podinske ugljene slojeve, KUS krovinske ugljene slojeve.

Tabela 1.11. Rekapitulacija ukupnih – geoloških rezervi i kvaliteta uglja u ležištu Maoče

Oznaka sloja	Kategorija	Rezerve (t)	Z _m (t/m ³)	POKAZATELJI KVALITETA			
				W _u (%)	P (%)	S _u (%)	DTE (kJ/kg)
GUS	B	86 782 615	1,32	31,36	13,97	0,82	12 840
	C ₁	22 327 393	1,35	30,56	16,13	0,92	12 548
	B+C ₁	109 110 008	1,33	31,20	14,40	0,84	12 783
	C ₂	2 502 646	1,31	28,90	25,74	0,90	10 454
	B+C₁+C₂	111 612 654	1,33	31,15	14,67	0,84	12 728
PUS	B	3 155 583	1,49	26,22	33,20	0,84	7 683
	C ₁	1 779 728	1,51	27,58	35,79	1,00	7 554
	B+C₁	4 935 311	1,50	26,71	34,23	0,90	7 637
KUS	B	260 439	1,54	28,24	40,17	0,81	6 727
	C ₁	9 077 554	1,52	28,33	38,72	0,86	6 971
	B+C ₁	9 337 993	1,52	28,33	38,76	0,86	6 964
	C ₂	1 137 330	1,55	28,42	35,90	0,77	7 695
	B+C₁+C₂	10 475 323	1,53	28,34	38,45	0,85	7 043
UKUPNO	B	90 198 637	1,33	31,17	14,72	0,82	12 642
	C ₁	33 184 675	1,40	29,79	23,36	0,91	10 755
	B+C ₁	123 383 312	1,35	30,80	17,04	0,84	12 134
	C ₂	3 639 976	1,38	28,75	28,91	0,86	9 592
	B+C₁+C₂	127 023 288	1,35	30,74	17,38	0,84	12 062

Tabela 1.12. Rekapitulacija bilansnih rezervi i kvaliteta uglja u ležištu Maoče

Oznaka sloja	Kategorija rezervi	Rezerve (t)	Z _m (t/m ³)	POKAZATELJI KVALITETA													
				W _u (%)	W _g (%)	W _h (%)	S _u (%)	S _s (%)	S _v (%)	P (%)	Koks (%)	C-fix (%)	Isp. Mat. (%)	Sag. mat. (%)	DTE (kJ/kg)	GTE (kJ/kg)	DTE bez W i P (kJ/kg)
GUS	B	88 782 645	1,32	32,36			0,82			13,97					12 840		
	C ₁	22 145 994	1,35	30,57			0,92			16,08					12 561		
	B+C₁	108 928 609	1,33	31,20	16,97	14,23	0,84	0,20	0,64	14,40	37,21	26,19	31,35	57,72	12 783	15 150	24 289
PUS	B	3 150 066	1,50	26,22			0,84			33,20					7 681		
	C ₁	1 035 820	1,45	29,23			1,01			31,12					8 513		
	B+C₁	4 185 886	1,49	26,96	14,05	12,91	0,88	0,23	0,65	32,68	46,83	16,25	25,39	42,07	7 887	9 926	22 399
KUS	B	197 328	1,59	27,64			0,62			43,92					5 838		
	C ₁	5 570 847	1,52	88,80			0,91			37,22					7 288		
	B+C₁	5 768 175	1,52	28,76	17,06	11,70	0,90	0,32	0,58	37,45	61,33	13,68	20,53	33,90	7 238	8 687	23 532
UKUPNO	B	90 130 009	1,33	31,17			0,82			14,70					12 514		
	C ₁	28 752 661	1,39	30,18			0,92			20,72					11 334		
	B+C₁	118 882 670	1,34	30,83	16,86	14,07	0,84	0,21	0,63	16,16	38,72	25,25	30,61	53,26	12 342	24 651	24 166

Eksplatacione rezerve u maočkom ugljenom basenu iznose 113 000 000 t, a sračunate su u Studiji Opravljanosti eksploatacije uglja na P.K., „Maoče“ urađene od strane kompanije „Ugalj-projekt“ - Beograd.

Eksplatacione rezerve uglja pljevaljskog područja

Ukupne eksploatacione rezerve pljevaljskog ugljonosnog područja obuhvataju eksploatacione rezerve pljevaljskog basena sa gravitirajućim basenima i eksploatacione rezerve basena „Maoče“.

$$71\,511\,066 + 113\,000\,000 = 164\,511\,066 \text{ t}$$

Prosječna toplotna vrijednost uglja iznosi 11 717 kJ/kg.

1.1.3 Beranski basen

Ležišta mrkog uglja u okolini grada Berane, u sjeveroistočnom dijelu Crne Gore, registrovana su u *beranskom* ugljenom basenu (u užem smislu) površine oko 28 km² i *poličkom* ugljenom basenu površine oko 18 km². Radi se o tercijskim ugljenim basenima, koji su razdvojeni planinskim masivom Jejevice (946 m). Prosječna nadmorska visina basena iznosi od 650 do 800 m. Razmješten je u kotlinskim zaravnima gornjeg toka rijeke Lima i njegovih pritoka.

Istraženost i dokumentovanost rezervi i kvaliteta uglja u beranskom i poličkom ugljenom basenu nije na zadovoljavajućem nivou. Dosadašnja istraživanja, obavljena u više navrata i u značajnijem opsegu, nisu bila cjelovita i racionalna. Znatno broj istražnih radova nije obrađen elaboratom ili pak nije verifikovan od nadležnog državnog organa. Iako je to propisano, strukturne bušotine često nijesu bile popraćene analizama kvaliteta uglja, kao ni potrebnim hidrogeološkim, inženjersko-geološkim i drugim elaboratima i studijama. Takođe, nije došlo niti do ažuriranja ranije utvrđenih dokumenata, iako zakonske odredbe upućuju na to. Iako zakon propisuje da se svake pete godine treba napraviti Elaborat o klasifikaciji, kategorizaciji i proračunu rezervi, posljednji takav Elaborat napravljen je još 1984. godine.

Prema relevantnoj dokumentaciji i literaturi koja se bavi problematikom Rudnika mrkog uglja „Ivangrad“ – Berane, ukupne rezerve beranskog i poličkog basena se iskazuju prema sljedećoj tabeli. Beranskom basenu pripadaju ležišta *Petnjik*, *Zagorje* i *Berane*, a poličkom ugljenom basenu samo ležište *Polica*. Prosječna toplotna vrijednost uglja u ovom basenu je 13,68 MJ/kg.

Tabela 1.13. Ukupne rezerve uglja beranskog i poličkog basena

Ležište	Bilansne rezerve (t)			Eksploatacione rezerve (t)	Vanbilansne rezerve (t)	Geološke rezerve (t)
	B	C ₁	B + C ₁			
Petnjik	6 729 062	11 708 585	18 437 647	9 665 303	9 797 228	28 234 875
Polica	5 084 391	6 711 032	11 795 423	8 846 567	10 747 783	22 543 206
Zagorje		3 348 690	3 348 690		182 112	3 530 802
Ostali dio basena					103 624 527	103 624 527
UKUPNO	11 813 453	21 768 307	35 581 760	18 511 870	124 351 650	157 933 410

Osnovni razlog zašto se većina rezervi prikazuje kao vanbilansne je što se te količine uglja nalaze ispod rijeke Lima, grada Berana i magistralne ceste Berane-Rožaje.

Uvažavajući navedeno, eksploatacijske rezerve revira Petnjik dobijene su tako da su bilansne rezerve od 18 437 647 tona umanjene za:

- količine prvog podinskog ugljenog sloja zbog nedovoljne istraženosti i sagledavanja njegove valorizacije, u iznosu od 4 293 438 t;
- količine koje su, od datuma ovjere rezervi ovog, otkopane zaključno s martom 2002. godine, zajedno sa pripadajućim eksploatacijskim gubicima od 30%, u iznosu 1 361 415 t;
- količine uglja sa debljinom sloja do 2,0 m, u iznosu od 1 411 849 t;
- eksploatacijske gubitke primjerene usvojenoj novoj tehnologiji otkopavanja u jami od 15%, u iznosu od 1 705 645 t;

Stoga ukupne eksploatacijske rezerve ovog ležišta iznose 9 665 303 tona.

Uvažavajući činjenicu da ležište Polica nije dovoljno istraženo, da Elaborat o rezervama iz 1976. godine nije ažuriran, za potrebe ovog teksta, a zbog što sigurnijeg sagledavanja raspoloživih eksploatacijskih rezervi, ocijenjen realan pristup da se ranije utvrđene bilansne rezerve u iznosu od 11 795 423 tona umanjuju za 25%. Na taj način eksploatacijske rezerve ležišta Polica iznose 8 846 567 tona.

Ukupne pretpostavljene eksploatacijske rezerve beranskog basena prema gornjem razmatranju stoga iznose 18 511 870 tona.

Kvalitet uglja u beranskom basenu na osnovu studije prikazan je u sljedećoj tabeli.

Tabela 1.14. Kvalitet uglja beranskog basena

	REVIR	
	<i>Petnjik</i>	<i>Polica</i>
Pepeo-A(%)	18-19,2	28,22
Sumpor-S(%)	1,91-2,37	1,32
Vlaga-W(%)	19,3	24,00
GTE (kJ/kg)	17 216	
DTE (kJ/kg)	15 993	11 760

1.1.4 Nalazište treseta

Pojave treseta u Crnog Gori registrovane su na lokalitetima Jezero na Lovčenu, Plavsko jezero, uz rijeku Bojanu i u predjelu Skadarskog jezera. Smatra se da treset kao energetski resurs nema velikog značaja. Najveće naslage treseta nalaze se u Podhumskom zalivu na Skadarskom jezeru.

Dosadašnjim istraživanjima treseta i polutreseta ležišta Podhumski zaliv orijentacijski je utvrđeno da se u ležištu nalazi ukupno 31,8 miliona m³ treseta i 8,1 m³ polutreseta. Toplotna vrijednost ovog treseta, prema dostupnim podacima, iznosi 6,3 MJ/kg. Potencijalne rezerve treseta u Podhumskom zalivu prikazane su u sljedećoj tabeli.

Tabela 1.15. Rezerve treseta i polutreseta u ležištu Podhumski zaliv (C₂ kategorije)

Organska materija (%)	Rezerve (1000 m ³)
50 – 60	10 215
60 – 70	12 413
70 – 80	6 920
> 80	2 243
Ukupno treset	31 791
40 – 50	4 890
30 – 40	3 186
Ukupno polutreset	8 085
UKUPNO	39 876

O mogućnosti izrade tresetišta na prostoru Podhumskog zaliva govorilo se više puta u prošlosti. Skadarsko je jezero dosta bogato ležište treseta, no istovremeno i nacionalni park koji se odlikuje veoma velikim bogatstvom biljnog i životinjskog svijeta. Prva istraživanja nalazišta treseta napravljena su još 1930. godine, a novija istraživanja obavljana su od 1984. do 1989. godine, i to koncentrirano na područje Podhumskog zaliva, gdje je procijenjeno da se nalaze najbogatija nalazišta. Na osnovu tih istraživanja napravljena je i studija o eksploataciji treseta iz Podhumskog zaliva, u čijoj su izradi učestvovali domaći stručnjaci iz tog područja. Slojevi treseta ispod vode nalaze se na dubini od jednog do sedam metara. Prema laboratorijskim analizama radi se o vrlo kvalitetnom tresetu.

Prema studiji o eksploataciji, osobine treseta prvenstveno su pogodne za primjenu u poljoprivredi (proizvodnja kvalitetnih gnojiva), pa čak i za lječilišne svrhe. Eksploatacijom domaćeg treseta smanjila bi se potreba za sadašnjom praksom uvoza treseta iz inostranstva. Studijom se ne predviđa eksploatacija treseta u energetske svrhe.

Iako je postojao određen interes za eksploataciju (npr. tvrtka „Ekoturs“), do iskorištavanja treseta i pored svih elaborata i studija o isplativosti do sada nije došlo. Jedan je od osnovnih problema to što je područje oko Skadarskog jezera 1983. proglašeno nacionalnim parkom, pa je bilo kakva eksploatacija sirovina ekološki vrlo osjetljiva, a i upitna s aspekta međunarodnih konvencija o postupanju sa zaštićenim prirodnim lokalitetima.

1.1.5 Energetski potencijal uglja u Crnoj Gori

Na osnovu podataka o raspoloživim rezervama uglja u navedenim regijama Crne Gore moguće je dati ocjenu energetskog potencijala rezervi uglja u pojedinim ugljenim basenima. Takva procjena može poslužiti kao pokazatelj moguće eksploatacije uglja kao energetskog resursa u energetskim postrojenjima za proizvodnju električne i toplotne energije.

Stepen istraženosti pljevaljskog ugljenog područja je veoma visok, a pouzdanost podataka utvrđenih rezervi omogućava definisanje termoenergetskog potencijala. Na to ukazuju činjenice da su iskazani podaci o količinama i kvalitetu uglja definisani kroz kategorije:

- A: 8%
- B: 57%
- C: 35%

Na bazi geoloških rezervi definisane su bilansne i eksploatacijske rezerve uglja. Energetski potencijal uglja pljevaljskog područja procijenjen je na osnovu utvrđenih rezervi i rudarsko-geoloških cjelina na kojima je organizovana i predviđena proizvodnja uglja, a to su pljevaljski ugljeni basen sa obodnim (gravitirajućim) basenima i maočki ugljeni basen.

Pljevaljski basen obuhvata revire: *Potrlica, Cementara, Kalušići, Ljuče-Šumani, Bakrenjače, Otilovići i Mataruge*. Eksploatacija uglja u ovim revirima je izvjesna i prema dosadašnjem nivou izučavanja opravdana. Na osnovu raspoloživih podataka i navedenih konstatacija, energetski potencijal pljevaljskog ugljenog basena, izražen preko eksploatacijskih rezervi uglja od 71,511 miliona tona i prosječne toplotne vrijednosti od 10,4 MJ/kg, iznosi **744 PJ**.

Analogno proračunu energetskog potencijala pljevaljskog ugljenog basena, energetski potencijal maočkog basena iznosi **1 389 PJ**. Stoga ukupni energetski potencijal uglja pljevaljskog područja, na osnovu eksploatacijskih rezervi, iznosi **2 133 PJ**.

Istraženost uglja na beranskom području nije na zadovoljavajućem nivou, jer ukupne geološke rezerve iznose 157 993 410 tona, dok su bilansne tek 33 581 760 tona, a eksploatacijske 18 511 870 tona. Stoga je potrebno obaviti značajna geološka istraživanja u svrhu dokazivanja bilansnosti i eksploatacijske opravdanosti 124 351 650 tona za sada vanbilansnih rezervi. Analogno razmatranju za pljevaljsko područje, energetski potencijal eksploatacijskih rezervi uglja beranskog područja, prosječne toplotne vrijednosti 13,68 MJ/kg, iznosi **253 PJ**.

Energetski potencijal u ležištima treseta nije računat, iz razloga što se procjenjuje da ovaj energent u narednom periodu nema opravdanosti za eksploataciju.

1.1.6 Ugalj kao energent u 21. vijeku

Koristeći podatke The International Energy Agency's (IEA) pokazuje se da se nastavljaju kontinuirani svjetski energetske zahtjevi za potrebama fosilnih goriva i da će njihova cijena rasti. Nafta će zadržati najveće učešće u ukupnoj primarnoj energiji, praćena sa prirodnim gasom i ugljem. Učešće neofosilnih goriva opadaće sa sve nižim učešćem nuklearnih goriva. Zahtjevi za ugljem rašće sporije nego kod nafte i prirodnog gasa. Zahtjevi za ugljem opadaće u industrijskom sektoru, a porast će biti značajan u sektoru proizvodnje električne energije. Efikasnost u sagorjevanju uglja pri proizvodnji električne energije značajno će se poboljšati. Ugalj je istinsko globalno prirodno gorivo sa ogromnim rezervama prošireno na preko 100 zemalja svijeta.

Ugalj je sada i biće značajan oslonac izvora energije i socijalno-društvenog života zajedno sa naftom, gasom i nuklearnom energijom. To potvrđuje:

- Proizvodnja električne energije u Evropskoj uniji – 30% iz uglja;
- Porastom svjetske populacije do 2020. godine ukupni energetske zahtjevi povećati će se za 52% u narednih 30 godina. Pouzdano možemo tvrditi da će se povećati i učešće uglja.

To znači da će ugalj imati i u budućnosti značajnu ulogu u sektoru proizvodnje električne energije. To potkrepljuju prognoze, planovi i realizacija izgradnje termo-energetskih postrojenja u svijetu.

1.1.7 Uloga uglja u RCG

Ugalj je najznačajnija mineralna sirovina u Republici Crnoj Gori, i predstavlja pored hidropotencijala vrlo važan prirodni resurs. Njegov stepen istraženosti je visok u pljevaljskom području, a značajan u beranskom. Osnovne karakteristike uglja pljevaljskog područja su toplotna moć od oko 10-12 MJ/kg i nizak udio sumpora, što omogućava primjenu i u urbanim sredinama zbog smanjenog uticaja na zagađenje životne sredine. Iako karakteristike uglja i geografski položaj basena omogućavaju transport i na druga tržišta, očekuje se da dominantna upotreba bude potrošnja u termoenergetskim postrojenjima za proizvodnju električne i eventualno toplotne energije. Imajući u vidu izraženi deficit električne energije u Crnoj Gori, i činjenicu da se ugalj može iskoristiti kao potpuno domaći energent u proizvodnji električne energije, smanjujući uvozu zavisnost, proizvodnja električne energije na bazi uglja za sada predstavlja najbolji način valorizacije ovog energetskog resursa, a njime se postiže i najbolji stepen iskorišćenja ležišta.

Rezerve uglja u pljevaljskom području mogu zadovoljiti potrebe za široku i industrijsku potrošnju u Republici Crnoj Gori, kao i za termoenergetska postrojenja i za proizvodnju električne i toplotne energije kroz još dosta dug period. Geološke rezerve uglja u beranskom basenu zahtijevaju dodatne istražne radove radi povećanja eksploatacijskih rezervi. Trenutno utvrđene eksploatacijske rezerve omogućavaju značajniju proizvodnju električne i toplotne energije samo do 2020. godine, uz upotrebu uglja i za industriju i široku potrošnju. Međutim zbog vrlo strogih ekoloških zahtjeva, posebno onih koji se odnose na emisije CO₂a koji su usvojeni u Europskoj uniji i koje će morati primijeniti Republika Crna Gora, upotreba uglja u sektoru industrije i široke potrošnje biće u budućnosti ograničena. Pouzdano možemo tvrditi da će u spomenutim sektorima u bližoj budućnosti doći do nužne supstitucije upotrebe uglja.

1.2 POSTOJEĆI KAPACITETI, USLOVI EKSPLOATACIJE I TRŽIŠTE UGLJA

Postojeći kapaciteti za korišćenje uglja obuhvataju postrojenja za eksploataciju uglja u dva ugljem bogata područja Crne Gore: pljevaljskom i beranskom. Razvoj kapaciteta za eksploataciju uglja u prošlosti bio je povezan s izgradnjom kapaciteta za proizvodnju električne energije iz uglja (TE Pljevlja), te u određenoj mjeri s razvojem potrošnje u industrijskim postrojenjima i širokoj potrošnji.

Trenutna ekonomska slika preduzeća za eksploataciju uglja ocrta brojne probleme, koji su nastali kao posljedica restrukturiranja privrede i prelaska na tržišno orijentisani ekonomski sistem. U ekonomskim uslovima nakon 1990. godine (a djelimično i kao posljedica međunarodnih privrednih sankcija) javile su se brojne poteškoće u poslovanju velikih, energetski intenzivnih industrija, što je za posljedicu imalo smanjenje potrošnje svih oblika energije. Zbog tog smanjenja, kao i zbog opšte nepovoljnih prilika u privredi, i u rudnicima uglja proces tranzicije donio je brojne probleme u poslovanju. Trenutno su u Crnoj Gori u toku napor da se kroz procese privatizacije osigura dugoročno stabilno poslovanje oba crnogorska rudnika uglja.

1.2.1 Rudnik uglja Pljevlja

1.2.1.1 Objekti i postrojenja u Rudniku uglja A.D. Pljevlja

Objekti i postrojenja koji se nalaze u okviru kompleksa Rudnika uglja Pljevlja su sljedeći:

- Površinski kopovi „Potrlica“ i „Šumani I“;
- Ležišta uglja „Potrlica“, „Kalušići“, „Rabitlje“, „Mataruge“, „Otilovići“, „Bakrenjače“, „Grevo“, „Komini“ i „Maoče“;
- Vanjska i unutrašnja odlagališta otkrivke;
- Postrojenja za pripremu i drobljenje uglja;
- Ostali infrastrukturni objekti (ceste, razvod električne energije, spremnici za naftu i naftne derivate i dr.).



Slika 1.1. Površinski kop „Potrlica“

1.2.1.2 Postojeće stanje rudarskih radova

Eksploatacija uglja na području pljevaljskog basena započela je još 1952. godine, a do danas je proizvedeno preko 50 miliona tona mrko-lignitnog uglja. Danas rudnikom upravlja kompanija *Rudnik uglja AD Pljevlja*, akcionarsko društvo sa potpunom odgovornošću, s oko 1500 zaposlenih.

Od 1952. godine, kada se započelo s eksploatacijom u pljevaljskom basenu, do novembra 2005. godine je proizvedeno blizu 52 miliona tona uglja. U prve dvije decenije eksploatacije, nivo godišnje proizvodnje kretao se između 200 i 400 hiljada tona uglja, uz prisutan uzlazni trend. Početkom 1980-tih godina proizvodnja se povećala na preko 1 milion tona godišnje, a u periodu 1983-1987. premašila je 2 miliona, da bi se u narednim godinama nivo proizvodnje ponovo vratio na 1,7 miliona tona godišnje. Rekordna proizvodnja zabilježena je 1985. godine, kada je iskopano blizu 2,7 miliona tona lignita.

Kompanija je djelimično privatizovana, tako da je 68,9 % dionica u vlasništvu privatnih vlasnika, dok je preostalih 31,1 % dionica u državnom vlasništvu predmet ponovljenog tendera koji je raspisan 15. decembra 2005. U sklopu tog tendera se uz spomenuti paket dionica potencijalnom strateškom partneru nudi na prodaju i TE«Pljevlja» kao imovina Elektroprivrede Crne Gore. Predstojećom prodajom 31,1% državnog učešća u kapitalu društva, očekuje se preuzimanje manjinskog paketa akcija od strane strateškog investitora, koji će svojim resursima omogućiti neophodna ulaganja i osigurati uslove za dalji razvoj Društva u okviru energetskog sektora.

Kapacitet rudnika dimenzionisan je tako da može zadovoljiti potrebe za ugljem u obližnjoj TE Pljevlja, kao i potražnju za ugljem potrošača iz kategorije široke potrošnje. Maksimalna godišnja proizvodnja uglja u Rudniku u posljednjih 15-ak godina dostizala je nešto preko 1,75 miliona tona. Trenutni kapaciteti omogućavaju proizvodnju na nivou od 1 500 000 tona, pa je i planirana proizvodnja uglja za 2006. godinu 1,5 milion tona, od čega 1,35 miliona tona za potrebe TE Pljevlja (za planirani nivo proizvodnje električne energije od oko 1 000 GWh), te 150 000 tona za opštu i široku potrošnju.

Eksploatacija uglja trenutno se odvija u dva aktivna lokaliteta: PK „Potrlica“ i PK „Šumani“. Površinski kop „Potrlica“ otvoren je još 1952. godine, dok je 1981. godine izvršeno otvaranje površinskog kopa „Borovica“ čija je uloga bila snabdijevanje ugljem TE«Pljevlja». Njegovim zatvaranjem, a u cilju kontinuiteta eksploatacije uglja iz ljuče-šumanskog basena, izvršeno je otvaranje PK „Šumani I“ koji je aktivan i danas. Eksploatacija uglja na PK „Potrlica“ u proteklom razdoblju odvijala se u vrlo složenim rudarsko-geološkim uslovima, što je za posledicu imalo značajno smanjeni opseg proizvodnje.

U periodu 1990-2001. znatno je smanjena proizvodnja otkrivke na PK „Potrlica“, jer je proizvodnja uglja bila veća od one koju je dopuštao ostvareni tekući koeficijent otkrivke, što je rezultiralo time da fronta rudarskih radova na uglju dostigne front rudarskih radova na otkrivci, te da sada nema dovoljno otkrivenih količina uglja za eksploataciju. To je imalo za posledicu smanjenje otkrivenih količina uglja, a time i znatno manju proizvodnju uglja od planirane i projektovane.

Ukupno stanje radova na PK „Šumani I“ može se ocijeniti kao dosta povoljno, pa je zbog povoljnog odnosa otkrivke na uglju ($0,5 \text{ m}^3/\text{t}$) i problema koji opterećuju kop „Potrlica“ povećana proizvodnja uglja u odnosu na projekat. Sav izvađeni ugalj s ovog kopa koristi se u TE„Pljevlja“. Razvoj fronta rudarskih radova na ovom kopu u skladu je s projektovanim. Površinski kop „Šumani I“ s gledišta eksploatacionih uslova predstavlja izuzetno povoljno ležište. Iz tih razloga smatra se da maksimalni kapacitet ne bi trebao prelaziti 600 000 t/god, kako bi se njegov vijek na preostalim rezervama produžio i povoljno uticao na razvoj eksploatacije uglja u Rudniku.

Planovima uprave Rudnika predviđeno je postepeno gašenje kopa do kraja 2007. godine, od kada će eksploatacija biti preusmjerena isključivo na površinski kop „Potrlica“.

Posljednjih godina obim proizvodnje pod negativnim je uticajem određenih internih i eksternih faktora, kao što su izuzetno nizak stepen ispravnosti mehanizacije, te nedostatak potrebnih investicijskih sredstava. Slaba naplata potraživanja od najvećeg kupca, TE Pljevlja, dodatno negativno utiče na tekuću likvidnost Rudnika i sposobnost osiguravanja finansijskih sredstava za nabavku rezervnih djelova, remont opreme i sl.

U cilju prevazilaženja postojećeg stanja, ocijenjeno izuzetno složenim, Rudnik uglja A.D. Pljevlja usvojio je Strategiju restrukturiranja kompanije sa osnovnim ciljevima:

- Stabilnu proizvodnju uglja od 1 500 000 t/god do 2009. godine i otkopavanje i odlaganje otkrivke u količinama od ukupno 27 769 000 m³čm,
- Organizaciona i vlasnička transformacija kompanije,
- Racionalizacija i smanjenje troškova poslovanja,
- Otvaranje jugozapadnog dijela P.K. „Potrlica“ radi obezbjeđenja kapaciteta na proizvodnji uglja s obzirom da se u ovom periodu završava eksploatacija na površinskom kopu „Šumane I“.

Za realizaciju datih ciljeva neophodno je investirati:

- | | |
|--|--------------|
| ➤ Nabavka rudarske opreme i mehanizacije | 33 299 038 € |
| ➤ Izmještanje rijeke Čehotine | 7 226 235 € |
| ➤ Eksproprijaciju | 6 500 000 € |

Ukupno

47 025 273 €

Očekivani efekti:

- Smanjeni troškovi proizvodnje od 12,2 do 17,2 % u periodu do 2007. godine,
- Produktivnost na nivou srednje razvijenih rudnika uglja sa sličnim uslovima i tehnologijama eksploatacije,
- Cijena uglja do nivoa koji će obezbjediti njegovu konkurentnost na tržištu,
- Stvaranje preduslova za proširivanje kapaciteta na proizvodnji uglja od 2,5 do 3,0 miliona tona godišnje, čime bi se obezbjedila količina uglja za potencijalnu izgradnju bloka II TE „Pljevlja“.

1.2.2 Rudnik mrkog uglja Berane

U beranskom ugljenom basenu proizvodnja mrkog uglja obavlja se jamskim načinom, uz mogućnost djelimične eksploatacije putem površinskih kopova. Kao što je već spomenuto, istraženost rezervi uglja u beranskom basenu nije na zadovoljavajućem nivou, i u tom bi smjeru trebalo pokrenuti potrebne aktivnosti.

Infrastrukturni objekti u sklopu kompleksa Rudnika mrkog uglja Berane uključuju:

- Rudarske objekte: jame „Petnjik“, „Police“ i „Zagorje“, separacije „Budimlje“ i ostale infrastrukturne objekte;
- Energanu „Beranka“, u pogonima fabrike celuloze „Nova Beranka“.

Proizvodnja mrkog uglja na beranskom području započela je 1961. godine, i do danas je eksploatacijom jama „Budimlje“ (do 1979.) i „Petnjik“ (od 1980. do danas) dobiveno oko 3,6 miliona tona uglja. Najveća godišnja proizvodnja u dosadašnjem postojanju rudnika ostvarena je 1968. u iznosu od 125 hiljada tona, iako su jame projektovane na veći iznos (200-300 hiljada tona). U razdoblju od 1989. do danas najveća godišnja proizvodnja dosegala je oko 65 hiljada tona. Kretanje proizvodnje uglja u beranskom basenu za razdoblje 1989-2004. prikazano je u sljedećoj tabeli.

Tabela 1.16. Proizvodnja uglja u beranskom basenu u razdoblju 1989-2004.

Godina	Proizvodnja (000 t)
1989	43,2
1990	27,1
1991	5,0
1992	28,6
1993	55,4
1994	54,5
1995	63,3
1996	35,7
1997	20,9
1998	-
1999	-
2000	-
2001	7,6
2002	64,2
2003	-
2004	-

Za korišćenje uglja u beranskom basenu nadležno je društvo *Rudnik mrkog uglja „Ivangrad“ AD – Berane*, koje je u stečaju od 2004. Sudbina rudnika je prilično neizvjesna, jer proizvodnja stoji, radnici su na berzi rada, a dosadašnji pokušaji privatizacije završili su neuspješno. Naime, još 2002. rudnik je bio prodat mješovitom slovačko-vojvođanskom preduzeću „Gradex-HBP“, ali se ta privatizacija pokazala neuspješnom zbog nesuglasica među partnerima i neispunjavanja ugovornih obveza prema radnicima i državnim fondovima, što je rezultiralo povlačenjem HBP-a iz

posla. U martu 2005. rudnik je na licitaciji bio prodat slovačkoj kompaniji „Oz-Kovex“ za cijenu od 300 000 EUR, uz obavezu ulaganja 4,7 miliona EUR kroz pet godina, te je u junu 2005. potpisan i kupoprodajni ugovor. Međutim, nakon polaganja depozita od 60 000 EUR, Oz-Kovex nije na vrijeme uplatio ostatak kupoprodajne cijene, niti je dostavio bankovna jamstva za ulaganja u prvoj godini, već je objavio da odustaje od privatizacije zbog nemogućnosti da u paketu kupi i energanu bivše Fabrike celuloze i papira, kao i zbog toga što im je onemogućeno korišćenje strojeva za kopanje uglja koji su ostali u jami nakon prve privatizacije. Stoga će pitanje vlasništva i pokretanja proizvodnje uglja u Rudniku morati biti riješeno novim tenderima.

1.2.3 Tržište uglja

1.2.3.1 Pljevaljski ugljeni region

Karakteristike uglja pljevaljskog područja su takve da ga čine traženim tržišnim proizvodom koji mu omogućava širok spektar potrošnje. Osim toga geografski položaj Rudnika čini ga takvim, da u dijapozonu od 150 do 200 km nema konkurenciju.

Prednost ovog Rudnika izražena je u kvalitetu uglja i niskom procentu sumpora, što mu omogućuje da se koristi kao gorivo u većim gradskim sredinama.

Karakteristike uglja i geografski položaj omogućuju Rudniku veću ekspanziju u odnosu na dosadašnju realizaciju uslovljenu mogućnošću proizvodnje zbog stanja u Rudniku.

No, i pored svih prednosti, dominantnu ulogu kao potrošač ima TE „Pljevlja“, kako u prethodnom periodu tako i u narednom, jer samo masovna eksploatacija uglja u regionu ima ekonomsku opravdanost.

U početnoj fazi poslovanja, cjelokupna proizvodnja Rudnika plasirana je na teritoriji grada Pljevalja, pretežno za potrebe lokalnog stanovništva. Početkom 60-tih godina, s povećanjem opsega industrijske proizvodnje u zemlji i potrebom za većom količinom energenata, uglj se počinje plasirati na širem području Crne Gore, Srbije (Kosovo) i Bosne i Hercegovine. Od 1980. godine, veće količine uglja isporučuju se TE „Morava“, Svilajnac, a tokom 1985. godine počinje izvoz uglja za Austriju. Otvaranjem PK „Borovica“ i početkom rada TE „Pljevlja“ 1982. godine, najveći dio proizvedenog uglja usmjerava se za potrebe rada termoelektrane (preko 90 %).

Kretanje proizvodnje i potrošnje uglja u pljevaljskom basenu za razdoblje 1989-2004 prikazano je u sljedećoj tabeli.

**Tabela 1.17. Proizvodnja i potrošnja uglja u pljevaljskom basenu za razdoblje
1989-2004. godine**

Godina	Proizvodnja (000 t)	Potrošnja (000 t)	
		TE Pljevlja	Ostali
1989	1 764	1 443	321
1990	1 729	1 217	511
1991	1 730	1 207	524
1992	1 663	971	692
1993	1 379	939	440
1994	1 194	751	443
1995	770	0	770
1996	1 370	1 031	339
1997	1 269	987	282
1998	1 591	1 330	262
1999	1 500	1 257	243
2000	1 565	1 407	158
2001	1 179	1 027	152
2002	1 751	1 590	161
2003	1 618	1 468	150
2004	1 514	1 377	137

U pogledu asortimana, najveći udio u ostvarenoj realizaciji ima asortiman „sitnog“ uglja (preko 90%), od čega se velika većina plasira TE Pljevlja (preko 90% ukupne realizacije uglja). Asortiman „kocka“ zauzima oko 2,7 % u ukupnoj prodaji, dok asortiman „komad“ ima udio od oko 5,3 %.

U ukupnoj strukturi potrošnje po grupama kupaca, preko 90% realiziranih količina uglja namijenjeno je potrebama Termoelektrane Pljevlja. Kupci iz kategorije opšte i široke potrošnje imali su u 2004. godini udio u ukupnoj potrošnji od 6,5%, dok su industrijski potrošači činili svega 1,1% realizovane prodaje uglja. Najveći industrijski potrošači pljevaljskog uglja su:

- Zastava (Kragujevac)
- Zlatar gumara (Nova Varoš)
- T.K. Lj. Miodragović (Prijeplje)
- Vunarski kombinat (Bijelo Polje)
- 4. novembar (Mojkovac)
- Soko Štark (Andrijevića)
- Midlend (Nikšić)
- Korporacija Jakić (Pljevlja)
- FEP (Plužine)
- Elan (Prijeplje)
- FAP (Priboj)
- Toplota (Užice)
- Beranka (Berane)
- Opeka (Berane)

U pogledu teritorijalne distribucije, najveće količine uglja u 2004. godini realizovane su na području Crne Gore (96,5%), dok je preostalih 3,2% plasirano na području Srbije i 0,3% izvan SCG. Dominantna količina uglja plasirana je putem veleprodaje (u vlastitoj organizaciji, bez

posrednih distributera), i to kupcu TE Pljevlja (96,1% u 2004. godini). Prodaja preko kanala maloprodaje i stovarišta čini ispod 10% ukupne realizovane količine uglja.

Analize koje su urađene u cilju izučavanja tržišta za ugalj pljevaljske regije, ukazuju da se na tržište mimo energetske potrošnje u narednom periodu može plasirati od 300 000 do 400 000 tona godišnje uglja asortimana „komad“, „kocka“ i „sitni“.

1.2.3.2 Rudnik mrkog uglja Berane

Najveći potrošač beranskog uglja bila je Fabrika celuloze i papira u Beranama, a ostatak je bio namijenjen širokoj potrošnji te ostaloj industriji. Razvoj rudnika uveliko je bio pod uticajem potrošača, koji su diktirajući ostvarenje proizvodnje uglja posredno uticali i na nabavku i modernizaciju opreme, održavanje i izgradnju rudarskih objekata, te osiguranje potrebnih kadrova. Iz tih je razloga rudnik često dolazio u financijske i druge poteškoće, što je dovelo do prekida u proizvodnji (1998-2000, kao i 2003-2004. godine) i pokretanja stečajnog postupka.

Mrko-lignitski ugalj u ležištima uglja u Beranama toplotne vrijednosti od 10,2 do 15,3 MJ/kg spada u kvalitetne ugljeve za industrijsku potrošnju.

Proizvodni asortimani su „komad“, „kocka“, „orah“ i „sitni“ čije su toplotne vrijednosti:

„komad“ + „kocka“	15 353 kJ/kg
„orah“	11 459 kJ/kg
„sitni“	10 153 kJ/kg

Deficit ovih ugljeva na prostoru SCG je izražen, tako da se značajne količine ugljeva uvoze prije svega iz Poljske, Slovačke i Bosne i Hercegovine.

Na osnovu djelimičnog istraživanja tržišta, došlo se do podataka da se beranski ugalj može plasirati:

Područje Crne Gore	55 000 t
Područje Srbije	305 000 t

Ukupno	360 000 t
---------------	------------------

Na, i pored ovih potencijalnih mogućnosti za plasman uglja na tržište, aktiviranje Energane u Beranama značajno bi uvelo mogućnosti plasmana uglja. S obzirom da je „Energana“ u vrijeme rada trošila 55 t/h uglja, njenim aktiviranjem problema plasmana uglja ne bi bilo za mogući kapacitet rudnika od 600 000 t godišnje.

1.3 MOGUĆI RAZVOJ KAPACITETA I ULOGA UGLJA U BUDUĆIM ENERGETSKIM BILANSIMA

1.3.1 Pljevaljsko ugljeno područje

Ugalj predstavlja izuzetno značajan energetska potencijal Republike Crne Gore, te će svoju ulogu zasigurno održati i u budućnosti. Njegove su rezerve potpuno definisane u pljevaljskom području, a nedovoljno u beranskom. S obzirom na kvalitet i karakteristike uglja u Crnoj Gori, njegov energetska potencijal moguće je kvalitetno realizovati proizvodnjom električne i toplotne energije, kao i proizvodnjom uglja za tržište.

S tog aspekta razvoj sistema za eksploataciju uglja neraskidivo je vezan za strategiju razvoja elektroenergetskog sistema, tačnije njegovog proizvodnog dijela. Potrošnja uglja u industriji i širokoj potrošnji za red je veličine manja od trenutnog nivoa potrošnje uglja u termoelektrani Pljevlja, a ta bi razlika bila još izraženija u slučaju izgradnje novih izvora električne energije na ugalj. Strateško pitanje na koje se energetske izvore orijentisati u budućem razvoju elektroenergetskog sistema odrediće i prioritete razvoja u sektoru uglja.

Razvoj kapaciteta u pljevaljskom području u zavisnosti je prvenstveno od termo-energetskih postrojenja za proizvodnju električne i toplotne energije.

Iz ovog razloga moguća su dva scenarija razvoja:

I SCENARIO - Proizvodnja uglja za snabdijevanje bloka I TE„Pljevlja" i prodaja uglja na tržištu,

II SCENARIO - Proizvodnja uglja za snabdijevanje bloka I i potencijalnog bloka II TE„Pljevlja" i plasman uglja na tržište.

I SCENARIO - Proizvodnja uglja za snabdijevanje bloka I TE„Pljevlja" i prodaja uglja na tržištu

Razvoj kapaciteta na proizvodnji uglja po ovom scenariju odvijao bi se dinamički sa konstantnim kapacitetom od 1.500.000 t uglja godišnje.

Prva faza proizvodnje definisana je Strategijom prestrukturiranja Rudnika uglja A.D. Pljevlja za period do 2009. godine a proizvodnja bi se obavljala na kopovima „Potrlica" i „Šumane I".

Dinamika proizvodnje data je u narednoj tabeli.

Tabela 1.18. Dinamika proizvodnje uglja

Godina	P.K., „Potrlica“	P.K., „Borovica“	Ukupno (t)	Isporuca uglja	
				Za TE, „Pljevlja“	Ostali potrošači
2005	800 000	700 000	1 500 000	1 400 000	100 000
2006	1 000 000	500 000	1 500 000	1 350 000	150 000
2007	1 150 000	350 000	1 500 000	1 300 000	200 000
2008	1 300 000	200 000	1 500 000	1 300 000	200 000
2009	1 500 000	0	1 500 000	1 250 000	250 000
ukupno	5 750 000	1 750 000	7 500 000	6 600 000	900 000

Nakon perioda od 2009. godine do 2025. godine proizvodnja uglja odvijala bi se samo na površinskom kopu „Potrlica“ računajući i lokalitet „Cementara“ koji čini rudarsko-geološku cjelinu sa P.K., „Potrlica“.

Do 2025. godine po ovom scenariju ukupna proizvodnja bi iznosila

$$20 \times 1.500.000 \text{ t} = 30.000.000 \text{ t uglja}$$

od čega bi za potrebe TE, „Pljevlja“ bilo isporučeno 24.200.000 t, a za ostalu potrošnju 5.800.800 t.

Prosječni koeficijent otkrivke u ovom periodu bio bi 3,95 m³čm/t.

Po ovom scenariju praktično nema razvoja kapaciteta do 2025. godine, a kako i vijek rada bloka I TE, „Pljevlja“ ističe 2022. godine (navršava se 40 godina rada) postavlja se pitanje dalje opravdane eksploatacije uglja u pljevaljskom basenu zbog višestruko smanjenog kapaciteta proizvodnje. U ovoj varijanti mogućnost plasmana uglja na tržište, sa aspekta proizvodnje, postoji u količini od 200.000 do 400.000 t godišnje.

II SCENARIO - Proizvodnja uglja za snabdijevanje bloka I i potencijalnog bloka II TE, „Pljevlja“ i plasman uglja na tržište

Potrebni kapacitet za snabdijevanje ugljem bloka I TE, „Pljevlja“, snage 210 MW i 6.000 h rada godišnje, potrebno je 1 300 000 tona uglja kvaliteta 9 200 kJ/kg.

U periodu nakon završetka radova na kopu „Šumane I“, prosječni kvalitet uglja uz planirani razvoj rudarskih radova, iznosiće 10,40 kJ/kg.

Specifična potrošnja uglja iznosiće:

$$q = \frac{11,500 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}}{10,40 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}} = 1,105 \frac{\text{kg}}{\text{kWh}}$$

Količina uglja za potrebe TE, „Pljevlja I“ iznosiće 111 000 t. Potencijalni blok II za 40 godina rada potrošio bi 44 400 000 t.

U periodu do 2009. godine, proizvodnja bi se odvijala po scenariju I a prema usvojenoj Strategiji restrukturiranja Rudnika uglja A.D. Pljevlja, što znači da bi ukupna proizvodnja iznosila 7 500 000 t, od čega za potrebe TE, „Pljevlja“ 6 600 000 t.

Paralelan rad TE, „Pljevlja I“ i II odvijao bi se od 2010, do 2022, godine. U ovom periodu potrošnja uglja iznosila bi

$$12 \times 2 \times 1\,110\,000 = 26\,640\,000 \text{ t}$$

Ukupna proizvodnja uglja do 2023. godine iznosila bi

$$26\,640\,000 \text{ t} + 7\,500\,000 \text{ t} = 34\,140\,000 \text{ t}$$

Za preostali radni vijek bloka II TE „Pljevlja“ od 28 godina, potrebne količine uglja iznose

$$28 \times 1\,110\,000 \text{ t} = 31\,080\,000 \text{ t}$$

S obzirom na eksploatacione rezerve od 71 511 066 t, može se konstatovati da su rezerve uglja u pljevaljskom ugljenom basenu sa gravitirajućim basenima dovoljne za snabdijevanje ugljem bloka I do kraja vijeka eksploatacije i bloka II, istih karakteristika kao blok I za vijek rada od 40 godina.

Ukupne količine uglja koje bi bile izeksploatisane po ovom scenariju iznose do 2025. godine 34 140 000 t, a do kraja vijeka rada bloka II 65 220 000 t.

Razvoj kapaciteta na proizvodnji uglja odvijao bi se po fazama:

I faza – 2005. – 2009.	1 500 000 t/god
II faza – 2010. – 2022.	2 300 000 t/god
III faza – 2022. – 2025.	1 200 000 t/god

Ukupno	38 700 000 t
---------------	---------------------

Nakon 2025. godine u pljevaljskom ugljenom basenu sa gravitirajućim basenima eksploatacione rezerve uglja iznosile bi 32 811 066 t.

Mogućnost plasmana za ostale potrošače u ovoj varijanti je značajno manji i iznosio bi od 50 000 do 100 000 t/godišnje.

Ovaj scenario ima prednosti iz razloga što bi investiciona ulaganja u blok II na postojećoj lokaciji TE „Pljevlja“ izgrađen dio infrastrukture i pratećih objekata dimenzionisanih za potencijalni blok II.

Zajednički objekti obuhvataju:

- Lučno-betonska brana Otilovići visine 59 m, koja osigurava potrebnu količinu vode za rad bloka I i II,
- Dovodni cjevovod od brane do termoelektrane u dužini od 8 km,
- Dimnjak visine 250 m,
- Doprema uglja,
- Mazutna stanica,
- Pomoćna kotlovnica,
- Kemijska priprema vode,
- Bager stanica (građevinski dio),
- Skladišta i radionice,
- Upravna zgrada i laboratoriji,
- Regulacija rijeke Vezišnice,

- Podstanica za kiselinsko pranje,
- Transformator 32 MVA,
- Nosna dizalica 100/20 u strojarnici,
- Postrojenje za pročišćavanje zamuljenih i zamazućenih voda,
- Rasklopno postrojenje.

Lokacija drugog bloka predviđena je na odobrenoj lokaciji bloka I i dispozicijom idejnog projekta TE 2x210 MW. Na osnovu predračuna investicijskih ulaganja za izgradnju bloka II iz 1978. i stvarno izvedenih radova u toku izgradnje bloka I TE Pljevlja, procjena vrijednosti zajedničkih objekata iznosi 66,6 miliona USD.

S obzirom na spremnost lokacije, postojeću investicijsko-tehničku dokumentaciju, izgrađenost zajedničkih objekata i iskustva kadrova koji su gradili blok I, trajanje izgradnje bloka II procjenjuje se na 4 godine, računajući i pripreme radove. Na osnovu vrijednosti izgrađenih objekata, dosadašnjih preliminarnih ponuda za izgradnju bloka II, potrebnih ulaganja za rješavanje ekoloških pitanja tog prostora i postojećeg iskustva u gradnji bloka I procjenjuje se da bi ukupna potrebna ulaganja u blok II TE Pljevlja oko 120 miliona EUR bila dovoljna, no neke procjene kreću se čak između 170 i 200 miliona EUR, naravno u zavisnosti i od izbora lokacije za II blok TE Pljevlja kao i od upotrijebljene tehnologije.

Osnovu za povećanje kapaciteta proizvodnje uglja kao i električne i toplotne energije iz uglja svakako predstavlja maočki ugljeni basen sa eksploatacionim rezervama uglja sa 113 000 000 tona toplotne vrijednosti od 12,3 MJ/kg.

Mogućnost razvoja kapaciteta na proizvodnji uglja je od 2,5 do 3,0 miliona tona godišnje, što stvara objektivne mogućnosti za izgradnju bloka za proizvodnju električne energije instalisane snage od 300 do 500 MW.

Rezerve i kvalitet ovog ugljenog basena obezbjeđuju kontinuitet proizvodnje uglja i električne energije iz uglja za duži vremenski period.

Izgradnja proizvodnih kapaciteta na bazi maočkog uglja

Otvaranje kopa „Maoče“ zahtjeva vremenski period od 7 do 8 godina, a procijenjena investicija iznosi oko 120 000 000 €.

Izgradnja proizvodnih kapaciteta na bazi maočkog uglja takođe se može posmatrati u 2 (dvije) varijante:

I varijanta – izgradnja TE snage 300 do 500 MW 2013. godine

II varijanta – izgradnja TE snage 300 do 500 MW, objekat kontinuiteta za blok I TE „Pljevlja“

I varijanta - zahtijeva aktivnosti koje moraju početi u 2006. godini da bi se završilo projektovanje i otvaranje kopa Maoče do 2013. godine. Paralelno treba potpuno definisati lokaciju potencijalne TE i otkloniti dilemu izgradnje objekata u Maoču ili u Pljevljima. Izgradnja proizvodnih kapaciteta na bazi maočkog uglja otvara mogućnost izgradnje bloka II TE „Pljevlja“ veće snage. U ovoj varijanti proizvodni kapaciteti u pljevaljskom ugljenom basenu zadržali bi se na godišnjem kapacitetu od 1 500 000 t (scenario I), a potrebni kapacitet površinskog kopa „Maoče“ iznosio bi 2 500 000 t uglja godišnje.

Ukupna proizvodnja uglja, po ovoj varijanti, u pljevaljskom području iznosila bi 4 000 000 tona godišnje.

Ova varijanta takođe otvara značajan prostor za proizvodnju i plasman uglja za industriju i široku potrošnju.

II varijanta – objektivno je realnija zbog obezbjeđenja dugoročnijeg kontinuiteta proizvodnje uglja i električne energije na bazi energetskeg potencijala uglja pljevaljskog područja. Ova varijanta ostavlja dosta prostora za izučavanje racionalnog rješenja kako u pogledu dimenzionisanja kapaciteta, tako i novog izbora lokacije.

1.3.2 Projekat toplifikacije grada Pljevalja



Slika 1.2. Pljevlja

Izvorna dozvola za izgradnju TE Pljevlja uključivala je i zahtjev lokalne zajednice za toplifikaciju grada, pri čemu bi elektrana osiguravala toplu vodu ili paru za grijanje u zgradama. Pošto je izgrađen samo jedan blok termoelektrane, dogovoreno je da se toplotni sistem za grijanje grada instalira kada bude izgrađen drugi blok termoelektrane. Dvadeset godina kasnije, grad još uvijek nema toplotni sistem, a novi blok još nije izgrađen. Sistem koji koristi dio toplote proizvedene u elektrani trebao bi biti ugrađen bez obzira na to hoće li se graditi drugi blok TE Pljevlja.

Lokalne vlasti opštine Pljevlja očekuju od budućeg kupca Termoelektrane da investira u projekat toplifikacije Pljevalja. Od vlasnika TE se očekuje da instalira svu neophodnu opremu na lokaciji same TE, da postavi magistralni vod, vrelovodni razvod do podstanica i podstanice u kojima se temperatura vode prilagođava distribuciji u individualne sisteme centralnog grijanja krajnjih potrošača. Opštinske vlasti namjeravaju osnovati javno preduzeće koje bi preuzelo zadatak instalacije distribucijskog sistema i same distribucije toplotne energije do krajnjih potrošača, održavanje sistema i naplatu utrošene energije. Način financiranja radova na ovom dijelu sistema biće detaljno osmišljen do početka radova na toplifikaciji grada, a očekuje se kombinacija finansiranja iz proračuna, kroz naknade za priključak, samodoprinos i/ili druge načine finansiranja.

Valja napomenuti kako u gradu već postoji oko 40 kotlovnica javnog komunalnog poduzeća i stambenih i drugih zgrada sa sistemima centralnog grijanja, koje mogu biti adaptirane, odnosno može im se promijeniti namjena u podstanice sistema gradskog daljinskog grijanja. U

preliminarnim studijama i investicijskom programu instalacije centralnog toplotnog sistema grada Pljevalja, predviđeno je da se u početku implementacije prve faze projekta i krene od priključenja tih postojećih kapaciteta na novi sistem. Instalirana snaga svih potrošača priključenih na taj način iznosiće 35 MW, a stvarno potrebna količina topline za snabdijevanje priključenih potrošača će iznositi 25 MW. Planirano je da krajem prve faze instalacije sistema (za koju je predviđeno da traje 10 godina) ukupna instalirana snaga potrošača iznosi oko 63 MW.

Na kraju druge faze, za koju će biti potrebno prilagođavanje nekih tehničkih karakteristika sistema i proširivanje kapaciteta na vršnom i rezervnom izvoru toplote u termoelektrani, rast kapaciteta će ići na priključivanje potrošača čija instalirana snaga iznosi oko 102 MW, a stvarna potreba za toplotnom snagom oko 75 MW.

Tehno-ekonomski efekti toplifikacije grada Pljevalja su višestruki. Prvenstveno bi došlo do smanjenja količina potrošenog uglja u gradu u ložištima s niskim stepenom korisnosti, koja rade bez uređaja za zaštitu okoline od zagađivanja. Kvalitet grijanja svakako bi se povećao u odnosu na postojeći, dok bi se cijena grijanja smanjila. Istovremeno bi se povećao stepen djelovanja bloka TE Pljevlja, što bi rezultiralo i smanjenjem cijene kWh na pragu elektrane. Instalacijom toplifikacijskog sistema ostvarile bi se uštede primarne energije (uglja) od oko 80 GWh/god. Usto bi se smanjila i neracionalna potrošnja električne energije za grijanje, te bi došlo do snižavanja nivoa emisije štetnih materija u okolinu što bi poboljšalo ekološku situaciju u gradu. Procjene lokalne uprave pokazuju da bi se instalacijom takvog sistema ugasilo preko 5 000 dimnjaka u gradu. Koristan efekt bi bio i upošljavanje domaće građevinske, mašinske, elektrotehničke i dr. operative.

1.3.3 Beranski ugljeni basen

Istraženost uglja na beranskom području nije na zadovoljavajućem nivou, jer ukupne geološke rezerve višestruko premašuju bilansne, odn. eksploatacijske rezerve, koje iznose 18,5 miliona tona, što odgovara energetske vrijednosti od 253 PJ.

Postojeće rezerve uglja u beranskom basenu iziskuju izvođenje određenih aktivnosti koje bi omogućile optimalnu valorizaciju tog energetskeg resursa u budućnosti. Najprije je potrebno pristupiti izradi cjelovitog projekta istraživanja i projekta doistraživanja pojedinih revira u cilju utvrđivanja rezervi, pre kategorizacije rezervi, te utvrđivanja kvaliteta uglja sa svim potrebnim parametrima. Potom je potrebno pristupiti izvođenju svih projektovanih i revidovanih istražnih radova, laboratorijskih analiza, izradi pratećih studija, kao i cjelovitog elaborata o rezervama uglja. Nakon što se navedeni dokumenti reviduju i verifikuju od strane nadležnog državnog tijela, nužno je napraviti studiju mogućnosti prevođenja određenih količina uglja iz vanbilansnih u bilansne rezerve. Time bi bili stvoreni preduslovi da količine uglja ne budu ograničavajući faktor za gradnju većih potrošača uglja (termoelektrane i sl.) i na duži period.

Uz uslov da se dovoljne količine uglja uspješno prevedu u bilansne rezerve, moguće je na osnovu definisanih rezervi, karakteristika ugljenog sloja i ukupnih rudarsko-geoloških uslova, modernizacijom i rekonstrukcijom jednog dijela postojećih rudarskih objekata i opreme izgraditi rudnik sljedećih osnovnih parametara:

- Kapacitet proizvodnje uglja od maksimalno 600 000 tona uglja godišnje ostvario bi se otkopavanjem na dva otkopna polja primjenom metode „široko čelo“ i kompleksne mehanizacije. Trajanje eksploatacije rudnika s ovim nivoem proizvodnje i trenutnim eksploatacijskim rezervama bilo bi 29 godina.

- Ukupna vrijednost potrebnih investicijskih ulaganja za osposobljavanje rudnika ovog kapaciteta iznosi oko 31 milion EUR, pri čemu najveći dio otpada na uvoznu rudarsko-tehnološku opremu. Specifična ulaganja po jedinici kapaciteta iznose 52 EUR/t. Vrijeme izgradnje rudnika je 3-4 godine, zavisno od stanja pripremljenosti investicijsko-tehničke dokumentacije i dinamike nalaženja potrebnih finansijskih sredstava. Broj zaposlenih u rudniku bio bi oko 500.

Plasman spomenutih 600 000 tona uglja godišnje moguće je ostvariti jedino izgradnjom većeg potrošača, odn. termoelektrane u neposrednoj blizini rudnika, dok bi manji dio uglja bio iskorišćen u industriji i širokoj potrošnji u bližem okruženju. Saobraćajni položaj rudnika i karakteristike uglja ne omogućuju da se ugalj ekonomično transportuje na veće udaljenosti.

U cilju osposobljavanja postojeće energane Berane potreban je remont i neophodna zamjena mlinova za ugalj kao i ugradnja novih dimnih kanala i sistema za odstranjivanje dimnih čestica (ciklon). Takođe, potrebno bi bilo ugraditi elektro-filtre na sistemu izduvnih gasova.

Procjena ulaganja za remont i revitalizaciju energane iznose 2 000 000 €.

U nastavku su navedene tehničke karakteristike energane kao što slijedi:

KOTLOVI

- Proizvođač: *Bapcok*
- Godina proizvodnje: *1962.*
- Rekonstrukcija: *1978.*
- Kapacitet kotlova: *$Q=55 \text{ t/h}$*
- Temperatura pare: *$t_{H_2O}=520-540^{\circ}\text{C}$*
- Sopstvena priprema vode: *3 kolone po 50 m^3 vode/h*
- Kapacitet ventilatora: *$40 \text{ m}^3/\text{sec}$ dimnih gasova*
- Dimnjak visine: *96 m*

TERMOAGREGATI

- Turbina: *Bapcok 2 kom.*
- Pritisak na ulaznu turbinu: *55 bara*
- Minimalna temperatura na ulazu u turbinu: *480°C*
- Minimalna količina pare: *$Q=30 \text{ t/h}$*
- Broj okretaja: *6.000 obrt/min*
- Maksimalna produkcija kondezatora: *12 t/h*
- U sklopu turbine nastaje 2 stepena oduzimanja
I stepen 35 bara količine 20 t/h
II stepen 4 bara količine 20 t/h

GENERATOR *Simens 2 kom.*

- Broj obrtaja: *$n=1.500 \text{ obrt/min}$*
- Snaga: *$P=6,4 \text{ MWh}$*
- Frekvencija: *50 Hz*

1.4 PROIZVODNI TROŠKOVI UGLJA

1.4.1 Utvrđivanje cijene uglja prema važećem zakonodavstvu

Zakon o energetici ("Službeni list RCG", broj 39/2003) predstavlja osnovni propis kojim se uređuju osnovna načela za implementaciju energetske politike i strategije, okvir za sektor energetike, nadležnosti Vlade RCG u sektoru energetike, kao i osnivanje, uloga i odgovornosti regulatornog tijela u pogledu implementacije ovog zakona. Ovaj zakon, između ostalih djelatnosti u energetsom sektoru, uređuje i proizvodnju i tržište uglja za potrebe proizvodnje električne energije, kao jednu od djelatnosti u energetsom sektoru od javnog interesa.

U članu 34. Zakona, koji uređuje isporuku uglja za proizvodnju električne energije, propisuje se kako se ugalj potreban za proizvodnju električne energije u Crnoj Gori obezbjeđuje zaključivanjem ugovora za isporuku uglja. Ugovori za isporuku uglja zaključeni između proizvođača električne energije i proizvođača uglja uključuju:

- 1) cijenu, kvalitet i količinu uglja koji se isporučuje;
- 2) zahtjeve utvrđene energetske bilansom;
- 3) neophodnost za skladištenjem zaliha uglja u količini dovoljnoj da obezbijedi nesmetan rad termoelektrane od najmanje petnaest dana;
- 4) procedure koje utvrđuje Agencija za obavješćivanje tarifnih kupaca u slučaju planiranih ili neplaniranih zastoja u isporuci uglja ili smanjenja utvrđenih količina za isporuku dogovorenu ugovorom za isporuku uglja;
- 5) ostale kriterijume koje, s vremena na vrijeme, može odrediti Agencija.

Član 35. istog Zakona propisuje način formiranja cijena uglja za proizvodnju električne energije. Naime, cijene uglja za proizvodnju električne energije utvrđuju se u skladu sa pravilima koje određuje Agencija za period koji nije duži od pet godina nakon stupanja na snagu Zakona (odnosno najduže do 2008. godine). Utvrđivanju takve cijene treba prethoditi odgovarajuća ekspertiza renomirane organizacije. Pravila Agencije zasnivaju se na:

- 1) Pravednim, nediskriminatornim i transparentnim cijenama za proizvođače uglja i tarifne kupce električne energije;
- 2) Podsticajima za smanjenje budućih troškova;
- 3) Informacijama koje obezbjeđuju proizvođači uglja, a koje se odnose na opravdane troškove poslovanja i uključuju:
 - a. Poreze;
 - b. Amortizaciju;
 - c. Ostale kriterijume koji se odnose na troškove koje je odobrila Agencija;
- 4) Podsticanju investicija za poboljšavanje proizvodnje uglja;
- 5) Ppoboljšanju efikasnosti i smanjenju troškova proizvodnje uglja za duži vremenski period.

Agencija uzima u obzir cijenu isporučenog uglja za proizvodnju električne energije kao opravdani trošak prilikom utvrđivanja tarifa za električnu energiju. Tokom perioda važenja Pravila, Agencija utvrđuje repere za uspješno poslovanje rudnika, kao i ostvarenje proizvodnje uglja u odnosu na

iste. Ukoliko bude neophodno, Agencija ima pravo da angažuje međunarodne eksperte da nezavisno izvrše reviziju troškova i potencijalnih poboljšanja efikasnosti postrojenja za proizvodnju uglja.

Najkasnije u roku od šest mjeseci prije isteka perioda važenja Pravila Agencija će angažovati renomiranu organizaciju za ocjenu izvještaja o poslovanju rudnika. Na osnovu ovog izvještaja, Agencija će odrediti da li je rudnik konkurentan i da li cijena uglja može biti deregulisana ili da li treba nastaviti sa reguliranjem cijena za dodatni vremenski period kojeg utvrđuje Agencija. Agencija dostavlja Vladi spomenuti izvještaj, koji će biti dostupan za javnost. Nakon prijema izvještaja, Vlada donosi konačnu odluku o daljem statusu rudnika, kao i o načinu formiranja cijena uglja.

Odlukom regulatora od 21. oktobra 2005. donesena su „Pravila o načinu utvrđivanja cijene uglja za proizvodnju električne energije“, kojima se uređuje način utvrđivanja cijene uglja za proizvodnju električne energije, metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda Rudnika uglja AD Pljevlja na osnovu odobrenih opravdanih troškova poslovanja, troška amortizacije i odobrenog povrata na investicije, kao i postupak utvrđivanja cijene.

Cilj ovih pravila je da se definišu opravdani troškovi i metodologija utvrđivanja cijene uglja za proizvodnju električne energije, radi pokrivanja troškova proizvodnje uglja i ostvarivanja razumnog povrata na investicije. Pravila trebaju osigurati i da cijena uglja ne sadrži bilo kakve subvencije proizvođaču uglja za obavljanje drugih djelatnosti, kao i utvrditi dokumentaciju koju je proizvođač uglja dužan dostaviti Regulatornoj agenciji za energetiku radi utvrđivanja cijene.

Agencija proizvođaču uglja prilikom odobravanja cijene kroz postupak revizije odobrava maksimalni regulatorno dozvoljeni prihod. Taj prihod treba pokriti ukupne opravdane troškove poslovanja, trošak amortizacije i odobreni povrat na investicije. Pod opravdanim troškovima poslovanja smatraju se tehno-ekonomski opravdani i prihvatljivi troškovi poslovanja u skladu s poslovnim knjigama proizvođača uglja za prethodnu finansijsku godinu, kao i planski podaci zasnivani na programima povećanja efikasnosti poslovanja za tekuću godinu i za period za koji se cijena utvrđuje.

Opravdani troškovi poslovanja (T_o) obračunavaju se prema obrascu:

$$T_o = T_z + T_g + T_{rk} + T_{exp} + T_{zs} + T_e + T_{ex} + T_{rd} + T_k + T_u + T_b + T_p + T_r$$

gdje je:

T_z – godišnji trošak ličnih dohodaka i ostalih ličnih primanja zaposlenih u periodu za koji se podnosi zahtjev jednak je:

$$T_z = T_{z(t-1)} + T_{z(t-1)} \times (X_i - X)/100$$

gdje je:

$T_{z(t-1)}$ – trošak ličnih dohodaka i ostalih ličnih primanja zaposlenih u godini koja neposredno prethodi godini u kojoj se podnosi zahtjev za odobravanje cijene,

X_i – indeks inflacije u godini koja prethodi godini neposredno prije podnošenja zahtjeva, objavljen od strane republičkog zavoda za statistiku,

X – indeks povećanja efikasnosti odobren od strane Agencije nakon temeljitog analiziranja svih okolnosti koje se odnose na učinak proizvođača uglja, uzimajući u obzir marginu za smanjenje troškova i faktor efikasnosti koji je proizvođač uglja predložio u zahtjevu,

T_g – trošak goriva i maziva

T_{rk} – trošak rekultivacije zemljišta

T_{exp} – trošak eksproprijacije,

T_{zs} – trošak zaštite životne sredine,

T_e – trošak električne energije,

T_{ex} – trošak eksploziva i eksplozivnih sredstava,

T_{rd} – trošak rezervnih dijelova i materijala,

T_k – trošak koncesijske naknade,

T_u – trošak usluga trećih osoba,

T_b – trošak tekućih bankarskih, telekomunikacijskih, poštanskih i usluga osiguranja,

T_p – trošak poreza na imovinu i obaveznih doprinosa,

T_r – ostali troškovi.

Trošak amortizacije utvrđuje se na osnovu realne procjene vrijednosti imovine koja je u funkciji obavljanja osnovne djelatnosti, njenog korisnog vijeka trajanja, izbora najprikladnije metode amortizacije i realne stope amortizacije. Prilikom utvrđivanja cijene uglja Agencija razmatra i plan investicija koji predlaže proizvođač uglja.

Proizvođač uglja predlaže godišnji povrat na neto iznos investicija na osnovu vrijednosti imovine koja je u funkciji obavljanja djelatnosti, uzimajući u obzir prosječnu stopu troška kapitala.

Jedinična cijena uglja za proizvodnju električne energije za zajamčenu donju toplotnu moć od 9 211 kJ/kg (C_u) izražava se u eurima po toni (EUR/t) i eurima po gigadžulu (EUR/GJ), a dobija se dijeljenjem ukupno dozvoljenog prihoda, umanjenog za prihod ostvaren prodajom uglja ostalim potrošačima, sa ukupno planiranom isporukom uglja za proizvodnju električne energije za period za koji se cijena utvrđuje, prema formuli:

$$C_u = (T_o + A + P_{inv} - P_{op}) / Q_{isp}$$

gdje je:

T_o – opravdani troškovi poslovanja,

A – trošak amortizacije,

P_{inv} – iznos povrata na investicije,

P_{op} – planirani prihod od prodaje uglja ostalim potrošačima,

Q_{isp} – ukupno planirana isporuka uglja za proizvodnju električne energije.

Agencija utvrđuje cijenu uglja za proizvodnju električne energije na bazi dokumentacije i podataka koje na njen zahtjev dostavlja proizvođač uglja, a koji obavezno sadrže podatke o opravdanim troškovima poslovanja, poticanju investicija za poboljšanje proizvodnje, poboljšanju efikasnosti i smanjenju troškova proizvodnje uglja. Osim finansijskih, proizvođač uglja dužan je osigurati i podatke o fizičkim pokazateljima proizvodnje uglja i otkopavanja otkrivke za prethodnu godinu.

Agencija na osnovu potrebne dokumentacije, analizira dostavljene podatke i donosi odluku o utvrđivanju cijene uglja. Pritom Agencija uzima u obzir i nalaze studija i analiza načinjenih od strane renomiranih organizacija koje su angažovane kroz tehničku pomoć ili na zahtjev Vlade Republike Crne Gore.

Pravila se primjenjuju do 8. jula 2008. godine, ukoliko do tada ne dođe do promjene statusa proizvođača uglja, u smislu prestrukturiranja energetskog sektora na osnovu odluka nadležnih državnih organa, u skladu sa zakonima Republike Crne Gore.

S obzirom da je proces privatizacije 31-postotnog udjela u Rudniku uglja Pljevlja i Termoelektrane Pljevlja u poodmakloj fazi, za očekivati je da će se privatizacija dovršiti prije isteka zakonskog roka u kojem važe Pravila Agencije o određivanju cijene uglja za proizvodnju električne energije. Nakon toga cijena uglja će postati interno pitanje Rudnika i Termoelektrane, budući da će oba subjekta biti u potpuno privatnom vlasništvu. Ono što će biti od zanimanja za Vladu i Agenciju je konačna prodajna cijena električne energije iz TE „Pljevlja“, po kojoj će je otkupljivati Elektroprivreda CG, i njezino će određivanje biti dio ugovora koji se sklopi s najpovoljnijim ponuđačem na tenderu za privatizaciju Rudnika i Termoelektrane. Prema nekim informacijama sa strane Naručioca, prodajna cijena električne energije biće vezana na neki od indeksa cijena na berzi električne energije EEX u Leipzigu.

1.4.2 Pljevaljski basen

Pitanje proizvodne cijene uglja u Rudniku uglja Pljevlja trenutno je predmet brojnih diskusija i razmatranja. Pritom je od posebne važnosti pitanje određivanja cijene uglja za potrebe Termoelektrane Pljevlja, budući da od te cijene izrazito zavisi i cijena proizvodnje električne energije u toj elektrani. Stoga je tom pitanju u zakonskom i institucionalnom okruženju dato posebno mjesto.

Činjenica je da je u Rudniku potrebno sprovesti mjere modernizacije tehnologije i racionalizacije poslovanja, no pitanje je uz koji nivo cijena je to moguće ostvariti. Ta cijena, s druge strane, ne smije biti tolika da prouzrokuje probleme u poslovanju Termoelektrane. Pretpostavlja se da će se nakon dolaska privatnog investitora, koji se odluči za kupovinu Termoelektrane i paketa od 31 % dionica Rudnika, ostvariti uslovi da se sprovedu mjere koje će omogućiti stabilno poslovanje obaju subjekata.

1.4.3 Neriješena pitanja o cijeni uglja za proizvodnju električne energije

Pitanje kupoprodajne cijene uglja iz Rudnika uglja Pljevlja za potrebe Termoelektrane „Pljevlja“, odnosno za proizvodnju električne energije trenutno nema riješen status. Praksa do 2002. godine bila je da cijenu uglja određuje Vlada RCG, godišnjim usaglašavanjem kupoprodajnog ugovora između Rudnika uglja Pljevlja (RUP) i Elektroprivrede Crne Gore (EPCG). Ta cijena je porasla sa 10,56 EUR/t u 2000. godini na 21,44 EUR/t u 2002. godini. Za 2003. i 2004. godinu zbog nesprovođenja pravno valjanog načina definisanja cijene uglja, odn. nepotpisivanja ugovora, došlo je do značajnih razlika u tumačenju međusobnih obaveza od strane RUP-a i EPCG-a. EPCG je donosila poslovni plan računajući sa cijenom uglja od 17,15 EUR/t za garantovanu toplotnu vrijednost od 9 211 kJ/kg, koju je nastavila plaćati i u 2003. i 2004. godini. Međutim, RUP je nastavio fakturirati ugalj po cijeni od 21,44 EUR/t za isti ugalj na osnovu odluke Vlade RCG čije je važenje isteklo 31. marta 2002. godine, shvatajući cijenu od 17,15 EUR/t kao privremenu mjeru koja rezultira nagomilavanjem duga i očekujući da se taj dug naplati od EPCG. Rješavanje ovog duga EPCG-a prema RUP-u od strane EPCG-a, RUP-a i Vlade RCG je u toku. Ovaj dug će biti predmet kompenzacije s dugovima RUP-a prema državi, a država će zamijeniti svoja potraživanja od RUP-a s onima prema EPCG.

S obzirom da nabava uglja predstavlja najveći trošak Termoelektrane Pljevlja (oko 60-70 posto ukupnih troškova), njegova prodajna cijena je ključni faktor opstanka i termoelektrane i rudnika uglja na otvorenom tržištu. Zakon omogućava Regulatornoj agenciji da se za procjenu cijene uglja za potrebe termoelektrane koristi uslugama renomiranih konsultantskih kompanija. Tokom proteklih godina strani su konsultanti načinili nekoliko studija o opravdanoj cijeni uglja za potrebe termoelektrane, kao i ekonomskoj održivosti ova dva međuzavisna proizvodna subjekta:

- Studija o opravdanosti i održivosti površinskog iskopavanja uglja u Pljevljima, IPA Energy Consulting, mart 2003.
- Studija o poslovanju rudnika i termoelektrane kao jedinstvenog kompleksa, s jednim i sa dva bloka termoelektrane, IPA Energy Consulting, septembar 2004.
- Studija o cijeni uglja, RWE, novembar 2004.

IPA u svojoj studiji navodi kako postoji prostor za značajno smanjenje troškova u rudniku i da bi vlasnik rudnika, kao dio procesa restrukturiranja u energetsom sektoru, trebao razmotriti mogućnosti povećanja efikasnosti. Konsultantsku kuću RWE Vlada je angažovala kako bi dobila još jedan predlog cijene uglja, posebno za period 2003-2004, u toku kojeg je RUP fakturisao isporučeni ugalj po cijeni od 21,44 EUR/t, a EPCG priznavala samo 17,15 EUR/t. Predlog RWE konsultanata je da za 2003. i 2004. godinu cijena uglja bude 17,85 EUR/t, u periodu 2005-2008. ta bi cijena iznosila 22,44 EUR/t, a od 2009. bi polako opadala, da bi tek u 2012. bila maksimalno 17 EUR/t. Ta bi dinamika cijena trebala omogućiti prelazni period tokom kojeg bi se u rudniku sprovele mjere povećanja efikasnosti poslovanja. Konačna odluka o cijeni pljevaljskog uglja za proizvodnju električne energije još uvijek nije donešena.

S obzirom na neodređenost cijene uglja, zanimljivo je pogledati s kojim cijenama u svojim energetske planovima računaju druge zemlje. U studiji [50] ispitani su troškovi proizvodnje električne energije za različite tehnologije koje će se graditi u budućnosti. U istraživanju je učestvovalo 19 zemalja OECD-a, te agencija IAEA i Evropska komisija, koje su dostavile podatke o elektranama koje se planiraju izgraditi u bliskoj budućnosti. Među njima je bilo i nekoliko novih termoelektrana na lignit, a pretpostavljene cijene lignita u 2010. godini prikazane su u sljedećoj tabeli.

Tabela 1.19. Cijene lignita za nove termoelektrane u nekim državama

Zemlja	Cijena lignita (EUR/GJ)
Njemačka	1,00
Slovačka	2,54
Turska	2,39
Bugarska	1,02
Rumunija	2,00

Dakako, prikazane cijene mogu poslužiti samo kao orijentacijske, budući da cijena lignita zavisi od mnoštva faktora vezanih uz konkretnu lokaciju. Pa ipak, cijene u gornjoj tabeli pružaju određeni osjećaj koji se raspon cijena može očekivati u budućim termoelektranama na lignit.

1.4.4 Cijene uglja iz pljevaljskog područja na pragu TE Pljevlja

Proizvodne cijene uglja iz ležišta pljevaljskog područja, prema informacijama dobivenim iz Rudnika uglja A.D. Pljevlja, prikazane su u sljedećoj tabeli.

Tabela 1.20. Cijene uglja iz ležišta pljevaljskog područja na pragu TE Pljevlja

Ležište ugaljuglja	Cijena topline (EUR/GJ)	Topl. vrijednost (kJ/kg)	Cijena ugaljuglja (EUR/t)
Potrlica	2,33	10 720	24,98
Cementara	1,70	11 439	19,45
Kalušići	2,43	7 200	17,50
Ljuće-Šumani I	1,15	8 655	9,95
Bakrenjače	1,37	10 914	14,95
Otilovići	2,19	10 510	23,02
Mataruge	2,08	8 150	16,95
Maoče	2,35	12 342	29,00

Izvor: Rudnik uglja A.D. Pljevlja

Ležišta uglja „Grevo“, „Rabitlje“ i „Komini“ se na osnovu činjeničnog stanja smatraju vanbilansnim rezervama, pa iz tog razloga cijene uglja za njih nisu izračunate. Cijene su dobivene na osnovu raspoloživih podataka iz postojeće tehničke dokumentacije, kao i procjena na osnovu uslova eksploatacije za ležišta koja nijesu u potpunosti tehno-ekonomski definisana. Troškovi prikazani u tabeli u sebi sadrže i troškove transporta uglja, izračunate za prevoz do deponija uglja na postojećoj lokaciji TE Pljevlja.

Osim Termoelektrane Pljevlja, RUP ugljem snabdijeva i industrijske i ostale potrošače u pljevaljskoj regiji. Važeće cijene uglja iz Rudnika uglja Pljevlja za industriju i široku potrošnju predočene su u sljedećoj tabeli.

Tabela 1.21. Cjenik proizvoda Rudnika uglja Pljevlja za industriju i široku potrošnju

	Komad – kocka EUR/t	Orah EUR/t	Sitni EUR/t
Franko utovareno na separaciji:			
- proizvođačka cijena	35,21	30,51	25,69
- prodajna cijena s porezom	40,49	35,09	29,54
Utovareno na vagon u Prijepolju:			
- veleprodajna cijena	44,14	39,31	34,34
- maloprodajna cijena	57,20	50,94	44,51
Maloprodajna cijena u Pljevljima:	43,73	37,89	31,90

1.4.5 Beranski basen

S obzirom na neizvjesno poslovno stanje Rudnika mrkog uglja „Ivangrad“ – Berane, nisu dostupni aktualni podaci o proizvodnoj cijeni uglja u tom rudniku. Stoga je na ovom mjestu eventualno moguće dati neke naznake buduće proizvodne cijene uglja iz proširenog, odn. novoizgrađenog beranskog rudnika prema [6]. Naime, prema tom materijalu, pretpostavljeni parametri novog rudnika su: godišnja proizvodnja od 600 000 tona, investicije od oko 31 milion EUR, te radna snaga od oko 500 radnika. Novi rudnik bi ugljem obezbeđivao termoelektranu snage 110 MW na beranskom području.

Uz ove i još neke druge pretpostavke, u okviru materijala [6], dobivena je proizvodna cijena koštanja uglja iz rudnika Berane u iznosu od 26,03 EUR/t. Izraženo u energetske jedinice, radi se o cijeni od 1,9 EUR/GJ. U navedenoj cijeni obuhvaćeni su proizvodni troškovi i troškovi kamata po kreditima, a troškovi otplata po kreditima su planirani da se vraćaju iz sredstava amortizacije.

Navedena cijena može poslužiti kao dobra orijentacija, ali treba imati na umu da je ta brojka dobivena iz ulaznih parametara čija je pouzdanost upitna. Pri tome se ponajprije misli na već spomenuti problem slabe istraženosti rezervi uglja.

1.5 EKOLOŠKI ASPEKTI PROIZVODNJE

Problem zaštite životne sredine u svjetskoj javnosti posljednjih godina dobija sve veću težinu. Nastojanja za očuvanjem kvaliteta okoline, kako na lokalnom i regionalnom, tako i na globalno nivou formulirana su kroz prilično velik broj međunarodnih sporazuma i protokola kojim se države svijeta obvezuju na preduzimanje određenih aktivnosti s ciljem smanjenja uticaja ljudskih aktivnosti na okolinu.

Prostor Pljevalja jedan je od ekološki najopterećenijih u Crnoj Gori (uz područja oko Kombinata aluminijuma Podgorica i Željezare Nikšić), što je posljedica aktivnosti rudnika uglja, termoelektrane, kao i manjih kotlovnica u samom gradu. U tim se krajevima javlja natprosječna učestalost respiratornih oboljenja, a sadržaj SO₂ i prašine u vazduhu daleko prelazi standardne vrijednosti u odnosu na nacionalne standarde kvaliteta vazduha. Tako je u području Pljevalja, koje je smješteno u dolini s vlažnom klimom i slabim vjetrom u toku dvije trećine godine, učestalost oboljenja disajnih organa znatno iznad prosjeka u Republici Crnoj Gori. Takođe, zbog djelovanja otpadnih voda iz spomenutih postrojenja tamošnje su rijeke Vezišnica i Čehotina najzagađenije vodne površine u Crnoj Gori. Konačno, jalovina iz rudnika uglja smatra se, zajedno s pepelom i šljakom iz TE Pljevlja, opasnim otpadom.

Negativni uticaji na životnu sredinu sistema za eksploataciju uglja i tehnoloških sistema za proizvodnju energije iz uglja su brojni i ne mogu se lako otkloniti. Ako posmatramo samo osnovne elemente ove tehnologije: iskopavanje više miliona tona uglja, njegovo sagorjevanje sa ispuštanjem velikih količina štetnih gasova i prašine, deponovanje značajnih količina pepela i šljake, deponovanje više miliona tona otkrivke i drugi prateći elementi, vidimo da ova proizvodnja utiče na sve segmente životne sredine: zemljište, vazduh, vodu, narušavanje okoline bukom i toplotom, floru, faunu i zdravlje ljudi.

1.5.1 Površinska eksploatacija uglja

Uticaji su veoma raznovrsni i zahtjevaju modelovanje tih uticaja:

- kompleksna hidrogeološka
- integralno prostorna uključujući
 - o rekultivaciju površina
 - o rešavanje iseljenja
 - o pejzažne vrijednosti
 - o prostiranje prašine i gasova
 - o prostirane buke
 - o uticaja na mikroklimu

Uticaji su različitog inteziteta

Lokalnog su karaktera –Domet je nekoliko kilometara od granica kopa.

Domet uticaja se stalno mijenja tokom eksploatacije napretkom fronta eksploatacije.

Uticaj na zemljište

- Poremećaj reljefa na užem lokalitetu (uzvišenja, iskopi)
- Poremećaj stabilnosti terena i povećanje sklonosti ka eroziji (u kosinama se pojavljuju klizišta i odronjavanja a na deponijama i odlagalištima spiranja, jaruženja i erozija);
- Degradacija površinskog sloja zemljišta;
- Zauzimanje terena za smještaj objekata i pogona površinskih kopova;
- Izmještanje rječnih tokova, izgradnja brana, kanalisanje i izmjena hidrografske mreže.

Uticaj na vode

Zagađenje voda nastaje rudarskom djelatnošću i odvodnjavanjem. Najznačajnije su vode od odvodnjavanja površinskih kopova. Količina ovih voda je do 15 000 000 m³ godišnje. Ove vode potiču od odvodnjavanja eksploatacionih površina. Nastaju od atmosferskih voda koje se slivaju sa etaža i podzemnih voda. Prikupljaju se na najnižim kotama kopa u vodosabirnicima a odatle se ispumpavaju u vodoprijemnik.

Osim ovih voda prisutne su i otpadne vode iz radionica i servisa, postrojenja za pripremu uglja kao i sanitarne i fekalne vode.

Narušavanje okoline bukom

Emitovanje buke u okolinu nastaje upotrebom rudarske mehanizacije, postrojenja, kao i miniranja. Emituje se u okolinu buka intenziteta preko 80 dB .

Uticaj na klimu

Izmjena morfologije terena utiče na strujanje vazduha i stabilnost atmosfere; aero-zagađenje na osunčanost i formiranje magle; akumulacije, vodosabirnici, kao i površine bez vegetacije utiču na mikroklimatske uslove.

Uticaj na vazduh

Aero-zagađenje nastaje kao posledica emitovanja prašine, štetnih gasova od oksidacije i samozapaljenja uglja, miniranja i izduvnih gasova motora SUS. Gasoviti proizvodi su osnovni nosioci toksičnih materija koje se emituju u atmosferu. Osnovne komponente su CO, SO_x, NO_x, H₂S, a u različitim fazama se obrazuje čitav niz produkata termičkog razlaganja i parcijalne oksidacije goriva do PAH i čađi.

Ostali uticaji

Formiranje akumulacija, promjena režima vodotokova i hidrografske mreže, hidrogeoloških uslova, seizmička aktivnost pri miniranju, indukovana seizmičnost usled formiranja akumulacija i odlagališta, estetski uticaj, štetna zračenja.

1.5.2 Termoeenergetski objekti



Slika 1.3. TE Pljevlja

TE vrši uticaj na okolinu višestruko i intenzivno. To je zagađivanje vazduha, zemljišta, potrošnja tehnološke vode, ispuštanje otpadnih voda i narušavanje okoline bukom i toplotom.

Najznačajnija zagađenja vazduha dolaze sa dimnim gasovima. To su SO_2 , NO_x , CO_x , leteći pepeo, fluoridi, fenolne materije i dr. Zagađenje vazduha djeluje na živu prirodu, zdravlje ljudi, na okolno zemljište, na materijalna dobra i biosveru. Uticaji su raznovrsni kako po načinu djelovanja tako po intenzitetu.

Čestična zagađenja najviše ugrožavaju bližu okolinu TE. Sadrže teške metale, okside i druga jedinjenja ili su nosioci drugih polutanata (SO_2 , NO_x , PAH,).

Najveći uticaj na okolinu ima SO_2 i NO_x koji izazivaju kisele kiše, što za posledicu ima zakiseljavanje zemljišta, aktivaciju teških metala, uticaj na poljoprivrednu i šumsku vegetaciju, materijale i dr.

Sledeću grupu štetnih materija u dimni gasovima čine „gasovi staklene bašte” (CO_2 , CH_4 , N_2O i dr.).

NO_x pod uticajem sunčevog zračenja podliježe fotohemijskoj oksidaciji pri čemu nastaje ozon i drugi fotooksidanti.

Osim toga i deponija pepela, šljake kao i deponija uglja vrše uticaj u uslovima neadekvatnog održavanja.

Zagađenje voda je vrlo intenzivno iz različitih izvora.

Zagađivanje zemljišta je vrlo intenzivno putem aerozagađenja i otpadnih voda, a prisutno je i zauzimanje zemljišta za smještaj objekata i deponija pepela i uglja.

Narušavanje okoline, ispuštanjem toplote u atmosferu putem recirkulacionog rashladnog tornja što izaziva povećanje vlažnosti, smanjenje insolacije, pojavu magle i drugo.

1.5.3 Kvalitet životne sredine – postojeće stanje

1.5.3.1 Zemljište

Kao Komponenta životne sredine zemljište je izloženo negativnim promjenama koje se odražavaju u izmjeni reljefa i opštoj devastaciji na velikim površinama, gubicima kvalitetnog poljoprivrednog zemljišta i u zagađivanju zemljišta.

Zauzimanjem kvalitetnog zemljišta za smještaj industrijskih objekata izgubljeno je oko 220 ha. (TE, FC, KID, CIGLANA) bez urbane izgradnje i puteva.

Privremeno je isključeno iz poljoprivredne proizvodnje oko 700 ha, od čega P.K., „Rudnika uglja“ otpada 90%. Značajna su i oštećenja kao posledica erozionih pojava.

Veoma snažan razvoj ima i tendencija daljeg i većeg osvajanja novih površina usled povećanja potreba u energiji i izgradnji naselja, saobraćajnica i dr.

Prisutne su i neke promjene u hemiskim osobinama zemljišta, tj. zakiseljavanje udaljenih lokaliteta a povećanje alkalnosti u Pljevaljskom polju.

Na osnovu detekcije vještačkih radionukleida (CS 137), kao posledice akcidenta u Černobilu zabilježeno je značajno povećanje vještačke radioaktivnosti u odnosu na pređašnje stanje. (prosječno 210 Bekarela/kg).

Preliminarna istraživanja radioaktivnosti pepela i šljake TE, „Pljevlja“ (P.Vukotić) nalažu sistematsku kontrolu aktivnosti različitih uzoraka iz životne sredine sa ciljem da se procijeni eventualno povećanje iznad prirodnog fona u okolini TE, zatim procjenu odgovarajućeg efekta „tehnološki izmijenjene prirodne aktivnosti“ na zdravlje populacije koja živi u ovoj sredini.

1.5.3.2 Vode

I prema SIZŽS, kao i prema CETI CG utvrđeni bonitet voda rijeke Čehotine jasno potvrđuje prisustvo zagađivača i njihov uticaj na vode tog vodotoka. Vode rijeke Čehotine uzvodno od Pljevalja posjeduju bonitetnu klasu A1 C I, a u nizvodnom toku A2 C II, kategoriju a u određenim akcidentnim situacijama je van kategorije. Među pritokama najugroženije su Vezišnica (nizvodno od TE), kao i Breznica na nizvodnom dijelu. Među zagađenjima površinskih voda preovlađuju otpadne vode različitog porijekla i sastava: komunalne otpadne vode, industrijske i tehnološke, vode od odvodnjavanja rudničkih kopova, atmosferske i dr. Prema raspoloživim podacima u rijeku Čehotinu i njene pritoke se unese oko $17 \times 10^6 \text{ m}^3$ otpadnih voda tako da je rijeka Čehotina neposredno ili posredno preko svojih pritoka glavni prijemnik zagađenja sa ovog područja.

1.5.3.3 Vazduh

Kvalitet vazduha u pljevaljskoj kotlini je rezultat emisija iz brojnih izvora kao i geomorfološki i klimatskih karakteristika. Opšti pokazatelji zagađenja vazduha od urbanih izvora (kućna ložišta, kotlarnice, saobraćaj) u velikoj mjeri se poklapaju sa specifičnim pokazateljima od lokalnih proizvodnih procesa s obzirom na karakter privrede (rudarstvo i energetika). Prema SIZŽS na osnovu analize i obrade svih do tada prikupljenih podataka zaključuje se sledeće: da opšti pokazatelji zagađenja vazduha SO_2 - dim NO_x - čađ i oksidansi u velikom dijelu godine ne predstavljaju dominantno zagađenje već je to u prvom redu sadržaj lebdećih čestica.

Vrednovanje kvaliteta vazduha po uobičajenoj metodologiji na osnovu opštih pokazatelja zagađenosti dovodi do zaključka da je atmosfera Pljevalja malo ili umjereno zagađena dok bi ocjena kvaliteta vazduha na osnovu sadržaja lebdećih čestica i specifičnih pokazatelja zagađenosti svrstala Pljevlja u veoma ugroženo područje. Specifični pokazatelji zagađenja vazduha: fenolne materije, fluoridi, H_2S , merkaptani, formaldehid, kao i teški metali i PAH u lebdećim česticama predstavljaju značajno zagađenje vazduha i negativno djeluju na zdravstveno stanje stanovništva.

Na osnovu mjerenja CETI CG za četvorogodišnji period 1998-2001 na dvije lokacije (Komini i SO) rezultati su sledeći: koncentracija SO_2 kao C srednje su ispod GVZ-a, a kao C maksimalno neznatno prelaze dozvoljene norme. Koncentracije NO_x su daleko ispod dozvoljenih normi, koncentracije dima i čađi kao C srednje su u dozvoljenim granicama, dok C maksimalno prevazilazi GV posebno na lokalitetu SO.

Koncentracija lebdećih čestica kao C srednje su u granicama dozvoljenih dok kao C maksimalne prevazilaze dozvoljene norme. Sadržaj taložnih materija kao C srednje je u dozvoljenim granicama, dok kao C maksimalno u 1999 godini prevazilazi dozvoljene norme. Sadržaj olova u lebdećim i taložnim česticama je u dozvoljenim granicama dok je sadržaj kadmijuma u lebdećim česticama iznad GVZd.

1.5.4 Toplifikacija grada Pljevalja i zaštita okoline u Strategiji razvoja energetike



Slika 1.4. Grad Pljevlja

U opštini Pljevlja, koja broji oko 20 000 stanovnika, trenutno postoji mnogo malih centara za grijanje koji snabdijevaju jednu ili nekoliko kuća. Trenutna cijena toplotne energije za grijanje stanova procijenjena je na oko 1 EUR/m². Procjene govore da bi nakon instalacije sistema daljinskog grijanja u TE Pljevlja cijena grijanja mogla biti smanjena, a uz istovremeno povećanje kvaliteta grijanja.

Toplifikaciji grada treba pristupiti iz više razloga:

Prvenstveno radi racionalnijeg korišćenja energije pri proizvodnji električne energije i korišćenja otpadne toplote. Postignuti stepeni korisnosti klasičnih termoelektrana pri proizvodnji samo

električne energije kreću se od 30-40% dok se pri kombinovanoj proizvodnji električne i toplotne energije postiže stepen korisnosti od 65-75%. Dosadašnja istraživanja pokazuju da bi cijena grijanja, koja sada iznosi 1 EUR/m² površine stana, instalisanjem sistema daljinskog grijanja bila niža uz povećanje kvaliteta grijanja.

Međutim, u prvi plan dolaze ekološke prednosti toplifikacije koje se ogledaju u integrisanim kapacitetima i njihovoj lokaciji van grada, smanjenjem emisije štetnih materija, kao i smanjenju neposrednog uticaja na zagađenje okoline.

1.5.4.1 Prednosti toplifikacije

Značajni efekti na ekonomskom planu (uštede uglja i električne energije, veći stepen iskorišćenja TE„Pljevlja“), instalacija gradskog sistema daljinskog grijanja imala bi velik uticaj i na stanje životne sredine u opštini Pljevlja. Procjene lokalne uprave pokazuju da bi se instalacijom takvog sistema ugasilo preko 5 000 dimnjaka u gradu, a potrošnja uglja bi opala za oko 100 000 tona godišnje.

- Integrisanim snabdijevanjem toplotne energije za potrebe zagrijavanja i zagrijavanja potrošne tople vode skoncentrisane u jednom izvoru postiže se bolji stepen iskorišćenja što znači manje količine goriva za iste krajnje potrebe a samim tim i manje emisija zagađujućih materija u okolini.
- Toplotni izvor smješten van grada u oblasti većeg ekološkog kapaciteta okoline i omogućuje preduzimanje mjera zaštite okoline i optimizaciju tehničkih rješenja. Omogućuje se visoko efikasno prečišćavanje dimnih gasova i njihovo razrjeđenje (disperzija) preko visokog dimnjaka a postaje ekonomski prihvatljivo ugrađivanje postrojenja za odsumporavanje dimnnih gasova i preduzimanje ostalih mjera za racionalno korišćenje izdvojenih otpadnih efluenata (tretman i recirkulacija otpadnih voda), praćenje stanja zagađenosti okoline i dr.
- Zagađenje u zoni kretanja ljudi postaje znatno podnošljivije jer je izvor zagađenja sada udaljen a koncentracija štetnih materija znatno manja.
- Uticaj sekundarnih koristi toplifikacije dolazi sve više do izražaja a to se ogleda u znatnom smanjenju zagađenja od transporta u gradu zbog odsustva prevoza i manipulacije ugljem, šljakom i pepelom do i od individualnih potrošača kao i prljanja grada koje je najizraženije upravo u samoj zoni kretanja ljudi.
- Druga sekundarna korist koja nije zanemarljiva je ušteda goriva koje se troši na transport uglja, pepela i šljake i naravno smanjenje emisije štetnih materija u okolinu. Tome se dodaje i smanjenje troškova radne snage za manipulaciju goriva i pepela.
- Gašenjem kotlarnica i individualnih ložišta grad se oslobađa dimnih gasova, prašine i čađi ali i cirkulacije transportnih vozila, prljanja ulica i buke.

1.5.5 Zakonske obaveze vezano uz zaštitu životne sredine

1.5.5.1 Domaći propisi

U ovom se dijelu analizira Zakon o životnoj sredini, koji zajedno s podzakonskim aktima koji iz njega proizlaze predstavlja osnov pravnoga okvira zaštite životne sredine u Republici Crnoj Gori, te se navode i ostali propisi relevantni za materiju zaštite životne sredine. Osim toga, u „Službenom listu RCG“, broj 80/2005 objavljeni su Zakon o strateškoj procjeni uticaja na životnu sredinu, Zakon o procjeni uticaja na životnu sredinu i Zakon o integrisanom sprječavanju i kontroli zagađivanja životne sredine. Zakoni su već stupili na snagu, a primjenjivaće se od 1. januara 2008. godine. U istom službenom listu objavljen je i Zakon o upravljanju otpadom, koji je takođe stupio na snagu, a primjenjivaće se od 1. novembra 2008. godine. Sva četiri propisa usklađena su sa zakonodavstvom EU.

Zakon o životnoj sredini ("Službeni list RCG", broj 12/96 i 55/00) je osnovni propis za područje ekologije. Prema Zakonu, životna sredina je prirodno okruženje: vazduh, zemljište, voda i more, biljni i životinjski svijet, pojave i djelovanja: klima, ionizirajuća zračenja, buka i vibracije; kao i okruženje koje je stvorio čovjek: gradovi i naselja, kulturno istorijska baština, infrastrukturni, industrijski i drugi objekti.

Ovim zakonom RCG usklađuje svoj privredni i društveni razvoj s načelima zaštite životne sredine. Republika Crna Gora osniva znak " CRNA GORA EKOLOŠKA DRŽAVA" kojim se izražava identitet Crne Gore kao ekološke države. Prirodna bogatstva se koriste skladno načelima zaštite životne sredine, zakonom, ekološkom i razvojnom politikom, pod uslovom da se ne ugrožava životna sredina drugih zemalja.

Zaštita životne sredine zasniva se na sljedećim načelima: očuvanja prirodnih vrijednosti, biološke raznolikosti, smanjenja rizika, procjene uticaja na životnu sredinu, alternativnih rješenja, supstitucije kemikalija, ponovne upotrebe i reciklaže, odgovornosti zagađivača za zagađivanje i plaćanje štete, plaćanja za korišćenje prirodnih bogatstava, obaveznog osiguranja, javnosti podataka o stanju životne sredine i obaveštavanja (član 7.).

Zagađivanje životne sredine je unošenje zagađujućih materijala, buke i energije u životnu sredinu, izazvano ljudskom djelatnošću ili prirodnim procesom, koje ima za posledicu promjenu fizičkih, hemijskih i bioloških svojstava životne sredine. Zagađivač je domaća ili strana pravna ili fizička osoba koja svojom aktivnošću ispušta u životnu sredinu (vodu, vazduh, zemljište) zagađujuće materije, buku i energiju u koncentracijama ili količinama koje remete prirodnu ravnotežu između živog i neživog svijeta i procese u prirodi. Zahvaćeni su svi radovi ili aktivnosti koje mogu dovesti do privremene ili trajne degradacije životne sredine, a koji se odnose na korišćenje prostora, izgradnju ili rekonstrukciju objekata, uvođenje i promjenu tehnologija, eksploataciju prirodnih bogatstava i izvođenje drugih radova. Zakon dosta opširno definiše i ostale osnovne pojmove koji čine sistem prava zaštite životne sredine (članak 8.).

U sprovođenju zaštite životne sredine važnu ulogu imaju standardi i normativi kakvoće životne sredine koje donosi Vlada CG, a dijele se na:

- Standarde kvaliteta životne sredine,
- Standarde emisije,
- Standarde procesa proizvodnje (članak 16).

Drugi važan instrument u sprovođenju zaštite je procjena uticaja na životnu sredinu koju su obavezni izraditi investitori (domaća ili strana pravna i fizička lica), za sve zahvate koji se

planiraju i realizuju, a koji mogu dovesti do zagađenja životne sredine odnosno koji predstavljaju rizik po životnu sredinu (član 17).

Prije izvršenja opisanih zahvata investitor sprovodi postupak prethodne procjene uticaja na životnu sredinu. Procjenom se identifikuju, opisuju i predviđaju direktni i indirektni uticaji na životnu sredinu i to posebno i pojedinačno na ljude, floru i faunu; zemljište, vodu i more, vazduh, klimu i pejisaž; njihovo međusobno djelovanje, materijalna dobra i historijsko-kulturno nasljeđe te ekonomsko i socijalno okruženje. Troškove izrade procjene snosi investitor.

Saglasnost na procjenu daje ministarstvo nadležno za poslove zaštite životne sredine i bez pribavljene saglasnosti ne može se ishoditi odobrenje za realizaciju zahvata.

Vlada CG propisuje vrste zahvata za koje je potrebna izrada procjene, sadržaj i metodu izrade, izbor lokacije, način ocjene i verifikacije, učešće javnosti i druga pitanja koja su značajna za izradu procjene uticaja na životnu sredinu (Uredba o procjeni uticaja na životnu sredinu "Službeni list RCG", broj 14/97). Njome je propisano da je procjenu uticaja na životnu sredinu dužan izraditi i investitor za hidroelektrane i pripadajuće objekte i postrojenja. U Uredbi se dalje navodi da je elaborat procjene sastavni dio tehničke dokumentacije.

Republika Crna Gora osigurava kontinuirano praćenje stanja životne sredine putem sljedećih parametara:

- stepen zagađenosti vazduha, vode, mora, zemljišta, flore i faune,
- klimatske promjene,
- ionizirajuće i ne-ionizirajuće zračenje,
- buka i vibracije

Pored toga Crna Gora sprovodi preuzete obaveze iz međunarodnih ugovora i konvencija. Na osnovu zakonskih ovlašćenja, Vlada CG donosi program nadzora (*monitoring*) životne sredine (član 21).

Pravna i fizička lica koja obavljaju djelatnost za koju je propisana izrada procjene dužne su same ili preko ovlašćenih institucija pratiti svoje emisije, učestvovati u troškovima mjerenja emisija i pratiti druge uticaje svoje djelatnosti na životnu sredinu. Ministarstvo propisuje vrstu emisija koja su predmet praćenja stanja životne sredine, uzimanje uzoraka, način evidentiranja, rok za dostavu podataka i druge uslove koje mora ispunjavati ustanova ovlašćena za praćenje zagađenja životne sredine (članak 22.).

Zakonom se osniva katastar zagađenja životne sredine Republike CG čiji sadržaj, način izrade i vođenja propisuje ministarstvo nadležno za poslove zaštite životne sredine koje i vodi katastar zagađivanja (članak 23.). Zakon predviđa i da se posebnim propisima utvrde uslovi za olakšice, oslobođenja od plaćanja poreza te stimulacije za subjekte koji pridonose smanjenju negativnih uticaja na životnu sredinu (članak 24.).

Na osnovu zakonska ovlašćenja ministarstvo uspostavlja i vodi obavještajni sistem životne sredine (članak 25.). Tijela, organizacije i druga pravna lica koja prate i proučavaju životnu sredinu dužna su ministarstvu dostaviti podatke i informacije neophodne za djelovanje obavještajnog sistema. Zagađivači koji kontinuirano imaju emisiju zagađujućih materija dužni su uspostaviti vlastiti sistem za automatsko praćenje i obradu podataka koji mora biti povezan s republičkim obavještajnim sistemom. Listu takvih zagađivača donosi Vlada CG.

Republika je dužna obavještavati građane o stanju životne sredine kao i o zagađenjima koji mogu predstavljati opasnost po život i zdravlje ljudi. Svi podaci o stanju i kvalitetu životne sredine su javni.

Pravno ili fizičko lice koje prouzroči zagađenje životne sredine dužno je odmah preduzeti mjere za uklanjanje opasnosti i daljih šteta, obavijestiti nadležnu inspekciju te sanirati i snositi sve štete

nastale zagađivanjem kao i troškove vezane uz preduzimanje mjera za uklanjanje opasnosti (članak 29.). Takođe, lica koja svojom djelatnošću mogu ugroziti životnu sredinu dužna su se kod trećeg lica osigurati od odgovornosti za štetu. U slučaju prekoračenja propisanih nivoa emisija i drugih uticaja odgovorno lice mora izraditi i realizovati sanacijski program u roku koji odredi nadležno ministarstvo koje i daje saglasnost na sanacijski program. Zakon propisuje solidarnu odgovornost za više počinitelja zagađenja u slučaju da se ne može utvrditi njihov udio u zagađenju.

Zaštita životne sredine financira se iz proračuna, eko-naknada, naplaćenih kazni po osnovu ovog zakona, posebnih izvora koje propisuje lokalna samouprava uz saglasnost Vlade CG i drugih izvora. (članak 35).

Eko naknade su:

- naknade za investicije,
- naknade zbog zagađenja životne sredine po načelu "zagađivač plaća".

Naknadu za investicije plaća investitor na investicijske radove i to 2% na vrijednost investicija koje nisu u neposrednoj funkciji zaštite životnih dobara i 1% na vrijednost investicija za koje je propisana izrada procjene. 10% navedenih sredstava investitor mora platiti u trenutku izdavanja saglasnosti na procjenu, a ostalo sukcesivno prema obračunskim situacijama. Uplata navedenih sredstava je uslov za izdavanje upotrebne dozvole (Član 37).

Naknade zbog zagađenja životne sredine po načelu „zagađivač plaća“ plaćaju pravna i fizička lica za ispuštanje zagađujućih materija u vazduh, korišćenje fosilnih goriva, korišćenje supstanci koje uništavaju ozonski omotač, korišćenje ulja za podmazivanje, stvaranje i odlaganje opasnog otpada te korišćenje motornih vozila, aviona i plovniha objekata. Navedene naknade, način obračuna i plaćanja utvrđuje Vlada CG.

Upravni nadzor nad primjenom zakona obavlja ministarstvo nadležno za zaštitu životne sredine, dok inspekcijski nadzor obavlja ekološka inspekcija.

U nastavku se navode i drugi propisi relevantni za zaštitu životne sredine:

- Zakon o zaštiti od ionizirajućih zračenja („Službeni list RCG“, broj 46/96)
- Zakon o nacionalnim parkovima („Službeni list RCG“, broj 47/91, 17/92, 27/94)
- Uredba o procjeni uticaja zahvata na životnu sredinu („Službeni list RCG“, broj 14/97)
- Uredba o visini, naknadama, načinu obračuna i plaćanja naknada zbog zagađivanja životne sredine („Službeni list RCG“, 9/00)
- Odluka o sistematskom ispitivanju sadržaja radionuklida u životnoj sredini („Službeni list SRJ“, broj 45/97)
- Odluka o obrazovanju savjeta za održivi razvoj („Službeni list RCG“, broj 53/02)
- Pravilnik o emisiji zagađujućih materija u vazduhu („Službeni list RCG“, broj 25/01)
- Pravilnik o dozvoljenim koncentracijama štetnih i opasnih materija u zemljištu i metodama za njihovo ispitivanje („Službeni list RCG“, broj 18/97)
- Pravilnik o kriterijumu za izbor lokacija, načinu i postupku odlaganja otpadnih materija („Službeni list RCG“, broj 56/00)

- Pravilnik o kvalitetu otpadnih voda i načinu njihovog ispuštanja u javnu kanalizaciju i prirodni recipijent („Službeni list RCG“, broj 10/97, 21/97).

1.5.5.2 Međunarodni propisi

Crna Gora je kao zaseban subjekat uključena u stvaranje Energetske zajednice u jugoistočnoj Europi. Sporazum o Energetskoj zajednici potpisan je 25. oktobra 2005. godine u Atini¹. Stvaranje Energetske zajednice nastavak je procesa integracije umreženih energetske sistema u jugoistočnoj Europi, koja je svoju prvobitnu artikulaciju doživjela kroz Atinske memorandume iz 2002. i 2003. godine. Cijeli je proces pokrenut na inicijativu Evropske unije i odigrava se pod njezinim pokroviteljstvom. Zamisao je povelje povezivanje u energetskom smislu država jugoistočne Europe, na način da se kroz sprovođenje sistemskih reformi u energetskim sektorima pojedinih zemalja postigne otvaranje energetske tržišta prema modelu definisanom direktivama Evropske unije o stvaranju zajedničkog tržišta električne energije i gasa. Osim toga, Poveljom se predviđa i usvajanje evropske pravne legislative (*Acquis Communautaire*) u nekoliko područja, jedno od kojih je i zaštita životne sredine (čl. 12. Povelje). Dinamika usvajanja pravne legislative definisana je u Prilogu II Povelje. Svaka promjena propisa na nivou EU će se razmotriti i može se uključiti u pravnu legislativu koju su potpisnice Povelje dužne usvojiti i sprovesti.

Čl. 13. Povelje o Energetskoj zajednici navodi kako potpisnice Povelje prepoznaju važnost Kyoto Protokola, te će mu nastojati pristupiti. Svakako, ovdje treba naglasiti da u trenutnoj situaciji Crna Gora ne može samostalno pristupiti Kyoto protokolu, već samo u okviru državne zajednice sa Srbijom, iako je u pogledu Povelje ona samostalna potpisnica.

Čl. 14. Povelje o Energetskoj zajednici naglašava važnost pravila u Direktivi 96/61/EC² od 24. rujna 1996 koja se odnosi na integralno sprječavanje onečišćenja i kontrolu (IPPC, *Integrated Pollution Prevention and Control*). Potpisnice Povelje nastoje primijeniti odredbe ove direktive.

Čl. 15. Povelje o Energetskoj zajednici obavezuje potpisnice da izgradnja i pogon novih proizvodnih kapaciteta budu u skladu s pravnom legislativom EU u pogledu zaštite životne sredine.

Čl. 16. Povelje o energetskoj strategiji definiše sadržaj pravne legislative EU u pogledu zaštite životne sredine:

- Direktiva 85/337/EEC od 27. lipnja 1985. godine o procjeni učinka nekih javnih i privatnih projekata na životnu sredinu i izmjene definisane Direktivom 97/11/EC i Direktivom 2003/35/EC³. Potpisnice Povelje dužne su primijeniti odredbe ove direktive nakon stupanja na snagu odredbi Povelje,
- Direktiva 1999/32/EC od 26. aprila 1999. godine u pogledu smanjenja sadržaja sumpora u tekućim gorivima⁴. Potpisnice Povelje dužne su primijeniti odredbe ove direktive do 31. decembra 2011. godine,
- Direktiva 2001/80/EC od 23. oktobra 2001. godine o graničnim vrijednostima nekih zagađujućih materija u vazduhu iz velikih stacionarnih izvora⁵ (LCPD, *Large Combustion Plant*

¹ Treaty establishing the Energy Community, 25 October 2005

² Council Directive 96/61/EC of 24 September 1996 concerning integrated pollution prevention and control

³ Council Directive 85/337/EEC of 27 June 1985 on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment, as amended by Council Directive 97/11/EC of 3 March 1997 and Directive 2003/35/EC of the European Parliament and of the Council of 26 May 2003

⁴ Council Directive 1999/32/EC of 26 April 1999 relating to a reduction in the sulphur content of certain liquid fuels and amending Directive 93/12/EEC

Directive). Potpisnice Povelje dužne su primijeniti odredbe ove direktive do 31. decembra 2017. godine,

- Čl. 4(2) Direktive 79/409/EEC od 2. aprila 1979. godine o očuvanju divljih ptica⁶. Potpisnice Povelje dužne su primijeniti odredbe navedenog članka direktive nakon stupanja na snagu odredbi Povelje.

Konkretno se odredbe pravne regulative vezane uz rad i eventualnu izgradnju novih rudnika uglja mogu prepoznati jedino u Direktivi 85/337/EEC o procjeni učinka nekih javnih i privatnih projekata na životnu sredinu, koja je, kao što je to ranije komentarisano, već ugrađena u domaće zakonodavstvo.

⁵ Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants

⁶ Article 4(2) of Directive 79/409/EEC of the Council of 2 April 1979 on the conservation of wild birds

1.6 ZAKLJUČNA RAZMATRANJA O UGLJU

Dosadašnja istraživanja i postojeći status korišćenja ukazuju na to da uglj predstavlja najznačajniji obnovljivi energetska resurs u Republici Crnoj Gori, a velika je vjerovatnoća da će takvu ulogu zadržati i u budućim decenijama. Rezerve uglja u Crnoj Gori obuhvataju mrko-lignitni uglj u širem području Pljevalja, te mrki uglj na prostoru opštine Berane. Rezerve uglja potpuno su definisane u pljevaljskom području, a nedovoljno u beranskom.

Eksploatacijske rezerve uglja na pljevaljskom području iznose oko 200 miliona tona. Prosječna toplotna vrijednost uglja pljevaljskih basena je oko 10,4 MJ/kg, a u maočkom basenu 12,3 MJ/kg. Ukupne pretpostavljene eksploatacijske rezerve beranskog basena iznose oko 18,5 miliona tona, uz višestruko veće vanbilansne rezerve. Prosječna toplotna vrijednost uglja u beranskom basenu je 13,68 MJ/kg.

Očekuje se da dominantna upotreba uglja u Crnoj Gori bude potrošnja u termoenergetskim postrojenjima za proizvodnju električne i eventualno toplotne energije. Proizvodnja električne energije na bazi uglja za sada predstavlja najbolji način valorizacije ovog energetska resursa, a njime se postiže i najbolji stepen iskorišćenja ležišta. Rezerve uglja u pljevaljskom području mogu zadovoljiti potrebe termoenergetskih postrojenja proizvodnju električne i toplotne energije, kao i za široku i industrijsku potrošnju u Republici u narednih 70 do 80 godina. Geološke rezerve uglja u beranskom basenu zahtijevaju dodatne istražne radove radi povećanja eksploatacijskih rezervi.

Trenutno stanje preduzeća za eksploataciju uglja opšte rečeno je problematično, kao posljedica restrukturiranja privrede i nestanka velikih potrošača uglja. Stoga se ulažu napor da se kroz procese privatizacije rudnika osigura njihovo dugoročno stabilno poslovanje. Rudnik uglja Pljevlja raspolaže proizvodnim kapacitetom od 1,5 milion tona godišnje, od čega 1,35 mil. tona koristi TE Pljevlja, a 150 000 tona opšta i široka potrošnja. Rudnik uglja Ivangrad – Berane u novije vrijeme radio je s kapacitetom od oko 65 hiljada tona godišnje, s tim da je poslednjih nekoliko godina proizvodnja u zastoju zbog velikih poslovnih problema.

Energetski potencijal uglja u Crnoj Gori moguće je u budućnosti kvalitetno realizovati proizvodnjom električne i toplotne energije, što će ponajviše zavisi od strategije razvoja elektroenergetskog sistema, tačnije njegovog proizvodnog dijela. Zbog realnih okolnosti, proširenje kapaciteta očekuje se u pljevaljskom basenu, a to za sobom povlači i odgovarajuće povećanje kapaciteta postrojenja za eksploataciju uglja. U beranskom basenu preduslovi za izgradnju elektrane su nepovoljniji, zbog neistraženosti rezervi i nepostojanja osnovne infrastrukture kao u slučaju TE Pljevlja. U slučaju izgradnje novog izvora na pljevaljskom području, očekuje se povećanje kapaciteta eksploatacije uglja za 1-1,5 milion tona godišnje u roku od 4-5 godina. U slučaju gradnje elektrane na beranskom području potrebni kapacitet tamošnjeg rudnika bio bi oko 600 hiljada tona, što bi se moglo dostići u roku od 3-4 godine.

Trenutno postoje nesuglasice između Rudnika uglja Pljevlja i EPCG oko proizvodne cijene uglja na ulazu u termoelekttranu, zbog nedefinisanog stava Vlade RCG. Očekuje se da se to pitanje riješi u skoroj budućnosti u saradnji RUP, EPCG, Vlade RCG i Regulatorne agencije (koja odobrava cijenu), posebno s obzirom na ulazak privatnog investitora u vlasništvo Rudnika i TE Pljevlja. Cijena uglja mora zadovoljiti dva suprotstavljena zahtjeva: osigurati rudniku nesmetan razvoj i ulaganja u modernizaciju poslovanja s jedne strane, i s druge strane omogućiti TE Pljevlja proizvodnju električne energije po cijeni konkurentnoj na tržištu.

Raspoloživost prirodnih resursa u Crnoj Gori, ali i perspektive svjetske energetike ukazuju na to da smjernice razvoja uglja u budućnosti trebaju biti vezane uz poboljšanje stanja istraženosti rezervi, modernizaciju i racionalizaciju poslovanja rudnika, i odgovorno gospodarenje rezervama

uglja, uz maksimalno uvažavanje standarda zaštite životne sredine skladno evropskom zakonodavstvu.

1.7 LITERATURA

Prostorni plan Crne Gore, SS-AE Privreda, podstudija 4.6.1. Energetika // Podgorica 2005.

Sirovinska osnova i stepen obrađenosti investiciono-tehničke dokumentacije pljevaljskog i maočkog basena / M. Damjanović // Pljevlja 2002.

Ugalj, energetski potencijal Crne Gore, Okrugli sto CANU / R. Stanić, S. Bulajić // Podgorica 2004.

Tehno-ekonomska opravdanost izgradnje II bloka TE Pljevlja – Simpozijum stanje i razvoj termoenergetike u Crnoj Gori / M. Gomilanović, S. Vukašinović, R. Stanić // Žabljak 2002.

Uloga TE Pljevlja u elektroenergetskom sistemu Crne Gore / Stručni savjet EPCG // Nikšić 2001.

Opravdanost izgradnje TE Berane / Ekspertska grupa Vlade Republike Crne Gore // Podgorica 2002.

Pravila o načinu utvrđivanja cijene uglja za proizvodnju električne energije / Regulatorna agencija za energetiku // Podgorica 2005.

Program razvoja i izgradnje novih elektroenergetskih objekata sa prioritetima gradnje / Elektroprivreda Crne Gore / Nikšić 1997.

Bošnjak, D. Matić, S. Vulama "Analiza mogućnosti plinifikacije Podgorice i Crnogorskog primorja - Studija i idejni projekt plinskog sistema grada Podgorice" Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb, rujan 2005.

R. Bošnjak, "Analiza mogućnosti plinifikacije Podgorice i Crnogorskog primorja - Studija mogućnosti plinifikacije većih naselja priobalja, Cetinja i Nikšića " Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb, rujan 2005.

Grupa autora, „PROJEKAT SS-AE, SEKTORSKE STUDIJE – ANALIZE I EKSPERTIZE (SS-AE) ZA POTREBE PROSTORNOG PLANA REPUBLIKE CRNE GORE (PPR), SEKTORSKA STUDIJA (SS-AE) 4.7. SAOBRAĆAJ I KOMUNIKACIJE“,GTZ - Njemačka organizacija za tehničku saradnju, Vlada Republike Crne Gore, Univerzitet Crne Gore

Grupa autora, „PROJEKAT SS-AE, SEKTORSKE STUDIJE – ANALIZE I EKSPERTIZE (SS-AE) ZA POTREBE PROSTORNOG PLANA REPUBLIKE CRNE GORE (PPR) - SEKTORSKA STUDIJA (SS-AE) 4.6 PRIVREDA SUBSEKTORSKA STUDIJA (SS-AE) 4.6/1 ENERGETIKA“,GTZ - Njemačka organizacija za tehničku saradnju, Vlada Republike Crne Gore, Univerzitet Crne Gore

Grupa autora, „PROJEKAT SS-AE SEKTORSKE STUDIJE – ANALIZE I EKSPERTIZE (SS-AE) ZA POTREBE PROSTORNOG PLANA REPUBLIKE CRNE GORE (PPR) SEKTORSKA STUDIJA (SS-AE) 4.6 PRIVREDA SUBSEKTORSKA STUDIJA (SS-AE) 4.6/5 RUDARSTVO I INDUSTRIJA“,GTZ - Njemačka organizacija za tehničku saradnju, Vlada Republike Crne Gore, Univerzitet Crne Gore, Podgorica, April 2005.

Grupa autora, „PROJEKAT SS-AE SEKTORSKE STUDIJE – ANALIZE I EKSPERTIZE (SS-AE) ZA POTREBE PROSTORNOG PLANA REPUBLIKE CRNE GORE (PPR) SEKTORSKA STUDIJA (SS-AE) 4.3. PRIRODNE I PEJZAŽNE VRIJEDNOSTI PROSTORA I ZAŠTITA PRIRODE - NACRT“,GTZ - Njemačka organizacija za tehničku saradnju, Vlada Republike Crne Gore, Univerzitet Crne Gore, Podgorica, April 2005.

Odluka Vlade Republike Hrvatske od 26. listopada 2005.

„Potvrđena suradnja INE i BH Gasa – gas će povezivati Hrvatsku i BiH“, Bilten Udruženja za gas u BiH“, Januar/Juni, 2005, Godište VI, Broj 10

Trans-European Energy Networks: TEN-E Priority projects,
(http://europa.eu.int/comm/energy/gas/publications/index_en.htm)

Prezentacija, „TAP – Trans Adriatic Pipeline Project“, GIE konferencija, Atena, 3-4.11.2005.

„Agreements move Balkan integration, Nabucco closer“, European Gas Markets, 30 June 2005, p8

„The Interconnector Greece-Italy (IGI) Project: a New Gas Import Route to EU and Italy“, prezentacija, Edison, GIE konferencija, Atena, 3-4.11.2005.

„Focus on Serbia“, European Gas Markets, 23 August 2005, p3-5

B. Makšijan, „Ugovor o Energetskoj zajednici – Liberalizacija energetskog tržišta i usklađivanje energetskog zakonodavstva s EU“, Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva RH, prezentacija, HSUP, Zagreb, 18. listopada 2005.

„South East Europe: Regional Gasification Study - Technical Proposal“, Economic Consulting Associates, Penspen, March 2005.

Council Directive of 20 December 1968 imposing an obligation on Member States of the EEC to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products (68/414/EEC)

Council Decision of 20 December 1968 on the conclusion and implementation of individual agreements between Governments relating to the obligation of Member States to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products (68/416/EEC)

Council Directive of 24 July 1973 on measures to mitigate the effects of difficulties in the supply of crude oil and petroleum products (73/238/EEC)

Council decision of 7 November 1977 on the setting of a Community target for a reduction in the consumption of primary sources of energy in the event of difficulties in the supply of crude oil and petroleum products (77/706/EEC)

Council Directive 98/93/EC of 14 December 1998 amending Directive 68/14/EEC imposing an obligation on Member States of the EEC to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products (98/93/EEC)

R. Willenborg, C. Tönjes, W. Perlot, Europe's oil defences – An analysis of Europe's supply vulnerability and its emergency stockholding systems, CIEP, January 2004

Uredba o obveznim zaliham nafte i naftnih derivata (NN 27/03)

Pravilnik o općim uslovima i tarifi za skladištenje obveznih zaliha nafte i naftnih derivata (NN 68/03)

Pravilnik o utvrđivanju cijena naftnih derivata (NN 112/03)

Oil Supply Security – The Emergency Response Potential of IEA Countries in 2000, IEA – International Energy Agency, OECD, Paris, 2001.

M. Krnić, Paket energetskih zakona – problem pričuva, prezentacija, INA d.d., Zagreb, rujan 2001.

Council Directive 1999/32/EC of 26 April 1999 relating to a reduction in the sulphur content of certain liquid fuels and amending Directive 93/12/EEC

Directive 2001/80/EC of the European Parliament and the Council of 23 October 2001 on the limitation of certain pollutants into the air from large combustion plants

- Council Directive of 27 June 1985 on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment (85/337/EC)
- J. Brouwer , IEA China Workshop on Emergency Oil Stock Issues, IEA Headquarters, 2001
- D. Roze , IEA China Workshop on Emergency Oil Stock Issues, „Emergency Stock Holding and Oil Stocks in France, IEA Headquarters, 2001
- Sekulić, G., Vrbić, D., „Planiranje projekata međunarodnih tranzitnih naftovoda u Hrvatskoj“, JANAF d.d., prezentacija, 13. Forum – Dan energije u Hrvatskoj, “Dugoročno planiranje i sigurnost opskrbe potrošača u uslovima otvorenog tržišta“, Zagreb, 26.studenog 2004.
- Nabucco Gas Pipeline Project – Gas Bridge between Asia and Europe, promotivni materijal
- D. Matić, „South - East Europe Strategies for NGV Success“, ENGVA 11th Annual European NGV Conference – Bolzano / Italy 7-12 June 2005
- European Gas Markets (brojevi od 1996. do kraja 2005. godine)
- Grupa autora, „Studija razvoja transporta, distribucije i korišćenja prirodnog gasa u Republici Crnoj Gori“, Univerzitet u Beogradu – Rudarsko-geološko-naftni fakultet – Centar za energetiku, Univerzitet u Podgorici – Mašinski fakultet, Beograd, 1998.
- „Serbia: Gasification Study – Final Report“, Economic Consulting Associates, December 2004.
- „Rudnik uglja A.D. Pljevlja – informativni memorandum“ (za potrebe privatizacijskog tendera) / Raiffeisen Investment / Podgorica 2005.
- „Termoelektrana Pljevlja – informacioni memorandum“ (za potrebe privatizacijskog tendera) / Raiffeisen Investment / Podgorica 2005.
- ExternE – Externalities of Energy, istraživački projekt Europske komisije, <http://externe.jrc.es/index.html>
- Pregled sektora životne sredine SRJ – Environmental Sector Report (nacrt), Svjetska banka, 2002.
- „Projected Costs of Generating Electricity (2005 Update)“, NEA/IEA/OECD, Pariz, Francuska, 2005.

2 RAZVOJ TRŽIŠTA NAFTNIH DERIVATA I POTREBNIH SKLADIŠNIH KAPACITETA

2.1 REZERVE NAFTE I GASA U CRNOJ GORI

Prema podacima iz sektorskih analiza za izradu Prostornog plana Crne Gore, SS-AE „Privreda“, podstudija Energetika, istraženo područje kopna i podmorja Crne Gore zauzima površinu od približno 21.500 km², od čega na kopnu približno 13.000 km², a podmorju približno 8.500 km². Podmorje Crne Gore podijeljeno je na tri istražna bloka: Blok 1, Blok 2 i Blok 3 koji su pokriveni JV Ugovorima sa stranim partnerima. Kopno Crne Gore podijeljeno je na tri istražna bloka: Blok Crmnica, Blok Grahovo i Blok Durmitor. Oni su slobodni za ugovaranje.

Na kontinentalnom dijelu Crne Gore geološka istraživanja započinju 1949. godine, a u podmorju 1970. godine i s kratkim prekidima traju do danas. Intenzivnija istraživanja, naročito seizmička, i bušenje na podmorju odvijaju se u periodu poslije 1983. godine, nakon uključivanja stranog kapitala u ovaj posao i pošto koncesijska prava preuzima Jugopetrol Kotor.

Detaljna hronologija dosadašnjih istraživanja je prikazana u nastavku:

Razdoblje	Izvođač (koncesionar):	Ostvareni radovi
1949. - 1966. godina	„Nafta-Crna Gora“, Bar	na kopnu 16 istražnih bušotina od 900 do 4.600 m, gravimetrijska karta Crne Gore, geomagnetska karta Crne Gore, 800 km reflektivnih seizmičkih profila.
1973. - 1985. godina	Jugopetrol Kotor sa stranim i domaćim naftnim kompanijama (Chevron, Buttes Gas, INA Nafta-plin Zagreb, Naftagas Novi Sad, Petrol Ljubljana)	a) na kopnu duboka istražna bušotina UK-1 (5.309 m), 1.220 km seizmičkih profila, lokalna geoelektrična i geomagnetska mjerenja, b) u podmorju 4 duboke istražne bušotine (3.700-4.700 m), preko 10.000 km reflekt. seizmičkih profila, mnogobrojne studije, elaborati, analize.
1997. - 2002. godina	Jugopetrol Kotor sa stranim naftnim kompanijama Ramco Energy i Star Petroleum	a) na kopnu urađeni promotivno-licitacioni elaborati za blokove Crmnica, Grahovo i Durmitor, b) u podmorju 1.000 km seizmičkih snimanja na bloku 3, završena naftno-geološka interpretacija bloka 3, završena preliminarne interpretacije blokova 1 i 2, potvrđuju da je riječ o veoma perspektivnom području, koje se može potvrditi samo intenzivnijim istražnim dubokim bušenjem i budućom proizvodnjom.
2003 godina	Jugopetrol Kotor sa stranom naftnom kompanijama Ramco Energy	Urađeno 311 km ² 3 D seizmike i 60 km ² 2 D seizmike na potencijalnoj gasnoj strukturi.

Izvor: Sektorske analize za izradu Prostornog plana Crne Gore

Sve četiri istražne bušotine bušene u podmorju, od kojih dvije iz tehničkih razloga nisu došle do željene dubine, dale su naftu ili gas, ali ne u komercijalnim količinama⁷. Nafta dobivena na bušotini JJ-3 (4.606 m) je prva pronađena mobilna nafta na Jadranu, ali je zbog male permeabilnosti stijena i pri dubini mora od 360 metara utvrđeno da nije isplativa.

⁷ Bušotine: JJ-1: otkriven prirodni gas, JJ-2 i JJ-3 – otkrivena mobilna nafta, JJU-1- otkriveni tragovi nafte

Na osnovu dosadašnjih naftno-geoloških radova (seizmike, istražnog bušenja, mjerenja u bušotinama i geohemijskih analiza) moguće je utvrditi samo naftno-matični potencijal za podmorje i to za zonu u tercijaru, debljine 100 metara i zonu u mezozojsko-paleozojskoj seriji, debljine 100 metara.

Ukupan naftno matični potencijal u dvije izdvojene zone podmorja Crne Gore iznosi $12,5 \times 10^9$ tona.

Prema dostavljenim podacima (prezentacija Jugopetrol Kotor), potencijalne rezerve nafte iznose približno 7 milijardi barela (karbonatnih podmorskih kompleksa), a potencijalne rezerve prirodnog gasa 425 milijardi m^3 (Pliocensko-miocensko-oligocenski podmorski kompleks).

.

Izračunate rezerve nafte i gasa su na nivou geoloških rezervi (perspektivne i potencijalne) razvrstane u D_1 i D_2 kategoriju (prepoznavanje sedimentnog basena gdje su mogli postojati uslovi za stvaranje ugljovodonika).

Realna komercijalnost dosadašnjih pojava nafte i gasa u podmorju Crne Gore se može utvrditi samo izradom novih dodatnih bušotina na odgovarajućim strukturama.

Dosadašnjim radovima završena je faza strukturne rekonstrukcije terena, izrede dubinskih strukturnih objekata za interesantne geološke horizonte, proračuni potencijalnih rezervi. Sada predstoji faza provjere ovih objekata istražnim bušenjem i potvrda njihove komercijalnosti. Podmorje Crne Gore, kao dio proizvodnog geološkog Južnojadranskog basena, ima potvrđene sve karakteristika koje upućuju na postojanje značajnog energetskog potencijala u njemu.

S jedne strane, procjenjuje se, da bi se sa ovog prostora, sa većim obimom istraživanja, (istražnog bušenja) uz pretpostavku da dođe do skorog otkrivanja komercijalnih ležišta, mogla ostvariti proizvodnja do 2012. godine⁸.

S druge strane, struktura aktualnih ugovora (Ramco Energy, Hellenic Petrol) nagovještava nešto bržu dinamiku, a vezano uz tzv. drugu fazu projekta. Naime, dok je prva faza projekta obuhvatala utvrđivanje postojanja i dijageneze organske materije, druga faza podrazumijeva određivanje lokacija sa komercijalnim količinama što uključuje izradu jedne bušotine na najperspektivnijem gasnom objektu i jedne bušotine na najperspektivnijem naftnom objektu (a koliko su pozitivne izradu još po 3 ocjenske bušotine) za čiju izradu potrebno vrijeme iznosi 2 godine.

Ipak, stvarna dinamika daljeg razvoja će zavisi od otkrivanja komercijalnih rezervi nafte i gasa u Crnoj Gori.

⁸ Podaci Jugopetrola iz Kotora navode da je u tzv. Fazi 2 - Određivanje lokacija sa komercijalnim količinama, predviđena 1 bušotina na najperspektivnijem gasnom objektu, 1 bušotina na najperspektivnijem naftnom objektu (ukoliko su pozitivne predviđa se uraditi još po 3 ocjenske bušotine)



Erupcije nafte na bušotini JJ-3

2.2 POTROŠNJA NAFTE I NAFTNIH DERIVATA

Očekivani razvoj potrošnje naftnih derivata je preuzet iz Knjige B „Predviđanja potrošnje finalne energije“ i iznosi u zavisnosti od posmatranog scenarija, za posmatrano razdoblje do 2025. godine.

Predviđena potrošnja naftnih derivata izražena u energetske jedinice preračunata je u naturalne jedinice primjenom sljedećih energetske vrijednosti: motorni benzin i mlazno gorivo 35,6 MJ/litra, dizelsko gorivo i ekstra-lako lož ulje 35,3 MJ/litra i lož ulje 36,1 MJ/litra.

Takođe, pošlo se od pretpostavke da potrošnju motornih goriva u poljoprivredi čini dizelsko gorivo, a potrošnju tekućih goriva (dakle, za stacionarne potrebe) lož ulje (mazut), potrošnju tekućih goriva u industriji čini lož ulje, a potrošnju naftnih derivata u sektorima domaćinstava i usluga ekstra-lako lož ulje.

Na osnovu navedenih pretpostavki, utvrđen je potreban volumen naftnih derivata, zavisno od posmatranog scenarija.

Prethodno navedena računica, uz gore navedene pretpostavke, sprovedena je radi izračuna potrebnih obaveznih rezervi naftnih derivata o čemu će biti više riječi u narednom poglavlju.

Konačno, prognozirana je finalna potrošnja naftnih derivata izražena u tonama, primjenom sljedećih gustoća sirove nafte i naftnih derivata: motorni benzin i mlazno gorivo - 0,74 kg/litra, dizelsko gorivo i ekstra-lako lož ulje - 0,84 kg/litra i lož ulje - 0,86 kg/litra, a dobiveni su rezultati prikazani u nastavku:

Tabela 2.1. Prognoza finalne potrošnje naftnih derivata u razdoblju do 2025. godine po sektorima – visoki scenarij

Visoki scenarij	2010			2015			2020			2025		
	(PJ)	(m ³)	(tona)	(PJ)	(m ³)	(tona)	(PJ)	(m ³)	(tona)	(PJ)	(m ³)	(tona)
Poljoprivreda	0,38	10.855	9.135	0,47	13.350	11.232	0,54	15.236	12.815	0,55	15.481	13.017
Motorna goriva	0,35	10.019	8.416	0,44	12.442	10.451	0,51	14.408	12.103	0,52	14.836	12.462
Tekuća goriva	0,03	836	719	0,03	908	781	0,03	828	712	0,02	645	555
Građevinarstvo	0,69	19.488	16.311	1,1	31.027	25.934	1,64	46.395	38.724	2,22	62.918	52.441
Motorni benzin	0,02	598	442	0,05	1.296	959	0,09	2.474	1.831	0,15	4.114	3.045
Dizelsko gorivo	0,67	18.888	15.866	1,05	29.724	24.968	1,55	43.906	36.881	2,07	58.781	49.376
Ekstra-lako lož. ulje	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lož ulje	0	3	2	0	8	7	0	15	13	0	23	20
Industrija	3,53	97.712	83.989	3,18	88.017	75.651	2,78	76.936	66.122	2,07	57.269	49.208
Tekuća goriva	3,45	95.568	82.188	3,1	85.873	73.850	2,7	74.792	64.321	1,99	55.125	47.407
Dizelsko gorivo	0,08	2.144	1.801	0,08	2.144	1.801	0,08	2.144	1.801	0,08	2.144	1.801
Saobraćaj	8,82	248.579	194.317	10,6	298.759	233.348	11,41	321.567	251.189	11,21	316.107	247.375
Motorni benzin	4,48	125.843	93.124	5,47	153.652	113.702	5,85	164.326	121.601	5,45	153.090	113.287
Dizelsko gorivo	3,66	103.683	87.093	4,33	122.663	103.037	4,67	132.295	111.127	4,75	134.561	113.031
Mlazno gorivo	0,68	19.053	14.100	0,8	22.444	16.609	0,89	24.946	18.460	1,01	28.456	21.058
Lož ulje	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0
Domaćinstva	0,18	5.059	4.249	0,31	8.877	7.456	0,29	8.146	6.842	0,25	6.978	5.861
Derivati nafte	0,18	5.059	4.249	0,31	8.877	7.456	0,29	8.146	6.842	0,25	6.978	5.861
Usluge	0,79	22.380	18.799	0,89	25.212	21.178	1,02	28.895	24.272	0,97	27.479	23.082
Derivati nafte	0,79	22.380	18.799	0,89	25.212	21.178	1,02	28.895	24.272	0,97	27.479	23.082
UKUPNO:	14,38	404.073	326.800	16,55	465.242	374.800	17,67	497.175	399.965	17,26	486.232	390.984

Tabela 4.2. Prognoza finalne potrošnje naftnih derivata u razdoblju do 2025. godine po grupama naftnih derivata – visoki scenarij (naturalne jedinice)

Visoki scenarij	2010		2015		2020		2025	
	(m ³)	(tona)	(m ³)	(tona)	(m ³)	(tona)	(m ³)	(tona)
Motorni benzin	126.440	93.566	154.947	114.661	166.799	123.432	157.204	116.331
Mlazno gorivo	19.053	14.100	22.444	16.609	24.946	18.460	28.456	21.058
Dizelsko gorivo	134.734	113.177	166.973	140.257	192.753	161.913	210.321	176.670
Ekstra lako lož ulje	27.438	23.048	34.089	28.635	37.041	31.114	34.456	28.943
Lož ulje	96.406	82.909	86.789	74.638	75.635	65.046	55.794	47.982
UKUPNO:	404.073	326.800	465.242	374.800	497.175	399.965	486.232	390.984

Tabela 5.3. Prognoza finalne potrošnje naftnih derivata u razdoblju do 2025. godine po sektorima – srednji scenarij

Srednji scenarij	2010			2015			2020			2025		
	(PJ)	(m ³)	(tona)	(PJ)	(m ³)	(tona)	(PJ)	(m ³)	(tona)	(PJ)	(m ³)	(tona)
Poljoprivreda	0,36	10.153	8.544	0,42	12.012	10.107	0,49	13.877	11.674	0,53	14.961	12.582
Motorna goriva	0,33	9.390	7.888	0,39	11.172	9.385	0,46	13.013	10.931	0,5	14.208	11.935
Tekuća goriva	0,03	764	657	0,03	839	722	0,03	864	743	0,03	752	647
Građevinarstvo	0,63	17.925	15.003	0,92	26.133	21.845	1,31	36.982	30.874	1,73	49.056	40.900
Motorni benzin	0,02	541	401	0,04	1.069	791	0,07	1.910	1.414	0,11	3.073	2.274
Dizelsko gorivo	0,61	17.382	14.601	0,88	25.060	21.051	1,24	35.064	29.454	1,62	45.970	38.615
Ekstra-lako lož. ulje	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lož ulje	0,00	2	1	0	3	3	0	7	6	0	12	11
Industrija	3,56	98.543	84.704	3,39	93.834	80.654	3,15	87.186	74.937	2,76	76.382	65.646
Tekuća goriva	3,48	96.399	82.903	3,31	91.690	78.853	3,07	85.042	73.136	2,68	74.238	63.845
Dizelsko gorivo	0,08	2.144	1.801	0,08	2.144	1.801	0,08	2.144	1.801	0,08	2.144	1.801
Saobraćaj	7,87	221.876	173.451	9,46	266.731	208.458	10,42	293.800	229.792	10,47	295.278	231.339
Motorni benzin	3,88	108.989	80.652	4,74	133.146	98.528	5,18	145.506	107.674	5,04	141.573	104.764
Dizelsko gorivo	3,27	92.635	77.813	3,91	110.765	93.042	4,37	123.796	103.989	4,53	128.329	107.796
Mlazno gorivo	0,72	20.252	14.987	0,81	22.820	16.887	0,87	24.499	18.129	0,9	25.377	18.779
Lož ulje	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0
Domaćinstva	0,18	4.999	4.200	0,32	9.204	7.731	0,36	10.278	8.634	0,33	9.295	7.808
Derivati nafte	0,18	4.999	4.200	0,32	9.204	7.731	0,36	10.278	8.634	0,33	9.295	7.808
Usluge	0,81	22.946	19.275	0,91	25.779	21.654	1,00	28.329	23.796	1,02	28.895	24.272
Derivati nafte	0,81	22.946	19.275	0,91	25.779	21.654	1,00	28.329	23.796	1,02	28.895	24.272
UKUPNO:	13,41	376.443	305.177	15,43	433.692	350.448	16,73	470.451	379.706	16,84	473.867	382.546

Tabela 6.4. Prognoza finalne potrošnje naftnih derivata u razdoblju do 2025. godine po grupama naftnih derivata – srednji scenarij (naturalne jedinice)

Srednji scenarij	2010		2015		2020		2025	
	(m ³)	(tona)	(m ³)	(tona)	(m ³)	(tona)	(m ³)	(tona)
Motorni benzin	109.530	81.052	134.215	99.319	147.416	109.088	144.646	107.038
Mlazno gorivo	20.252	14.987	22.820	16.887	24.499	18.129	25.377	18.779
Dizelsko gorivo	121.551	102.103	149.142	125.279	174.017	146.175	190.652	160.147
Ekstra lako lož ulje	27.946	23.474	34.983	29.386	38.607	32.430	38.190	32.080
Lož ulje	97.164	83.561	92.533	79.578	85.912	73.885	75.003	64.503
UKUPNO:	376.443	305.177	433.692	350.448	470.451	379.706	473.867	382.546

Tabela 7.5. Prognoza finalne potrošnje naftnih derivata u razdoblju do 2025. godine po sektorima – niski scenarij

Niski scenarij	2010			2015			2020			2025		
	(PJ)	(m ³)	(tona)	(PJ)	(m ³)	(tona)	(PJ)	(m ³)	(tona)	(PJ)	(m ³)	(tona)
Poljoprivreda	0,33	9.285	7.813	0,37	10.495	8.831	0,41	11.735	9.873	0,44	12.511	10.526
Motorna goriva	0,3	8.587	7.213	0,34	9.731	8.174	0,39	10.914	9.168	0,41	11.697	9.826
Tekuća goriva	0,03	698	600	0,03	765	658	0,03	820	705	0,03	814	700
Građevinarstvo	0,58	16.306	13.649	0,75	21.225	17.745	0,95	26.893	22.455	1,17	33.117	27.615
Motorni benzin	0,02	485	359	0,03	842	623	0,05	1.347	997	0,07	2.032	1.504
Dizelsko gorivo	0,56	15.820	13.289	0,72	20.380	17.119	0,90	25.541	21.454	1,10	31.077	26.105
Ekstra-lako lož. ulje	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0
Lož ulje	0,00	1	1	0,00	3	2	0,00	5	4	0,00	8	7
Industrija	3,56	98.543	84.704	3,45	95.496	82.084	3,33	92.172	79.225	3,16	87.463	75.175
Tekuća goriva	3,48	96.399	82.903	3,37	93.352	80.283	3,25	90.028	77.424	3,08	85.319	73.374
Dizelsko gorivo	0,08	2.144	1.801	0,08	2.144	1.801	0,08	2.144	1.801	0,08	2.144	1.801
Saobraćaj	6,94	195.731	152.830	8,24	232.372	181.417	8,93	251.630	196.773	9,00	253.776	198.899
Motorni benzin	3,46	97.191	71.921	4,19	117.697	87.096	4,47	125.562	92.916	4,31	121.067	89.590
Dizelsko gorivo	2,82	79.887	67.105	3,34	94.618	79.479	3,73	105.666	88.759	3,92	111.048	93.280
Mlazno gorivo	0,66	18.653	13.803	0,71	20.057	14.842	0,73	20.402	15.098	0,77	21.661	16.029
Lož ulje	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0
Domaćinstva	0,19	5.368	4.509	0,31	8.678	7.290	0,43	12.090	10.155	0,55	15.694	13.183
Derivati nafte	0,19	5.368	4.509	0,31	8.678	7.290	0,43	12.090	10.155	0,55	15.694	13.183
Usluge	0,81	22.946	19.275	0,90	25.496	21.416	1,00	28.329	23.796	1,03	29.178	24.510
Derivati nafte	0,81	22.946	19.275	0,90	25.496	21.416	1,00	28.329	23.796	1,03	29.178	24.510
UKUPNO:	12,4	348.180	282.780	14,02	393.762	318.782	15,04	422.847	342.278	15,35	431.740	349.908

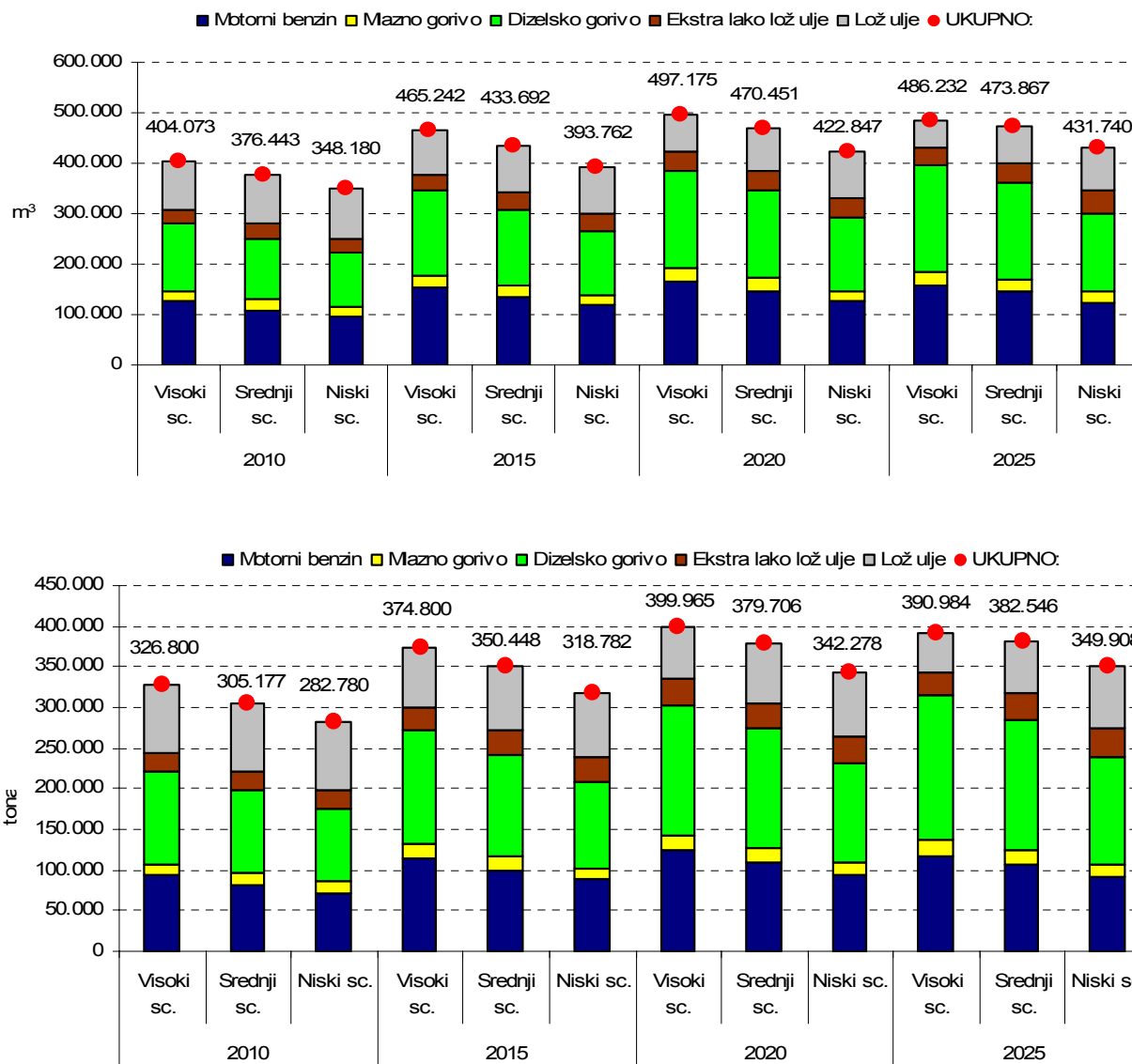
* U sektoru domaćinstava i usluga kao derivat nafte koristi se ekstra lako lož ulje.

Tabela 2.6. Prognoza finalne potrošnje naftnih derivata u razdoblju do 2025. godine po grupama naftnih derivata – niski scenarij (naturalne jedinice)

Niski scenarij	2010		2015		2020		2025	
	(m ³)	(tona)	(m ³)	(tona)	(m ³)	(tona)	(m ³)	(tona)
Motorni benzin	97.676	72.280	118.539	87.719	126.909	93.913	123.099	91.093
Mlazno gorivo	18.653	13.803	20.057	14.842	20.402	15.098	21.661	16.029
Dizelsko gorivo	106.438	89.408	126.873	106.573	144.265	121.183	155.967	131.012
Ekstra lako lož ulje	28.314	23.784	34.174	28.706	40.418	33.951	44.872	37.693
Lož ulje	97.098	83.504	94.119	80.942	90.853	78.133	86.140	74.081
UKUPNO:	348.180	282.780	393.762	318.782	422.847	342.278	431.740	349.908

U knjizi B je u okviru izrade analize osjetljivosti izrađen i dopunski scenarij tzv. scenarij usporenog razvoja TNG-a. Kako se radi o analizi osjetljivosti, na ovaj smo se scenarij osvrnuli u narednom poglavlju sa stanovišta prognoze potrebnog kapaciteta skladišta za obavezne rezerve i prognoze potrebnih investicija.

Grafički prikaz prognoziranih vrijednosti potrošnje pojedinih derivata nafte, izražen u naturalnim jedinicama i izračunat uz prethodno nabrojane pretpostavke je prikazan u nastavku.



Slika 2.1. Prognoza finalne potrošnje naftnih derivata u razdoblju do 2025. godine po grupama naftnih derivata i po scenarijima (naturalne jedinice)

2.3 DINAMIKA I POTREBNI SKLADIŠNI KAPACITETI PREMA DIREKTIVI EU

2.3.1 Direktive EU s područja obaveznih rezervi nafte i naftnih derivata

Kao uvod u izračun potrebnih obaveznih rezervi i uopšte u problematiku obaveznih rezervi sirove nafte i naftnih derivata (iz koje proizlazi i moguća organizacija sistema obaveznih rezervi), iznesen je pregled razvoja EU regulative s ovog područja.

Prvi korak u sprovođenju ovih prijedloga bilo je donošenje Direktive 68/414/EEC dana 20. decembra 1968. godine.

Direktiva 68/414/EEC (Council Directive of 20 December 1968 imposing an obligation on Member States of the EEC to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products), koju države članice moraju uklopiti u nacionalno zakonodavstvo, radi osiguranja sigurnog i kontinuiranog snabdijevanja naftnim derivatima, zahtijeva od država članica držanje obaveznih rezervi naftnih derivata u iznosu od 65 dana prosječne dnevne unutrašnje potrošnje iz prethodne godine.

Kod izračuna prosječne unutrašnje potrošnje u obzir se uzimaju sljedeći naftni derivati:

1. motorni benzin, mlazno gorivo na bazi benzina i avionski benzin,
2. gasno ulje, dizel gorivo, kerozin i mlazno gorivo na bazi kerozina,
3. lož ulja.

Proizvodnja derivata iz nafte iz vlastite proizvodnje može smanjiti prethodno navedene obavezne rezerve za maksimalno 15%. Bunker brodova se ne uključuje kod izračuna prosječne unutrašnje potrošnje.

Države članice obavezne su dostavljati statističke izvještaje o stanju rezervi na kraju svakog kvartala, te povlačenjima rezervi koja su se desila u istom razdoblju, uz naznaku broja dana prosječne dnevne potrošnje iz prethodne godine koje te rezerve osiguravaju.

U statističkom izvještaju, naftni derivati moraju biti obračunati prema njihovoj stvarnoj tonaži, a sirova nafta i poluproizvodi prema strukturi udjela sirove nafte u proizvodnji pojedinih naftnih derivata u rafinerijama države članice, a prema stanju iz prethodne godine, ili na osnovu proizvodnih programa rafinerija za tekuću godinu, ili na osnovu odnosa između ukupne količine proizvedenih naftnih derivata tokom prethodne kalendarske godine u ukupnim obaveznim rezervama i ukupne količine sirove nafte korišćene tokom te godine (navedeno se smije primijeniti na najviše 10% ukupnih obaveznih rezervi prve i druge kategorije i do 50% rezervi treće kategorije (lož ulja)).

U statistički izvještaj mogu biti uključene samo rezerve koje će biti u potpunosti raspoložive u slučaju potrebe i *moraju biti smještene na teritoriji posmatrane države članice* (ova će odredba u praksi postati ograničavajući faktor za funkcionisanje jedinstvenog tržišta, te će kasniji naponi ići u suprotnom smjeru, harmonizacije obaveznih rezervi na teritoriji EU).

Obavezne rezerve mogu biti formirane na osnovu individualnih međuvladinih sporazuma o držanju obaveznih rezervi na teritoriji jedne države članice a za preduzeća na teritoriji druge države članice. U tom slučaju država članica na čijoj su teritoriji smještene takve rezerve, ne može osporiti ili onemogućiti njihov transfer na teritoriju druge države članice, niti ih uključiti u svoje statističke izvještaje (već se one uključuju u izvještaje one države članice koja je rezerve dala na čuvanje).

Radna verzija takvog sporazuma mora biti dostavljena Evropskoj komisiji koja može dati svoje komentare, a informacija o zaključenom sporazumu mora takođe biti dostavljena Evropskoj komisiji, te je ona proslijeđuje ostalim državama članicama.

Tekst sporazuma mora sadržavati sljedeće odredbe:

- mora se odnositi na sirovu naftu i naftne derivate obuhvaćene Direktivom,
- mora naznačiti proceduru za provjeru i identifikaciju stanja rezervi,
- u pravilu mora biti zaključen na neograničeno vrijeme,
- ukoliko postoji mogućnost jednostranog prekida sporazuma, do njega ne smije doći tokom krize u snabdijevanju, a u svakom slučaju, uz prethodno slanje obavještenja Komisiji.

U slučaju da dođe do poteškoća u snabdijevanju naftom EU, Komisija može, na zahtjev bilo koje države članice, ili na vlastitu inicijativu, organizovati konsultacije između država članica (*i ovaj se model u praksi pokazao nedovoljno efikasnim, te prijedlozi nove Direktive idu u smjeru višeg stepena harmonizacije*).

Osim u hitnim slučajevima, ili u cilju zadovoljavanja manjih lokalnih potreba, države članice moraju se suzdržati od povlačenja svojih obaveznih rezervi, a prije sprovedenih konsultacija, naročito ako će doći do njihova smanjenja ispod dogovorenog minimuma.

Takođe, države članice će obavijestiti Komisiju o bilo kojem povlačenju obaveznih rezervi, te o predviđenom razdoblju nakon kojeg će zalihe pasti ispod dogovorenog minimuma, razlozima povlačenja rezervi i preduzetim mjerama za njihovo obnavljanje, te o očekivanom razvoju situacije u razdoblju u kojem su obavezne rezerve ispod dogovorenog minimuma.

Odluka 68/416/EEC o implementaciji međuvladinih sporazuma (Council Decision of 20 December 1968 on the conclusion and implementation of individual agreements between Governments relating to the obligation of Member States to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products) uvodi obavezu obavješćavanja Komisije u slučaju poteškoća u zaključivanju takvih sporazuma u određenom vremenskom roku i mogućnost da Komisija predloži odgovarajuće mjere u cilju prevazilaženja ovih poteškoća, odnosno mogućnost da, u slučaju potrebe izradi prijedlog Direktive (ili druge odgovarajuće mjere) s procedurom za registraciju, nadzor transport rezervi uskladištenih na teritoriji druge države članice.

Na osnovu i preporuka OECD-a, Vijeće evropske komisije je 19. decembra 1972. godine donijelo Direktivu 73/238/EEC iza koje je 24. jula 1973. godine slijedila Odluka 77/706/EEC.

Direktiva 73/238/EEC (Council Directive of 24 July 1973 on measures to mitigate the effects of difficulties in the supply of crude oil and petroleum products) navodi obavezu država članica da osiguraju potrebna ovlašćenja relevantnim organima za preduzimanje mjera u slučaju otežanog snabdijevanja ili prekida snabdijevanja naftom i naftnim derivatima, koje uključuju aktiviranje uskladištenih obaveznih rezervi nafte i naftnih derivata, mjere ograničavanja potrošnje (zavisno od stepena ugroženosti) ili davanje prioriteta određenim grupama korisnika, te sprovedu regulaciju cijena kao mjeru prevencije od njihova abnormalnog rasta. O predviđenim mjerama, zemlje članice su dužne obavijestiti Komisiju. Takođe, države članice će odrediti tijela odgovorna za implementaciju prethodno navedenih mjera i izraditi plan intervencija u slučaju otežanog ili prekinutog snabdijevanja.

Ukoliko do poteškoća u snabdijevanju sirovom naftom odnosno naftnim derivatima dođe na nivou Unije u cjelini, ili na teritoriji jedne od država članica, Komisija će, na zahtjev države članice ili na vlastitu inicijativu, formirati posebnu grupu sastavljenu od predstavnika zemalja članica koja će, pod predsjedavanjem Komisije, preduzeti potrebne konzultacije u cilju koordinacije predloženih mjera.

Odluka 77/706/EEC o utvrđivanju granice za smanjenje potrošnje primarnih izvora energije u slučaju poteškoća u snabdijevanju sirovom naftom i naftnim derivatima (Council decision of 7 November 1977 on the setting of a Community target for a reduction in the consumption of primary sources of energy in the event of difficulties in the supply of crude oil and petroleum products) navodi da u slučajevima kada dođe do poteškoća u snabdijevanju sirovom naftom ili naftnim derivatima u jednoj ili više država članica Komisija može postaviti granicu smanjenja potrošnje u iznosu od 10% od normalnog nivoa potrošnje. Ovakva odluka može biti na snazi do najviše dva mjeseca.

U svrhu osiguravanja homogenosti tržišta i u cilju osiguravanja da svi potrošači energije u Uniji podnesu proporcionalan teret krize, Komisija može nakon isteka dvomjesečnog razdoblja propisati novu granicu za derivate koje nije moguće supstituirati izraženu u procentualnom iznosu njihove ukupne potrošnje. Za derivate koje je moguće supstituirati granica može biti izražena u postotku potrošnje svih međusobno zamjenjivih izvora energije. U slučaju duže nestašice, može biti propisana granica viša od 10% te proširena i na druge oblike energije. Svaka država članica mora bez odgađanja preduzeti odgovarajuće mjere za smanjenje potrošnje naftnih derivata ili potrošnje energije u cjelini za minimalno njezin udio u ukupnoj granici smanjenja potrošnje energije.

Direktivom 72/425/EEC utvrđena je granica nivoa obaveznih rezervi od 90 dana prosječne unutrašnje potrošnje, a zadnjom **Direktivom 98/93/EEC** (Council Directive 98/93/EC of 14 December 1998 amending Directive 68/14/EEC imposing an obligation on Member States of the EEC to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products) podignuta je granica u kojoj derivati proizvedeni iz nafte iz vlastite proizvodnje mogu učestvovati u obaveznim rezervama sa 15% na 25%.

I dalje ostaju odredbe prema kojima se obavezne rezerve nafte i naftnih derivata odnose na tri grupe proizvoda: motorne benzine, gasna ulja i mlazno gorivo, avionski benzin i kerozin te lož ulja. Rezerve moraju biti u potpunosti na raspolaganju državama članicama, a moguće je i zajedničko držanje rezervi od strane država članica. Sporazumi o skladištenju rezervi moraju biti transparentni, a troškovi odnosno cijene čuvanja obaveznih rezervi, definisane na transparentan način i dostupne zainteresovanim stranama.

U cilju ispunjavanja obaveza, države članice mogu formirati nezavisno tijelo (skladištara) odgovorno za čuvanje dijela ili svih potrebnih obaveznih rezervi, pri čemu dvije ili više država članica mogu formirati zajedničko tijelo (skladištara).

Na početku svake kalendarske godine, države članice moraju izračunati potrebne obavezne rezerve (najkasnije do 31. marta) i ispuniti obaveze vezane uz potrebnu visinu rezervi najkasnije do 31. jula tekuće godine.

U statističkom izvještaju, naftni derivati moraju biti obračunati prema njihovoj stvarnoj tonaži, a sirova nafta i poluproizvodi prema strukturi udjela sirove nafte u proizvodnji pojedinih naftnih derivata u rafinerijama države članice, a prema stanju iz prethodne godine, ili na osnovu proizvodnih programa rafinerija za tekuću godinu, ili na osnovu odnosa između ukupne količine proizvedenih naftnih derivata u toku prethodne kalendarske godine u ukupnim obaveznim rezervama i ukupne količine sirove nafte korišćene tokom te godine (navedeno se smije primijeniti na najviše 40% (*a ne kao prije 10%*) ukupnih obaveznih rezervi prve i druge kategorije i do 50% rezervi treće kategorije (lož ulja)).

Obavezne rezerve mogu biti formirane na osnovu individualnih međuvladinih sporazuma o držanju obaveznih rezervi na teritoriji jedne države članice, a za preduzeća ili skladištare na teritoriji druge države članice.

Ukoliko rezerve formirane na ovaj način nisu vlasništvo preduzeća ili tijela/skladištara koje ima obvezu držanja rezervi, već ih ono drži za račun drugog preduzeća odnosno skladištara, moraju biti ispunjeni sljedeći uslovi:

- preduzeće ili skladištar koje koristi ovu uslugu mora imati ugovorno pravo aktiviranja ovih rezervi tokom razdoblja trajanja ugovora, a metodologija za utvrđivanje cijene ove akvizicije utvrđena između uključenih strana,
- ugovor o držanju rezervi ne smije biti zaključen na razdoblje kraće od 90 dana,
- raspoloživost rezervi mora biti zajamčena tokom cijelog ugovorenog razdoblja od strane preduzeća ili skladištara koje je preuzelo obavezu čuvanja rezervi,
- preduzeće ili skladištar koje je preuzelo obavezu čuvanja rezervi mora spadati pod nadležnost države članice na čijoj teritoriji su rezerve smještene, kad su u pitanju mogućnosti države da obavlja provjeru i verifikaciju stanja rezervi.

U izvještaj o stanju rezervi ne uključuju se rezerve za potrebe vojske, nezavisno da li ih čuva sama vojska ili preduzeća odnosno drugi skladištari, a za potrebe vojske.

2.3.2 Dinamika i potrebni skladišni kapaciteti u Crnoj Gori skladno Direktivi 98/93/EEC

Prvo pitanje koje je potrebno razmotriti kod analize potrebnih skladišnih kapaciteta na području Crne Gore je mogućnost izuzeća obaveze držanja dijela ukupno potrebnih rezervi na račun derivata proizvedenih iz nafte iz vlastite proizvodnje u iznosu od 25%, a vezano uz potencijal vlastite proizvodnje nafte iz podmorja.

Naime, odredbe Direktive 98/93/EEC navode da se radi o derivatima proizvedenim iz nafte iz vlastite proizvodnje. Navedeno pretpostavlja ili prisutnost vlastitih rafinerijskih kapaciteta na teritoriji Crne Gore ili mogućnost prerade nafte u drugim zemljama u trenutku potrebe na osnovu bilateralnih sporazuma.

U prvom slučaju, sektorske analize za izradu prostornog plana navode da je, u slučaju komercijalne proizvodnje nafte, mala vjerovatnoća da se u Crnoj Gori gradi rafinerija, iz nekoliko razloga: zaštita turističkog i ekološkog karaktera, nepostojanje ekonomske opravdanosti, postojanje nekoliko rafinerija velikog kapaciteta u relativno bližem okruženju.

U drugom slučaju, nabrojana EU legislativa navodi da je moguće držanje rezervi na teritoriji druge države na osnovu bilateralnih sporazuma jedino u slučaju ako se radi o članicama EU. S druge strane, za mogućnost interventne prerade, nužno je postojanje logističkih lanaca (naftovodi, produktovodi) za brzu dopremu u slučaju potrebe, obzirom da je i kod sistema obaveznih rezervi u svakom slučaju potrebno voditi računa o regionalnom karakteru snabdijevanja.

Slijedom svega navedenog, u nastavku je sproveden izračun potrebnih obaveznih rezervi naftnih derivata i skladišnog prostora uz pretpostavku da je potrebno osigurati obavezne rezerve u punom iznosu, tačnije dovoljne za 90 dana prosječne dnevne potrošnje, bez njihovog umanjenja za 25% na račun derivata proizvedenih iz sirove nafte iz domaće proizvodnje.

Izračunata prosječna 90-dnevna potrošnja navedenih naftnih derivata na tržištu Crne Gore, zavisno od posmatranom scenarija (viši, srednji i niži) je prikazana u nastavku. Potrebna 90-dnevna rezerva izračunata je primjenom jednadžbe: prosječna 90-dnevna potrošnja = (godišnja potrošnja / 365) x 90 odnosno približno je jednaka četvrtini prosječne godišnje potrošnje.

Tabela 2.7. Prognoza visine obaveznih 90-dnevnih rezervi naftnih derivata na području Crne Gore zavisno od scenarija

Visoki scenarij (tona)	2010	2015	2020	2025
Motorni benzin	23.071	28.273	30.435	28.684
Mlazno gorivo	3.477	4.095	4.552	5.192
Dizelsko gorivo	27.907	34.584	39.924	43.562
Ekstra lako lož ulje	5.683	7.061	7.672	7.137
Lož ulje	20.443	18.404	16.039	11.831
UKUPNO:	80.581	92.416	98.621	96.407

Srednji scenarij (tona)	2010	2015	2020	2025
Motorni benzin	19.986	24.490	26.898	26.393
Mlazno gorivo	3.695	4.164	4.470	4.630
Dizelsko gorivo	25.176	30.891	36.043	39.488
Ekstra lako lož ulje	5.788	7.246	7.996	7.910
Lož ulje	20.604	19.622	18.218	15.905
UKUPNO:	75.249	86.412	93.626	94.326

Niski scenarij (tona)	2010	2015	2020	2025
Motorni benzin	17.823	21.629	23.157	22.461
Mlazno gorivo	3.404	3.660	3.723	3.952
Dizelsko gorivo	22.046	26.278	29.881	32.304
Ekstra lako lož ulje	5.865	7.078	8.372	9.294
Lož ulje	20.590	19.958	19.266	18.266
UKUPNO:	69.727	78.604	84.397	86.279

Napomena: Prosječna 90-dnevna potrošnja je izračunata na sljedeći način:

Prosječna 90-dnevna potrošnja = (godišnja potrošnja / 365) x 90

U nastavku su prikazani rezultati izračuna potrebnog volumena skladišnog prostora, uz pretpostavku sljedećih specifičnih težina naftnih derivata: motorni benzin i mlazno gorivo - 0,74 kg/litar, dizelsko gorivo i ekstra-lako lož ulje - 0,84 kg/litar i lož ulje - 0,86 kg/litar.

Tabela 2.8. Potreban volumen skladišnog prostora za čuvanje obaveznih 90-dnevnih rezervi naftnih derivata na području Crne Gore zavisno od scenarija

Visoki scenarij (m³)	2010	2015	2020	2025
Motorni benzin	31.177	38.206	41.129	38.763
Mlazno gorivo	4.698	5.534	6.151	7.017
Dizelsko gorivo	33.222	41.171	47.528	51.860
Ekstra lako lož ulje	6.766	8.406	9.133	8.496
Lož ulje	23.771	21.400	18.650	13.757
UKUPNO:	99.634	114.717	122.591	119.893

Srednji scenarij (m³)	2010	2015	2020	2025
Motorni benzin	27.007	33.094	36.349	35.666
Mlazno gorivo	4.994	5.627	6.041	6.257
Dizelsko gorivo	29.971	36.775	42.908	47.010
Ekstra lako lož ulje	6.891	8.626	9.519	9.417
Lož ulje	23.958	22.816	21.184	18.494
UKUPNO:	92.822	106.938	116.002	116.844

Niski scenarij (m³)	2010	2015	2020	2025
Motorni benzin	24.085	29.229	31.293	30.353
Mlazno gorivo	4.599	4.946	5.031	5.341
Dizelsko gorivo	26.245	31.284	35.572	38.458
Ekstra lako lož ulje	6.982	8.426	9.966	11.064
Lož ulje	23.942	23.207	22.402	21.240
UKUPNO:	85.853	97.092	104.264	106.456

Radi procjene potrebnog dodatnog skladišnog kapaciteta, prikupljeni su podaci o volumenu i geografskom rasporedu postojećih skladišnih kapaciteta za naftne derivate na teritoriji Crne Gore.

Tabela 2.9. Prikupljeni podaci o skladišnom kapacitetu za naftne derivate na teritoriji Republike Crne Gore

Lokacija	Derivat	Kapacitet – ukupno (m ³)
BAR	BMB-95	39.850
	MB-98	11.200
	D-2	48.700
	MAZUT	25.500
	PRAZAN	1.300
LIPCI	MB-98	6.260
	D-2	7.500
	PRAZAN	7.860
BIJELO POLJE	BMB-95	2.600
	MB-98	3.900
	D-2	20.000
UKUPNO:	BMB-95	42.450
	MB-98	21.360
	D-2	76.200
	MAZUT	25.500
	PRAZAN	9.160

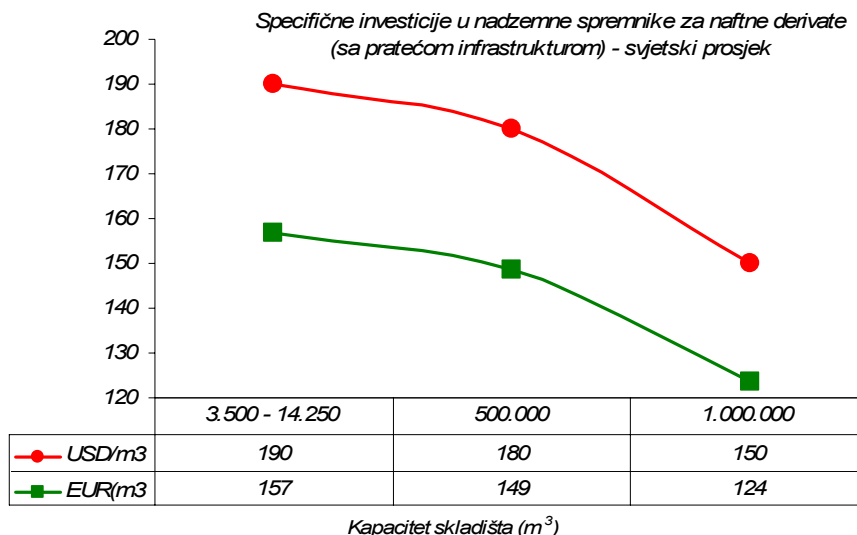
Napomena:

Za vrijeme izrade ove studije autori nisu uspjeli prikupiti podatke o kapacitetu postojećih rezervoara za mlazno gorivo

2.4 POTREBNE INVESTICIJE I UTICAJ TROŠKOVA SKLADIŠTENJA NA CIJENU DERIVATA NAFTE

Specifične investicije u nove skladišne kapacitete različite su u zavisnosti od toga radi li se o skladištu u podzemnim geološkim strukturama, prije svega kavernama, ili pak o nadzemnom skladištu. Takođe, specifične investicije značajno variraju zavisno od kapaciteta spremnika. Stoga su u nastavku izneseni podaci na osnovu dostupne literature, uz pretpostavku da će se za skladištenje obaveznih rezervi koristiti nadzemni spremnici.

Ovi podaci predstavljaju svjetski prosjek na osnovu postojećih projekata.



Slika 2.2. Specifične investicije u nadzemne spremnike za naftne derivate (sa infrastrukturom) – svjetski prosjek

Izvor: J. Brouwer, IEA China Workshop on Emergency Oil Stock Issues, IEA Headquarters, 2001

D. Roze, IEA China Workshop on Emergency Oil Stock Issues, „Emergency Stock Holding and Oil Stocks in France, IEA Headquarters, 2001

Uz pretpostavku izgradnje nadzemnih spremnika za naftne derivate uz pripadajuću prosječnu jediničnu cijenu kapaciteta od 190 USD/m³ (157 EUR/m³) potrebne investicije u skladišne kapacitete, zavisno od posmatranog scenarija potrebnih obaveznih rezervi naftnih derivata, i uz pretpostavku da **se predviđa izgraditi cjelokupan potreban kapacitet** za čuvanje obaveznih rezervi, prikazane su u nastavku.

Tabela 2.10. Prognoza potrebnih investicija u kapacitete za skladištenje 90-dnevnih obaveznih rezervi naftnih derivata na području Crne Gore uz pretpostavku izgradnje cjelokupnog potrebnog kapaciteta

	2010		2015		2020		2025	
	mil. USD	mil. EUR	mil. USD	mil. EUR	mil. USD	mil. EUR	mil. USD	mil. EUR
Visoki scenarij								
- kumulativ	18,9	15,6	21,8	18,0	23,3	19,3	0,0	0,0
- po petogodištima	18,9	15,6	2,9	2,4	1,5	1,2	0,0	0,0
Srednji scenarij								
- kumulativ	17,6	14,5	20,3	16,8	22,0	18,2	22,2	18,3
- po petogodištima	17,6	14,5	2,7	2,2	1,7	1,40	0,2	0,2
Niski scenarij								
- kumulativ	16,3	13,5	18,4	15,2	19,8	16,4	20,2	16,7
- po petogodištima	16,3	13,5	2,1	1,7	1,4	1,16	0,4	0,3

Napomena: Uočljivo je da u pojedinim petogodištima dolazi do dodatnih investicija. Do toga dolazi jer zbog porasta potrošnje naftnih derivata u posmatranom razdoblju rastu i obavezne zalihe. S druge strane, krenulo se i od pretpostavke da će se i potrebni skladišni kapaciteti graditi etapno, tj prema potrebi. Naravno, potrebna je investicija najviša na početku tj. kod uvođenja obaveze držanja zaliha.

U nastavku je izvršena analiza potrebnih investicija za razvoj skladišnog kapaciteta za čuvanje obaveznih rezervi **uz pretpostavku da je moguće iskoristiti dio postojećeg skladišnog kapaciteta**⁹.

Uz pretpostavku da se postojeći skladišni kapacitet koristi za čuvanje operativnih rezervi dostatnih za 45 dana (visina operativnih rezervi varira ali u pravilu iznosi minimalno 15 dana prosječne potrošnje), izračunat je preostali postojeći skladišni kapacitet koji je upoređen sa potrebnim volumenom skladišta za čuvanje obaveznih 90 dnevnih rezervi, zavisno od posmatranog scenarija.

Pri tome je pretpostavljeno i da je moguće iskoristiti višak kapaciteta za čuvanje dizelskog goriva za čuvanje ekstra-lakog lož ulja i lož ulja (mazuta), kao i da je moguće iskoristiti postojeći prazan kapacitet za čuvanje lož ulja (mazuta).

Uz sve navedene pretpostavke, proizilazi da bi, ako je zaista moguće iskorišćavanje dijela postojećih kapaciteta, potrebne investicije u nove skladišne kapacitete za držanje obaveznih rezervi mogle biti minimalne (u ovom slučaju nešto iznad jednog miliona USD).

Dakako, u slučaju srednjeg ili niskog scenarija, ili čuvanja operativnih rezervi za razdoblje kraće od 45 dana prosječne potrošnje, situacija se još popravlja.

Ipak, potrebno je naglasiti da se radi o jednostavnoj matematičkoj kalkulaciji koja ne uzima u obzir ostale elemente, poput stanja u kojem se nalaze postojeća skladišta ali ukazuje na potencijalnu mogućnost iskorišćenja dijela postojećih kapaciteta.

Na ovaj način, vlasnicima postojećih skladišnih kapaciteta za naftne derivate pruža se mogućnost da ih iznajme obaveznici držanja rezervi, odnosno da za njihov račun pružaju uslugu čuvanja

⁹ Autori su raspolagali podatkom o visini postojećeg kapaciteta rezervoara ali ne i o njegovom tehničkom stanju, naročito ako se uzme u obzir da su navedeni rezervoari uzeti u analizu i npr. 2025. godine, tj. skoro 20 godina od trenutka izrade ove strategije.

obaveznih rezervi naftnih derivata, ili da uđu u sličan aranžman s eventualnom Agencijom za obavezne rezerve.

Tabela 2.11. Analiza potrebnih investicija u kapacitete za skladištenje obaveznih rezervi naftnih derivata uz pretpostavku mogućnosti iskorišćavanja dijela postojećih skladišnih kapaciteta

Visoki scenarij		2010	2015	2020	2025
45-dnevne operativne rezerve (m³)					
Motorni benzin		15.589	19.103	20.564	19.381
Mlazno gorivo		2.349	2.767	3.076	3.508
Dizelsko gorivo		16.611	20.586	23.764	25.930
Ekstra lako lož ulje		3.383	4.203	4.567	4.248
Lož ulje		11.886	10.700	9.325	6.879
Postojeći kapacitet skladišta umanjen za operativne rezerve (m³)	Osnovni				
Motorni benzin	63.810	48.221	44.707	43.246	44.429
Dizelsko gorivo i ekstra-lako lož ulje	76.200	56.206	51.412	47.869	46.022
Lož ulje (mazut)	25.500	13.614	14.800	16.175	18.621
Prazan	9.160	9.160	9.160	9.160	9.160
90-dnevne obavezne rezerve (m³)					
Motorni benzin		31.177	38.206	41.129	38.763
Mlazno gorivo		4.698	5.534	6.151	7.017
Dizelsko gorivo i ekstra-lako lož ulje		39.988	49.577	56.662	60.356
Lož ulje (mazut)		23.771	21.400	18.650	13.757
Postojeći kapacitet skladišta umanjen za 45-dnevne operativne rezerve i 90 dnevne obavezne rezerve (m³)					
Motorni benzin		17.044	6.501	2.117	5.666
Dizelsko gorivo i ekstra-lako lož ulje		16.218	1.835	-8.792	-14.334
Lož ulje (mazut)		-10.157	-6.600	-2.474	4.864
Mlazno gorivo		nema podataka o postojećem kapacitetu			
Ukupno nedostaje (m³)					
Motorni benzin		višak slobodnog kapaciteta >		2.117	5.666
Dizelsko gorivo i lož ulja		nedostatak kapaciteta za loživa ulja pokriven viškom slobodnog kapaciteta za dizelsko gorivo i ekstra-lako lož ulje	-6.600	-11.267	-9.470
Prazno			9.160	9.160	9.160
Razlika uz pretpostavku da je moguće iskoristiti prazan kapacitet (m³)				10	5.356
Potrebna investicija u dodatni kapacitet (miliona USD)					
- kumulativ					1,02

Kao što je naznačeno u poglavlju 2.3., u knjizi B je, kao dio analize osjetljivosti, izrađen dodatni scenarij porasta finalne potrošnje energije, tzv. scenarij paralelnog razvoja TNG-a. U nastavku je iznesena prognoza potrebnog volumena rezervoarskog prostora za skladištenje obaveznih zaliha i prognoza potrebnih investicija uz pretpostavku da se za skladištenje u potpunosti koriste novi rezervoari.

Tabela 2.12. Prognozirana finalna potrošnja naftnih derivata i prognoza pripadajućeg volumena rezervoarskog prostora za skladištenje 90-dnevnih obaveznih rezervi za scenarij paralelnog rasta TNG-a iz analize osjetljivosti

	2010		2015		2020		2025	
	(PJ)	(m ³) 90 dana	(PJ)	(m ³) 90 dana	(PJ)	(m ³) 90 dana	(PJ)	(m ³) 90 dana
Visoki scenarij								
Tečna goriva	4,75	32.605	5,44	37.383	6,10	41.955	6,70	46.131
Motorna goriva	10,04	69.824	12,72	88.465	14,92	103.778	16,22	112.847
Ukupno:	14,79	102.429	18,16	125.848	21,02	145.733	22,92	158.978
Srednji scenarij								
Tečna goriva	4,52	31.025	5,00	34.353	5,81	39.944	6,61	45.466
Motorna goriva	9,00	62.593	11,09	77.130	12,77	88.825	13,67	95.105
Ukupno:	13,52	93.617	16,09	111.483	18,58	128.768	20,28	140.571
Niski scenarij								
Tečna goriva	4,43	30.410	4,59	31.531	5,12	35.200	5,92	40.728
Motorna goriva	7,92	55.079	9,49	65.997	10,53	73.239	11,06	76.940
Ukupno:	12,35	85.488	14,08	97.528	15,65	108.439	16,98	117.668

Tabela 2.13. Prognoza potrebnih investicija u rezervoarski prostor za skladištenje 90-dnevnih obaveznih rezervi za scenarij paralelnog rasta TNG-a iz analize osjetljivosti

	2010		2015		2020		2025	
	mil. USD	mil. EUR	mil. USD	mil. EUR	mil. USD	mil. EUR	mil. USD	mil. EUR
Visoki scenarij								
- kumulativ	19,5	16,1	23,9	19,7	27,7	22,8	30,2	24,9
- po petogodištima	19,5	16,1	4,4	3,7	3,8	3,1	2,5	2,1
Srednji scenarij								
- kumulativ	17,8	14,7	21,2	17,5	24,5	20,2	26,7	22,0
- po petogodištima	17,8	14,7	3,4	2,8	3,3	2,7	2,2	1,9
Niski scenarij								
- kumulativ	16,2	13,4	18,5	15,3	20,6	17,0	22,4	18,4
- po petogodištima	16,2	13,4	2,3	1,9	2,1	1,7	1,8	1,4

Napomena: Uočljivo je da u pojedinim petogodišnjim periodima dolazi do dodatnih investicija. Do toga dolazi jer zbog porasta potrošnje naftnih derivata u posmatranom razdoblju rastu i obavezne zalihe. S druge strane, krenulo se i od pretpostavke da će se i potrebni skladišni kapaciteti graditi etapno, tj prema potrebi. Naravno, potrebna je investicija najviša na početku tj. kod uvođenja obaveze držanja zaliha.

Uticaj troškova skladištenja na cijenu derivata nafte zavisi od načina organizacije obaveznih rezervi naftnih derivata i načina njihovog financiranja.

Države članice EU15 imale su dosad maksimalnu slobodu vezano uz pitanje organizacije njihovog sistema obaveznih rezervi nafte. Kao konačan rezultat, sistem za obavezne rezerve nafte je podijeljen u 15 različitih nacionalnih sistema koji se međusobno značajno razlikuju. Pojedine države članice formirale su ad hoc tijela (organizacije) odgovorna za držanje dijela ili cjelokupnih obaveznih rezervi nafte i naftnih derivata, a druge nisu. U zemljama članicama koje nemaju takve organizacije, aranžmani formiranja i držanja obaveznih rezervi nafte i naftnih derivata u potpunosti su prepušteni industriji kao dio obaveza nametnutih od strane države.

Kao što je prethodno naznačeno, modeli držanja obaveznih rezervi su različiti. Obavezne rezerve u Austriji, Belgiji, Grčkoj, Italiji, Luksemburgu, Portugalu, Švedskoj, Švajcarskoj, Turskoj i Velikoj Britaniji drže samo privredni subjekti. Privredni subjekti i agencije rezerve drže u kombinaciji u Češkoj, Finskoj, Francuskoj, Mađarskoj, Nizozemskoj, Španjolskoj i Danskoj. Kombinacija držanja obaveznih rezervi od strane privrednih subjekata, agencija i države (državne rezerve) postoji u Njemačkoj i Irskoj. U posljednje vrijeme bilježi se trend formiranja posebnih agencija zaduženih za držanje obaveznih rezervi (Republika Češka, Finska, Mađarska, Irska i Španija).

U nastavku su radi poređenja analizirana dva modela susjednih zemalja (Slovenije i Hrvatske) koja koriste dva, i u zemljama Europske Unije suprotstavljena modela¹⁰: u prvom slučaju (Slovenija) se za obavezne rezerve nafte i naftnih derivata brine zasebna Agencija, a u drugom slučaju (Hrvatska) obaveznici držanja rezervi sami brinu o osiguranju potrebnih rezervi. S druge strane, Slovenija nema vlastite kapacitete za rafinerijsku preradu i sve potrebne naftne derivate uvozi, dok Hrvatska raspolaže rafinerijskim kapacitetima u Rijeci i Sisku.

U Sloveniji, troškove formiranja obaveznih rezervi i operativnih i administrativnih troškova skladištenja snose potrošači kroz cijenu goriva. Uvoznici nafte i naftnih derivata (s neto uvozom od preko 25 tona naftnih derivata godišnje) uplaćuju državi propisani iznos (koji je nepromijenjen od 30. aprila 2003. godine i iznosi 1,8 SIT/litar za prvu kategoriju naftnih derivata (motorni benzini), te 1,7 SIT/litar za drugu i treću kategoriju naftnih derivata (dizelsko gorivo, ekstra-lako lož ulje, mlazno gorivo i lož ulje) koji se priznaje u strukturi prodajnih cijena naftnih derivata.

U Hrvatskoj je donesen izmijenjeni Pravilnik o utvrđivanju cijena naftnih derivata kojim je u formulu za izračun gornje granice cijene naftnih derivata (motorni benzin s olovom Super 98, bezolovni motorni benzin Eurosuper 95, bezolovni motorni benzin Eurosuper plus 98, dizelsko gorivo Eurodizel, dizelsko gorivo dizel i lož ulje ekstra-lako LU EL) unesen i element koji predstavlja iznos na ime priznavanja troškova nabave (troška kapitala) i troškova skladištenja obaveznih rezervi nafte i naftnih derivata (u iznosu od 79,6 kn po toni odnosno prosječno 0,06 kn po litru naftnih derivata (0,059 kn/litar za motorne benzine, 0,067 kn/litar za dizelsko gorivo i ekstra-lako lož ulje i 0,068 kn/litar za lož ulje).

Poređenje troškova u cijeni goriva ukazuje da su, iako temelji na dva različita modela, troškovi skladištenja obaveznih rezervi nafte i naftnih derivata izraženi u cijeni goriva približno jednaki u oba slučaja. U Sloveniji ovi troškovi iznose 1,7 – 1,8 SIT/litar ili prosječno 0,0078 EUR/litar, odnosno 0,78 eurocenti po litru. U Hrvatskoj, ovi troškovi iznose prosječno 0,0082 EUR/litar ili prosječno 0,82 eurocenti po litru.

Dakle, u prosjeku, i u slovenskom i u hrvatskom slučaju troškovi obaveznih rezervi sadržani u cijeni naftnih derivata iznose približno 0,8 eurocenti po litru.

¹⁰ Potrebno je navesti da postoji i treći model kojeg koristi npr. Slovačka. Ne postoji obaveza držanja rezervi od strane industrije, i ne postoje planovi da se naftnoj industriji nametne takva obaveza. Program formiranja potrebnih 90-dnevnih rezervi se financira iz državnog budžeta, a sprovodi ga ASMR (Direkcija za robne rezerve).

Za slučaj Crne Gore je izrađena **procjena mogućeg iznosa troškova obaveznih rezervi u cijeni naftnih derivata**. Ukupni se troškovi sastoje od iznosa na ime naknade za pokrivanje troška kapitala za nabavku naftnih derivata i iznosa za pokrivanje operativnih i administrativnih troškova skladištenja kojom se pokrivaju troškovi skladištenja i manipulacije obaveznim rezervama.

Odmah na početku, potrebno je naznačiti da je došlo do promjene stanja na globalnom tržištu nafte koje utiče i na promjenu ulaznih parametara za izračun iznosa na ime pokrića troškova obaveznih rezervi u cijeni goriva.

Prije svega, u trenutku izračuna navedenog iznosa (od 0,08 eurocenti po litru goriva) u Hrvatskoj i Sloveniji, cijena Brent nafte je iznosila približno 30 USD/barel, dok je u trenutku izrade ovog proračuna iznosila približno 55 USD/barel.

Obzirom na stalni trend porasta cijena nafte, realno je pretpostaviti da će doći i do korekcije ovog iznosa i u Hrvatskoj i Sloveniji.

Do korekcija će najvjerojatnije doći jer na visinu ovog iznosa utiče i nivo popunjenosti obaveznih rezervi. U trenutku definisanja iznosa na ime troškova obaveznih rezervi u cijeni goriva u Republici Hrvatskoj, visina obaveznih rezervi iznosila je 10% (od ukupno potrebnih 25%) neto uvoza. Takođe, i u Sloveniji je ovaj iznos definisan 30.04.2003. godine kad je visina obaveznih rezervi iznosila 413.000 tona, odnosno približno 75% u odnosu na ukupno potrebnih 558.000 tona (predviđeno je popunjavanje obaveznih rezervi u potpunosti do 31.12.2005. godine).

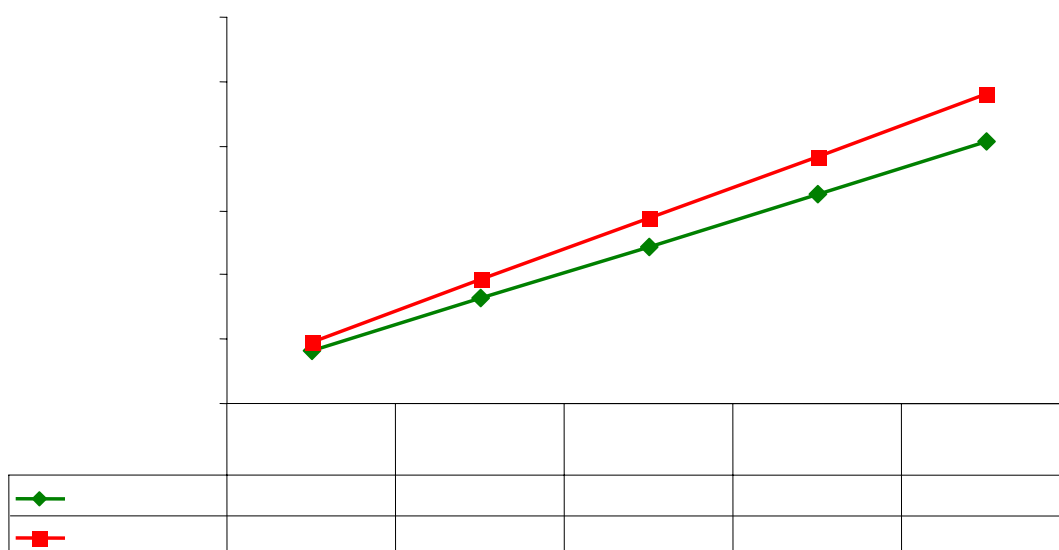
Stoga su u izračun uključene sljedeće pretpostavke:

- cijena Brent nafte od 60 USD/barel,
- trošak najma skladišta koji u sebi uključuje i operativne i administrativne troškove od 0,35 eurocenti po litru uskladištenog derivata za mjesec dana (utvrđen kao iznos između gornje granične vrijednosti za slučaj Republike Hrvatske od približno 0,45 eurocenti po litru uskladištenog derivata za mjesec dana i iznosa po pojedinim ugovorima kao donje orijentacijske veličine),
- priznate stope od 8% na iznos nabavljenih naftnih derivata za obavezne rezerve (na ovaj način, obaveznik držanja rezervi sam financira nabavku potrebnih obaveznih rezervi, ali mu se priznaje kamata zbog „zamrznutih“ sredstava u obliku obaveznih rezervi koja su inače mogla biti investirana na drugom mjestu).

U nastavku su izneseni rezultati proračuna, uz gore navedene pretpostavke i uz pretpostavku postepenog popunjavanja rezervi u razdoblju od 5 godina radi izbjegavanja naglog udara na cijenu goriva.

Prema rezultatima proračuna, udio u cijeni goriva za pokrivanje troškova formiranja i držanja obaveznih rezervi trebao bi se povećati 2,5 puta u odnosu na postojeći iznos u zemljama u okruženju (Slovenija, Hrvatska)¹¹ slijedom, između ostalog, više nego dvostrukog povećanja cijena nafte na globalnom svjetskom tržištu.

¹¹ Očekuje se da će i Slovenija i Hrvatska korigovati postojeće iznose.



Slika 2.3. Iznos u cijeni naftnih derivata za formiranje i skladištenje obaveznih rezervi naftnih derivata – procjena (eurocenti/litar)

2.5 EKOLOŠKI ASPEKTI

Evropsko vijeće je u Solunu u junu 2003. ovjerilo „Solunski program za Zapadni Balkan prema evropskim integracijama“ čiji je cilj dalje učvršćivanje povlašćenih odnosa između EU-a i Zapadnog Balkana i kojim je EU potakla zemlje regije da usvoje pravno obavezujući ugovor o tržištu energije u Jugoistočnoj Europi.

Svaka ugovorna stranka sprovodi relevantnu pravnu regulativu Zajednice iz područja energetike u skladu s vremenskim rasporedom za implementaciju mjera određenim u dodatku ugovora.

Stranke priznaju važnost Protokola iz Kyota, a svaka ugovorna stranka nastojat će mu pristupiti.

Stranke priznaju važnost pravila navedenih u Direktivi Europske zajednice 96/61/EZ Europskog vijeća od 24. septembra 1996. o integrisanom sprečavanju zagađivanja i kontroli – IPPC, a svaka ugovorna stranka će nastojati izvršiti Direktivu.

Nakon stupanja na snagu ovog Ugovora, novoizgrađeni objekti, a zatim i rad postrojenja za proizvodnju moraju biti usklađeni s pravnom regulativom Zajednice iz područja životne sredine.

Pravna regulativa Zajednice iz područja životne sredine, kad su u pitanju naftni derivati znači:

- Direktivu Vijeća Evropske zajednice 1985/337/EEZ od 27. juna 1985. o procjeni uticaja određenih javnih i privatnih projekata na životnu sredinu.
- Direktivu Vijeća Evropske zajednice 1999/32/EZ od 26. aprila 1999. koja se odnosi na smanjenje sadržaja sumpora u određenim tekućim gorivima, do 31. decembra 2011.
- Direktivu Evropske zajednice 2001/80/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća od 23. oktobra 2001. o ograničavanju ispuštanja iz stacionarnih izvora do 31. decembra 2017.

Direktiva Vijeća Evropske zajednice 1985/337/EEZ od 27. juna 1985. o procjeni uticaja određenih javnih i privatnih projekata na životnu sredinu. Ova direktiva podrazumijeva da će države članice, prije odobravanja realizacije projekata koji mogu imati značajan uticaj na životnu sredinu (zbog prirode, veličine te lokacije objekta) usvojiti potrebne mjere za procjenu njihovog uticaja. Procjena uticaja na životnu sredinu može biti integrisana u postojeće procedure za odobravanje projekata u državama članicama, ili ukoliko to nije slučaj, u druge postojeće ili procedure u pripremi a komplementarne s ovom direktivom.

U posebnim slučajevima države članice mogu izuzeti pojedine specifične projekte, djelimično ili u potpunosti od odredbi ove direktive, ali u tom slučaju moraju: razmotriti moguće druge načine procjene uticaja na životnu sredinu, te da li informacije prikupljene na ovaj način učiniti dostupnima široj javnosti, predložiti široj javnosti razloge izuzeća od procjene uticaja na životnu sredinu te (prije davanja izuzeća), informisati Komisiju o razlozima zbog kojih se izuzeće smatra opravdanim, te iste predložiti i domaćoj javnosti. Komisija će bez odlaganja ove dokumente proslijediti ostalim državama članicama.

Projekti (vezani uz područje nafte i naftnih derivata) koji **automatski podliježu procjeni uticaja na životnu sredinu** jesu rafinerije za preradu sirove nafte. Ako se radi isključivo o proizvodnji maziva, ista je (prema ovoj direktivi) oslobođena procjene uticaja na životnu sredinu.

Projekti (objekti) koji **mogu biti podložni procjeni uticaja na životnu sredinu** u slučaju da to države članice smatraju potrebnim na osnovu njihovih karakteristika (ali ne podliježu automatski obavezi izrade procjene uticaja), kad su u pitanju projekti vezani uz naftu i naftne derivate, su:

- Rudarstvo: proizvodnja sirove nafte, površinske industrijske instalacije za proizvodnju (vađenje) sirove nafte.
- Energetika: nadzemni objekti za skladištenje fosilnih goriva

- Obrada poluproizvoda i proizvodnja hemikalija: objekti za skladištenje naftnih derivata, petrohemijskih i hemijskih proizvoda
- Infrastrukturni projekti: naftovodi

Države članice mogu specificirati - proglasiti da određene vrste projekata podliježu procjeni uticaja na životnu sredinu ili mogu utvrditi kriterije i/ili ograničenja (limite) prema kojima bi pojedini projekti iz prethodno navedenih grupa mogli potpasti pod obavezu izrade procjene uticaja na životnu sredinu.

Kod procjene uticaja na životnu sredinu predlagač bi trebao pružiti sljedeći opis projekta:

- opis fizičkih karakteristika cijelog projekta i pripadajućih zahtjeva za zemljištem u toku faze izgradnje i pogona,
- opis glavnih karakteristika proizvodnog procesa, npr. količine i vrste potrebnih sirovina
- procjenu vrste i količine očekivanih otpadnih materija i emisije štetnih gasova (zagađenje vode, zraka i tla, buka, vibracije, toplota, radijacija itd...) kao prateće posljedice proizvodnog procesa,
- gdje je to moguće, opis mogućih alternativa proučenih od strane predlagača i glavni razlozi za izbor predloženog rješenja, uzevši u obzir i uticaj na životnu sredinu,
- opis svih aspekata na koje bi predloženi projekat mogao uticati (flora, fauna, tlo, voda, zrak, arhitektonsko i arheološko naslijeđe) i njihovi međusobni odnosi.
- opis mogućih značajnih uticaja predloženog projekta na životnu sredinu koji proizlaze iz: prisutnosti (postojanja) samog projekta, korišćenja prirodnih izvora, emisije štetnih gasova, uklanjanja proizvedenog otpada i opis predviđenih metoda od strane predlagača za procjenu uticaja na životnu sredinu,
- opis mjera predviđenih za prevenciju i smanjenje ili izbjegavanje u potpunosti (gdje i ako je to moguće) značajnih negativnih posljedica na životnu sredinu,
- naznaku mogućih poteškoća (tehničke prirode i nedostatka potrebnih iskustava i ekspertize) kod prikupljanja potrebnih informacija.

Opis mora pokriti (uključivati) direktne i sve indirektno, sekundarne, kumulativne, kratkoročne, srednjoročne, dugoročne, trajne ili privremene, pozitivne i negativne uticaje projekta na životnu sredinu.

Države članice će preduzeti potrebne mjere kako bi osigurali da sva nadležna tijela na koja se uticaj na životnu sredinu posmatranog projekta posredno ili neposredno odnosi imaju mogućnost davanja mišljenja na zahtjev za odobravanjem projekta. Sve prethodno navedene informacije moraju biti prosljeđene ovim tijelima.

Države članice će osigurati da svaki zahtjev za odobravanjem izvođenja projekta i svaka prethodno navedena informacija bude dostupna javnosti, te da javnost ima mogućnost izraziti svoje mišljenje prije nego dođe do realizacije projekta.

U slučaju da je država članica svjesna činjenice da bi posmatrani projekat mogao imati značajan uticaj na životnu sredinu u drugoj državi članici ili ako to druga država članica zatraži, država članica na čijoj bi teritoriji trebalo doći do realizacije projekta dostaviće prethodno navedene informacije drugoj državi članici te ih učiniti dostupnim domaćoj javnosti. Ove će informacije poslužiti kao osnova za nužne konsultacije u okviru bilateralnih odnosa između dvije države članice na bazi reciprociteta ili na ekvivalentnoj osnovi.

Republika Crna Gora harmonizovala je ovu direktivu sa svojim zakonodavstvom donošenjem Zakona o procjeni uticaja na životnu sredinu. Ovaj zakon je objavljen u službenom listu RCG broj

80/2005, stupio je na snagu a primjenjivaće se od 1. januara 2008. godine. Ovim se zakonom, skladno spomenutoj direktivi uređuje postupak procjene uticaja za projekte koji mogu imati značajan uticaj na životnu sredinu, sadržaj elaborata o procjeni uticaja, učešće zainteresovanih organa i organizacija i javnosti, postupak ocjene i izdavanja saglasnosti, obavještanje o projektima koji mogu imati značajan uticaj na životnu sredinu druge države, nadzor i druga pitanja od značaja za procjenu uticaja na životnu sredinu.

Direktiva Vijeća Evropske zajednice 1999/32/EZ od 26. aprila 1999. koja se odnosi na smanjenje sadržaja sumpora u određenim tekućim gorivima, do 31. decembra 2011. odnosi se na smanjenje emisije sumpornog dioksida kao posljedice sagorijevanja pojedinih vrsta naftnih derivata na način da se postave granične vrijednosti sadržaja (udjela) sumpora u posmatranim gorivima kao uslova za dozvolu njihove primjene na teritorijama država članica.

Odredbe ove Direktive ne odnose se gasno ulje za pogon brodova osim u slučaju pojedinih izuzetaka navedenih u samoj Direktivi, gasno ulje za pogon brodova koji prelaze granicu između države članice i treće zemlje, poluproizvoda i goriva predviđenih za dalju preradu.

Države članice će preduzeti sve potrebne korake da osiguraju zabranu upotrebe gasnih ulja, uključujući i (Direktivom navedena) gasna ulja za pogon brodova i to: od jula 2000. godine za navedena goriva sa težinskim udjelom sumpora većim od 0,2% i od 1. januara 2008. godine za navedena goriva čiji težinski udio sumpora prelazi 0,1%.

Ukoliko zbog potrebnih naglih promjena u snabdijevanju sirovom naftom, naftnim derivatima ili drugim ugljovodonicima država članica nije u mogućnosti ispuniti uslove vezane uz dopušteni nivo sumpora, može o tome obavijestiti Komisiju i zatražiti odgodu primjene od šest mjeseci, o čemu mora obavijestiti Komisiju i države članice. Bilo koja država članica može u roku od mjesec dana obavijestiti Komisiju o tome da želi osporiti ovu odluku. Komisija mora presuditi u razdoblju od dva mjeseca.

Direktiva Evropske zajednice 2001/80/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća od 23. oktobra 2001. o ograničavanju ispuštanja iz stacionarnih izvora do 31. decembra 2017. Direktiva se odnosi na postrojenja za sagorijevanje koja imaju toplotnu snagu jednaku ili veću od 50 MW nezavisno od vrste korišćenog goriva (čvrsto, tekuće ili gasovito). Direktiva se ne odnosi na postrojenja koja direktno koriste produkte sagorijevanja u proizvodnom procesu.

Ne zadirući u odredbe direktiva 96/61/EC i 96/62/EC od 27. septembra 1996. godine o procjeni kvaliteta vazduha i upravljanju kvalitetom vazduha, države članice moraju najkasnije do 1. januara 2008. godine ostvariti značajno smanjenje emisija kroz uvođenje odgovarajućih mjera da dozvole za rad postojećih postrojenja sadrže odredbe (uslove) u skladu sa graničnim emisijama za nova postrojenja, te da su postojeća postrojenja uključena u nacionalni plan smanjenja emisija.

Granične vrijednosti za nova postrojenja su (kad su u pitanju naftni derivati):

Granična emisija sumpordioksida (SO_2) za tekuća goriva za postojeća i nova postrojenja – iznosi za nova postrojenja (s izuzetkom gasnih turbina) snage od 50 do 100 MW_{toplotnih} 850 mg/m³, za nova postrojenja snage od 100 do 300 MW_{toplotnih} 400 do 200 mg/m³, a za postrojenja snage veće od 300 MW_{toplotnih} 200 mg/m³. Za postojeća postrojenja, granična emisija iznosi, za postrojenja snage 50 do 300 MW_{toplotnih} 1.700 mg/m³, za postrojenja snage 300 do 500 MW_{toplotnih} 1.700 do 400 mg/m³, a za postrojenja snage preko 500 MW_{toplotnih} 400 mg/m³. Postrojenja čija je toplotna snaga veća od 400 MW, čiji broj sati rada godišnje (izračunat na osnovu petogodišnjeg prosjeka), iznosi 2.000 sati (važi do 31. decembra 2015. godine), odnosno 1.500 sati (važi od 1. januara 2016. godine) mogu imati graničnu vrijednost emisije sumpordioksida od 800 mg/m³. Navedena se odredba ne odnosi na nova postrojenja.

Granična emisija azotnih oksida (NO_x) mjerena kao azotdioksid (NO_2) za tekuća goriva za postojeća i nova postrojenja – iznosi za postojeća postrojenja snage 50 do 500 $\text{MW}_{\text{toplotnih}}$ 450 mg/m^3 , a za postrojenja snage preko 500 $\text{MW}_{\text{toplotnih}}$ 400 mg/m^3 . Za nova postrojenja (s izuzetkom gasnih turbina), granična emisija azotnih oksida iznosi za postrojenja snage od 50 do 100 $\text{MW}_{\text{toplotnih}}$ 400 mg/m^3 , za nova postrojenja snage od 100 do 300 $\text{MW}_{\text{toplotnih}}$ 200 mg/m^3 , a za postrojenja snage veće od 300 $\text{MW}_{\text{toplotnih}}$ 200 mg/m^3 .

Granične vrijednosti za emisiju čvrstih čestica iznosi za postojeća postrojenja koja koriste tekuća goriva 50 mg/m^3 , a za nova postrojenja, za postrojenja snage 50 do 100 $\text{MW}_{\text{toplotnih}}$ 50 mg/m^3 , a za postrojenja snage preko 100 $\text{MW}_{\text{toplotnih}}$ 30 mg/m^3 .

Na mjestima gdje je postojeće postrojenje prošireno novim, čija je snaga veća od 50 $\text{MW}_{\text{toplotnih}}$ za navedeni dio postrojenja važe granične emisije štetnih gasova za nova postrojenja.

Države članice mogu zahtijevati pridržavanje i strožih graničnih vrijednosti emisija, te ih proširiti i na druge zagađivače, te mogu nametnuti dodatne zahtjeve vezane uz adaptaciju postrojenja i primjenu novih dostupnih tehnoloških rješenja.

Kod razmatranja izgradnje novih postrojenja za proizvodnju toplotne energije, države članice trebaju uvesti i potrebu analize tehničke i ekonomske opravdanosti istovremene proizvodnje mehaničke (električne) i toplotne energije putem kogeneracijskog ciklusa. Ukoliko analiza pokaže opravdanost ovakvog rješenja, uzevši u obzir i dostupno tržište i mogućnost distribucije energije, potrebna je izgradnja ove vrste postrojenja.

Države članice moraju sprovesti potrebne mjere nadzora emisija iz stacionarnih izvora definisanih ovom Direktivom, kao i poštovanje drugih mjera potrebnih za implementaciju ove Direktive. Na kraju, države članice moraju utvrditi kaznene mjere u svojem nacionalnom zakonodavstvu vezano uz primjenu odredbi ove Direktive. Mjere trebaju omogućiti efikasnu implementaciju odredbi direktive i biti proporcionalne učinjenom prekršaju.

Od važećih zakona s ovog područja potrebno je spomenuti Zakon o životnoj sredini ("Službeni list RCG", broj 12/96 i 55/00). Od značaja za navedenu problematiku svakako je pitanje eko-nadoknada. Eko nadoknade su: nadoknade za investicije i nadoknade zbog zagađenja životne sredine po načelu "zagađivač plaća". Nadoknadu za investicije plaća investitor na investicijske radove i to 2% na vrijednost investicija koje nijesu u neposrednoj funkciji zaštite životnih dobara i 1% na vrijednost investicija za koje je propisana izrada procjene. 10% navedenih sredstava investitor mora platiti u trenutku izdavanja saglasnosti na procjenu, a ostalo sukcesivno prema obračunskim situacijama. Uplata navedenih sredstava je uslov za izdavanje upotrebne dozvole.

Nadoknade zbog zagađenja životne sredine po načelu "zagađivač plaća" plaćaju pravna i fizička lica za ispuštanje zagađujućih materija u zrak, korišćenje fosilnih goriva, korišćenje supstanci koje uništavaju ozonski omotač, korišćenje ulja za podmazivanje, stvaranje i odlaganje opasnog otpada te korišćenje motornih vozila, aviona i plovniha objekata. Navedene nadoknade, način obračuna i plaćanja utvrđuje Vlada CG.

Vlada RCG donosi propis kojim se uređuje vrsta zahvata za koje je obavezna izrada procjene, njen sadržaj, metoda izrade i dr (Uredba o procjeni uticaja zahvata na životnu sredinu ("Službeni list RCG", broj 14/97), Uputstva o sadržaju elaborata procjene uticaja zahvata na životnu sredinu ("Službeni list RCG", broj 21/97)).

Takođe, Vlada RCG donosi program nadzora, a Ministarstvo nadležno za zaštitu životne sredine utvrđuje vrstu emisija koje su predmet praćenja stanja životne sredine, metodologiju mjerenja, način evidentiranja i rok dostave podataka kao i uslove koje mora ispunjavati institucija ovlašćena za praćenje zagađenja životne sredine.

Uredbom o procjeni uticaja zahvata na životnu sredinu koja je donijeta na osnovu Zakona o životnoj sredini, utvrđen je postupak procjene uticaja zahvata na životnu sredinu koji mogu dovesti do zagađivanja životne sredine, odnosno koji predstavljaju rizik po životnu sredinu, vrste zahvata za koje je obavezna procjena, sadržaj elaborata procjene, kriterije koje moraju ispunjavati stručne organizacije koje se mogu baviti izradom elaborata procjene, učešće javnosti i verifikacije.

Ovaj propis, kao i odgovarajuće odredbe Zakona o životnoj sredini, treba da budu stavljeni van snage primjenom Zakona o procjeni uticaja na životnu sredinu, zajedno sa Zakonom o strateškoj procjeni uticaja na životnu sredinu i Zakonom o integrisanom sprječavanju i kontroli zagađivanja životne sredine.

Uz spomenuti Zakon o procjeni uticaja na životnu sredinu, doneseni su i prethodno navedeni Zakon o strateškoj procjeni uticaja na životnu sredinu i Zakon o integrisanom sprječavanju i kontroli zagađivanja životne sredine (Službeni list RCG broj 80/2005.) Stupili su na snagu a primjenjivaće se od 1. januara 2008. godine. Ovi su propisi harmonizovani sa zakonodavstvom EU.

Zakonom o integrisanom sprječavanju i kontroli zagađivanja životne sredine uređuju se uslovi i postupak izdavanja integrisane dozvole za postrojenja i aktivnosti koje mogu imati negativne uticaje na zdravlje ljudi, životnu sredinu ili materijalna dobra, vrste aktivnosti i postrojenja, nadzor i druga pitanja od značaja za sprječavanje i kontrolu zagađivanja životne sredine.

Zakonom o strateškoj procjeni uticaja na životnu sredinu utvrđuju se uslovi, način i postupak vršenja procjene uticaja određenih planova ili programa na životnu sredinu kroz integrisanje principa zaštite životne sredine u postupak pripreme, usvajanja i realizacije planova ili programa koji imaju značajan uticaj na životnu sredinu.

Ciljevi izrade strateške procjene su: obezbjeđivanje da pitanja životne sredine i zdravlje ljudi budu potpuno uzeta u obzir prilikom razvoja planova ili programa, uspostavljanje jasnih, transparentnih i efikasnih postupaka za stratešku procjenu, obezbjeđivanje učešća javnosti, obezbjeđivanje održivog razvoja i unaprjeđivanje nivoa zaštite zdravlja ljudi i životne sredine.

Izrada strateške procjene je obavezna, između ostalog, i za planove ili programe iz oblasti: energetike i industrije uključujući rudarstvo, urbanističkog ili prostornog planiranja ili korišćenja zemljišta, a koji daju okvir za budući razvoj projekata koji podliježu izradi procjene uticaja na životnu sredinu u skladu sa posebnim aktom, kao i za one planove i programe koji, s obzirom na područje u kome se realizuju, mogu uticati na zaštićena područja, prirodna staništa i očuvanje divlje flore i faune.

U skladu s navedenim, preporuka je izraditi studije uticaja na životnu sredinu, posebno u slučaju kategorija koje podliježu direktivi 1985/337/EEZ tj. proizvodnja sirove nafte i površinske industrijske instalacije za proizvodnju (vađenje) sirove nafte odnosno infrastrukturni projekti – naftovodi u slučaju da se utvrde komercijalne rezerve nafte u podmorju Crne Gore, tako i u svakom slučaju u slučaju izgradnje rezervoara za skladištenje obaveznih zaliha naftnih derivata, što spada pod kategoriju: energetika: nadzemni objekti za skladištenje fosilnih goriva i objekti za skladištenje naftnih derivata, petrohemijskih i hemijskih proizvoda.

3 TEČNI NAFTNI GAS KAO PRETHODNICA PRIRODNOG GASA

3.1 RAZVOJ TRŽIŠTA TEČNOG NAFTNOG GASA U MJEŠALIŠTIMA I ZA OSTALE NAMJENE

U knjizi B prikazana je prognoza energetske potrebe za sve sektore potrošnje i za sve energente, pa tako i za tečni naftni gas. U ovom poglavlju biće prikazana prognoza razvoja tržišta tečnog naftnog gasa iz gasnih distributivnih sistema.

Tečni naftni gas (TNG) naziv je za smjesu tekućeg propan-butana. Odnos propana i butana može varirati ali se u komercijalnom smislu najčešće podrazumijeva odnos 50%:50%. Po domaćim važećim standardima TNG smije sadržavati najviše 65% butana, mada se na tržištu može naći i smjesa sa do 80 % butana (kontrola smjesa se slabo vrši). Promjena odnosa u smjesi ne oštećuje kupca jer je ogrjevna vrijednost 1 kg propana i butana praktično ista (prodajna cijena TNG-a odnosi se na kilogram kao mjernu jedinicu osim u slučaju autogasa).

TNG je danas prisutan:

- u čeličnim bocama od 10 i 35 kg kao i malim kamp bocama,
- u malim spremnicima kapaciteta 1000, 1800, 2700, 4850, 6850 i 10000 litara za domaćinstva, usluge i obrt,
- u stabilnim (velikim) spremnicima uglavnom za veće industrijske potrošače,
- kao autogas za pogon motornih vozila,
- kao ispareni gas koji se direktno iz punionice gasovodom otprema potrošačima
- za proizvodnju gradskog gasa,
- kao miješani gas bilo kao prethodnica prirodnog gasa ili u trajnom "ostrvskom" pogonu.

Na tržištu Crne Gore TNG je dostupan u malim kamp bocama od 2, 5 kg, u bocama od 7,5 , 10 i 35 kg, u malim rezrvarima do 5 m³ i industrijskim rezervoarima različitih zapremina.

U cilju pojašnjenja, karakteristike pojedinih vrsta gasa prikazane su u sljedećoj tabeli:

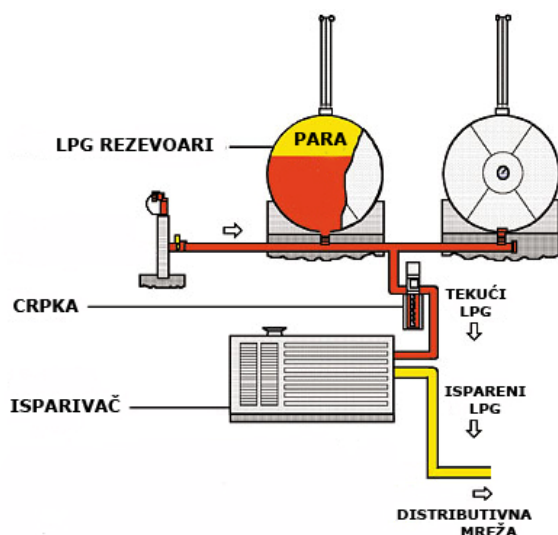
Tabela 8.1. Osnovne karakteristike pojedinih vrsta gasa

	Metan (prirodni plin)	Propan	Butan
Gornja ogrjevna vrijednost			
° u MJ/m ³ _n	39,7	100,1	128,7
° u MJ/kg	55,6	50,2	49,3
1 kg daje m ³ / _n	1,40	0,501	0,383
Specifična gustina			
° u kg/m ³ _{st}	0,677	1,861	2,452
° u kg/m ³ _n	0,714	1,963	2,586
Relativna gustina u odnosu na vazduh	0,554	1,522	2,006

Ogrjevna vrijednost prirodnog gasa u prodaji na području Republike Hrvatske iznosi 34 MJ/m³ a ogrjevna vrijednost TNG-a 46,87 MJ/kg.

Ispareni TNG

Da bi se tečni gas mogao koristiti (u spremniku se nalazi uglavnom u tečnom stanju), potrebno ga je isparavanjem prevesti iz tečne u paru (gasovitu) fazu. To se postiže pomoću isparivača (izmjenjivača toplote). U praksi se, prema mediju zagrijavanja upotrebljavaju tri tipa isparivača: isparivači koji za zagrijavanje koriste električnu energiju, koji koriste toplu ili vrelu vodu i isparivači koji koriste paru. Iza isparivača se ugrađuje uređaj za regulaciju koji pritisak gasa koji dolazi iz spremnika smanjuje na željeni nivo distributivnog sistema ili potrošača. Sistemi isparenog gasa jeftiniji su od sistema miješanog gasa, ali je prije prelaska na prirodni gas potrebno izvršiti rekonstrukcije potrošača na sistemu. Isto tako pri niskim temperaturama i u slučaju nedovoljno čiste mješavine tečnog naftnog gasa moguće je utekućivanje gasa u cjevovodnom sistemu. Na slikama 4 i 5 prikazane su šeme isparivačkog sistema i vrelovodnog isparivača.



Slika 3.1. Šema isparivačkog sistema

(LPG – liquid petroleum gas – engleski naziv za tečni naftni gas)

Miješani gas

Ukoliko želimo da smjesa propan-butana nekog komercijalnog sistema dovedena potrošaču u gasovitom stanju jednog dana bez većih poteškoća bude zamijenjena prirodnim gasom (tj. da priključenje potrošača nije uslovljeno dodatnom investicijom), nužno je miješati TNG sa vazduhom (ili nekim drugim odgovarajućim gasom) tako da se TNG prevede u grupu istih karakteristika sagorijevanja s prirodnim gasom.

Kako je osnovni pokazatelj zamjenjivosti gorivih gasova Wobbe indeks potrebno je mješavinu TNG-vazduh dovesti na vrijednost Wobbe-ovog indeksa II. grupe kojoj pripada prirodni gas. Naime, gasovi različitog sistema a istog Wobbe indeksa stvaraju jednako toplotno opterećenje pa stoga mogu sagorijevati na istom plameniku bez promjene sapnica (drugim riječima, mogu se zamjenjivati). Dozvoljeni Wobbe-ov indeks za II. grupu prirodnih gasova je u granicama od 41,8 do 55,7 MJ/m³_n što znači da i zamjenski gas (koji će "simulirati" prirodni) mora biti unutar tih granica. Čisti TNG bez miješanja sa vazduhom spada u III. grupu gasova s Wobbe-ovim indeksom od 81,6 do 93,7 MJ/m³. Ukoliko se ova vrijednost želi svesti na vrijednost II. grupe gasova treba je miješati sa vazduhom. Ukoliko se smjesom TNG-vazduh postigne vrijednost Wobbe indeksa u granicama od 41 do 55 MJ/m³_n može se reći da je takva smjesa zamjenjiva prirodnim gasom i obratno.

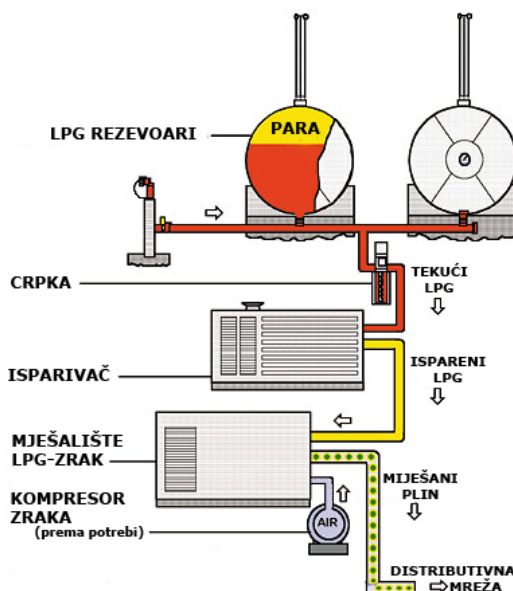
Gasno postrojenje za pripremu mješavine TNG-vazduh zavisno od izlaznog pritiska u distributivnu gasnu mrežu potrošača dijelimo na niskokompresijsko mješalište s izlaznim pritiskom od 25 do 400 mbar odnosno na visokokompresijsko mješalište s izlaznim pritiskom do 4 bar. Razlika između niskokompresijskog i visokokompresijskog mješališta je što visokokompresijsko za dovod vazduha koristi kompresor. Šematski prikaz mješališta nalazi se na slici 6.

Karakteristike kompresora i pripadajuće opreme zavise od kapaciteta mješališta i izlaznog pritiska.

Samo mješalište TNG-vazduh radi na principu mlaznice u kojoj se koristi energija pritiska TNG-a od 3 do 5 bar koja prolazom kroz posebno oblikovanu mlaznicu stvara podpritisak čime dolazi do usisavanja atmosferskog vazduha te njihova miješanja u određenoj srazmjeri. Nakon sapnice, već formirana mješavina dolazi u prošireni dio gdje uslijed pada brzine dolazi do porasta pritiska miješanog gasa koji u tom trenutku iznosi od 0,3 do 0,5 bar i takav ide u niskokompresijsku

distributivnu mrežu. U slučaju potrebe za većim izlaznim pritiskom nužno je izvršiti komprimiranje atmosferskog vazduha putem kompresora te povećati ulazni pritisak TNG-a na nešto veću vrijednost nego u prethodnom tipu postrojenja.

Osnovna prednost miješanog gasa je što pri prelasku s miješanog na prirodni gas nije potrebno vršiti nikakva preinačenja na potrošačima i postrojenje se može u distributivnom sistemu prirodnog gasa koristiti za pokrivanje vršne potrošnje. Osnovni nedostatak u odnosu na isparivačko postrojenje je znatno viša cijena.



Slika 3.2. Šema mješališta

(LPG – liquid petroleum gas – engleski naziv za tečni naftni gas)

U toku 2005. godine izrađeno je više studija mogućnosti razvoja mrežnih sistema s tečnim gasom na području Crne Gore (literatura 9, 10, 11 i 12). U knjizi B je izrađeno ukupno 6 scenarija razvoja tržišta TNG-a. U ovoj knjizi biće definisana dva scenarija razvoja tržišta TNG-a – visoki scenarij s nivoem priključenja od 60 % potencijalnih potrošača i srednji scenarij s nivoem priključenja od 30 % potencijalnih potrošača. Scenariji razvoja korišćeni u studijama (literatura 9, 10, 11 i 12) prilagođeni su uslovima i formi energetske strategije. Analiza je izrađena za veće gradove u Crnoj Gori: Podgorica, Herceg Novi, Kotor, Tivat, Budva, Bar, Ulcinj, Cetinje i Nikšić.

Uvažavajući rokove izrade knjige C i raspoložive materijale izrađena je ocjena porasta potrošnje miješanog ili tečnog naftnog gasa za sve sektore potrošnje (domaćinstva, usluge i industriju). Veliki potrošači energije (kao što su KAP ili Željezara) mogu na osnovu velike potrošnje ostvariti popuste pri nabavi TNG-a. Iz tog razloga potrebno je napraviti analizu isplativosti direktne nabave TNG-a od dobavljača ili iz budućeg mrežnog sistema. S obzirom da u ograničenom roku izrade studije nije bilo moguće izraditi navedene analize pretpostavljeno je da će se većim industrijskim potrošačima (KAP, Željezara ili sl.) na osnovu volumena gasa koji troše više isplatiti nabavljati gas direktno od dobavljača, a ne iz mrežnog sistema i plaćati trošak razvoja distributivnog sistema.

U domaćinstvima se energija koristi za toplotne namjene, netoplotne namjene (potrošnja električne energije za specifične potrebe) i energija za hlađenje prostora. U domaćinstvima se

energija za toplotne namjene troši na tri načina; zagrijavanjem prostorija, zagrijavanjem tople vode i kuvanjem. Svaki od ova tri vida potrošnje energije za toplotne namjene ima svoje zakonitosti i u opštem slučaju zavisi od različitih varijabli. Tako zagrijavanje prostorija zavisi od starosti stana, kvadrature stana te od ključne varijable, životnog standarda, što prevedeno na polje potrošnje energije znači udio površine stana koji se grije u ukupnoj površini stana. To znači da što je životni standard viši, veća je površina stana koji se grije. To naravno znači da se iznad neke granice životnog standarda, zagrijava cijeli stan. Zagrijavanje tople vode je prvenstveno pitanje higijenskih potreba što je opet u uskoj vezi s nivoom životnog standarda. Pri proračunu potreba toplote za grijanje vode po stanu suprotstavljaju se dva trenda, smanjenje broja stanovnika po stanu i povećanje potreba za toplom vodom po glavi stanovnika. Potrošnja energije za kuvanje zavisi od istih faktora kao i energija za pripremu tople vode.

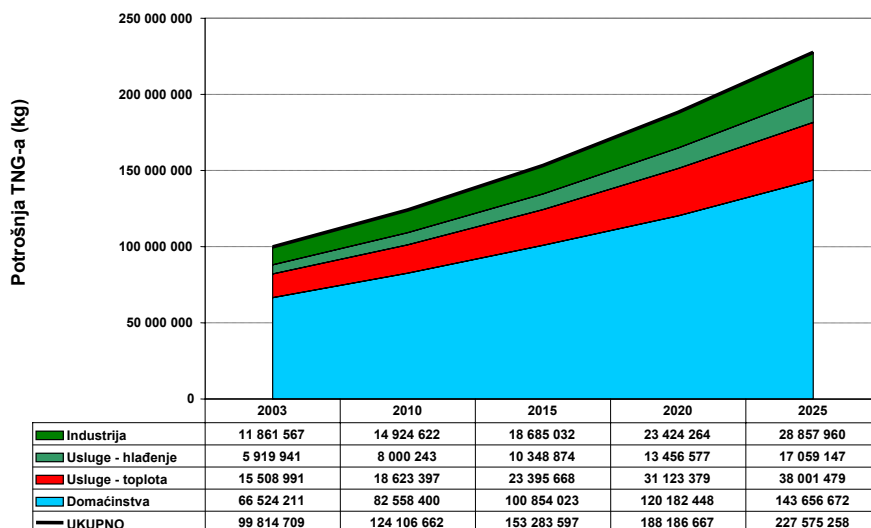
Na području Crne Gore sprovedena je anketa s ciljem cjelovitog sagledavanja potrošnje energije u domaćinstvima. Anketa je sprovedena na području Podgorice i Budve na reprezentativnom uzorku. Na temelju rezultata ankete i podataka o potrošnji energije dobivenih od energetskih subjekata rakonstruisana je potrošnja energije u baznoj godini. MEDEE metodologijom izvršena je prognoza energetskih potreba u domaćinstvima za različite vidove stanovanja na području posmatranih gradova i izvršena korekcija prosječne potrošnje energije uvažavajući klimatske uslove za ostale gradove u RCG.

Prosječna energija za toplotne namjene u domaćinstava prikazana potrošnjom tečnog naftnog gasa porasla bi u zavisnosti od klimatskih uslova i standarda življenja sa 640 do 1100 kg tečnog naftnog gasa iz bazne godine na 860 do 1620 kg tečnog gasa po domaćinstvu u zadnjoj posmatranoj godini.

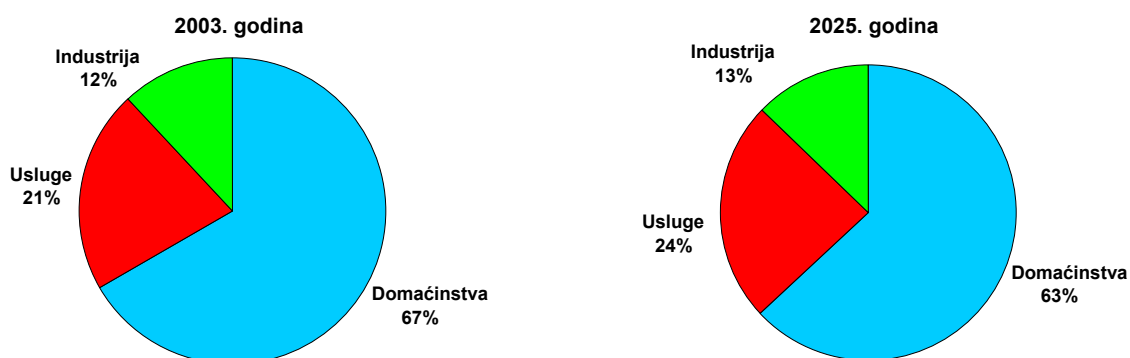
Temelj za ocjenu potrošnje energije u uslužnom sektoru svakog pojedinog naselja je bilans potrošnje energije u Crnoj Gori. Na temelju broja stanovnika i uvažavajući karakter priobalnih gradova i uloge uslužne djelatnosti u njihovoj privredi, izvršena je raspodjela potrošnje uslužnog sektora iz bilansa na posmatrana naselja.

Temelj za ocjenu potrošnje energije u industrijskom sektoru svakog pojedinog naselja je bilans potrošnje energije u Crnoj Gori. Isto kao i za uslužni sektor, raspodjela potrošnje je izvršena na osnovu broja stanovnika i karaktera svakog pojedinog naselja (turistički razvoj, blizina i uticaj luke, udaljenost naselja od turističkih centara i sl.).

Ukupna potrošnja energije za toplotne potrebe prikazana potrošnjom TNG-a na posmatranom području će porasti sa 99,8 hiljada tona iz bazne godine na 227,6 hiljada tona u zadnjoj posmatranoj 2025. godini. Udio domaćinstava u ukupnoj potencijalnoj potrošnji će se u posmatranom razdoblju smanjiti sa 67 % udjela u baznoj godini na 63 % u zadnjoj posmatranoj godini. Udio uslužnog sektora će porasti sa 21 % u baznoj na 24 % u zadnjoj posmatranoj godini, a udio industrije će porasti s 12 % iz bazne, na 13 % u zadnjoj posmatranoj godini.



Slika 3.3. Ukupna potencijalna potrošnja TNG-a iz gasovodnih mreža



Slika 3.4. Udjeli sektora potrošnje u ukupnoj potencijalnoj potrošnji TNG-a iz gasovodnih mreža

Na prethodnim slikama prikazana je ukupna toplotna potrošnja na posmatranom području prikazana tečnim naftnim gasom. Međutim, stvarni porast potrošnje miješanog ili isparenog tečnog gasa zavisice od dinamike razvoja sistema gasa, odnosno od dinamike priključenja potrošača na sistem gasa.

Odvojeno je pretpostavljen porast broja potrošača priključenih na sistem gasa u kategoriji domaćinstava, industrije i uslužnog sektora. Premda model omogućuje i analizu sistema gasa s vikendicama kao potencijalnim potrošačima, prema dosadašnjem iskustvu, njihov udio u ukupnoj potrošnji i interesu za priključenje na sistem gasa je zanemariv i ne utiče na konačne rezultate izračuna, pa su vikendice isključene iz analize potrošnje.

Prognoza potrošnje potrošača iz kategorije domaćinstava priključenih u tekućoj godini (novopriključeni potrošači) izvršena je na sljedeći način: Broj domaćinstava predviđen za priključenje u tekućoj godini jednoliko je raspodijeljen tokom godine nakon čega je uzeta u obzir i sezonska krivulja potrošnje. Naime, da je broj novopriključenih potrošača jednostavno pomnožen sa prosječnom potrošnjom po potrošaču dobili bi potrošnju kao da su svi potrošači priključeni 01.01. tekuće godine i odmah počeli trošiti gas. Potrošnja u početnoj godini izračunata na prvi

način je otprilike 50% niža. U narednim godinama potrošnja za te iste potrošače izračunata je množenjem broja domaćinstava sa specifičnom godišnjom potrošnjom po domaćinstvu.

U visokom scenariju predviđeno je da se domaćinstva priključuju jednoličnim tempom do dvanaeste godine od početka projekta (početak projekta 2010. godina) kada će dosegnuti zasićenje od oko 60 % priključenih domaćinstava. Za Podgoricu je posebno modelirana dinamika priključenja porodičnih kuća i stanova. Porodične kuće se priključuju predviđenom dinamikom do 60 %, dok se stanovi priključuju duplo sporijom dinamikom s maksimalnim nivoem priključenja od 30 %.

U srednjem scenariju predviđeno je da se domaćinstva priključuju jednoličnim tempom do dvanaeste godine projekta (početak projekta 2010. godina) kada će dostići zasićenje od oko 30 % priključenih domaćinstava. Za Podgoricu je posebno modelirana dinamika priključenja porodičnih kuća i stanova. Porodične kuće se priključuju predviđenom dinamikom do 30 %, dok se stanovi priključuju duplo sporijom dinamikom s maksimalnim nivoem priključenja od 15 %.

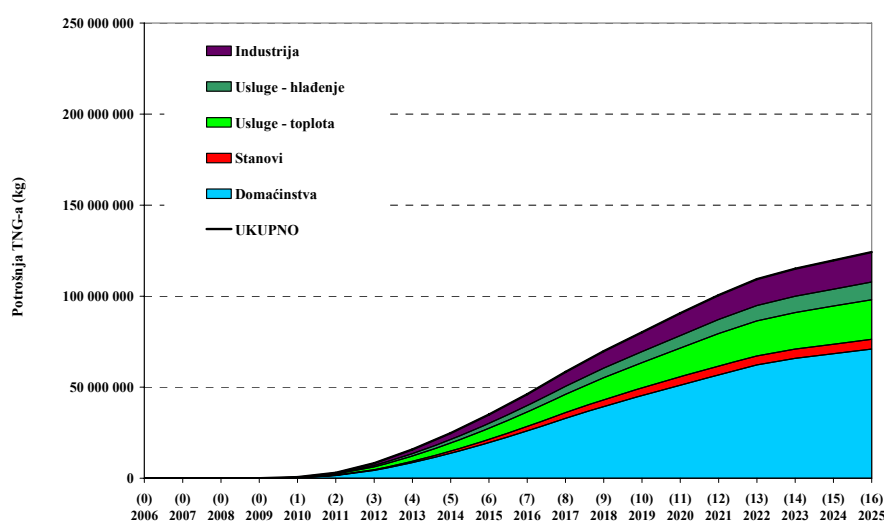
U visokom scenariju u kategoriji uslužnog sektora i industrije predviđeno je da se zasićenje (razina priključenja) od oko predviđenih 60 % potencijalne potrošnje dostigne takođe u 12. godini projekta.

U srednjem scenariju u kategoriji uslužnog sektora i industrije predviđeno je da se zasićenje (nivo priključenja) od oko predviđenih 30 % potencijalne potrošnje dostigne takođe u 12. godini projekta.

Procjena angažovane snage izračunava se na osnovu prethodno opisane dinamike porasta priključenja potrošača na gasni sistem. Odvijeno se izračunava angažovana snaga za domaćinstva, za uslužni sektor i industriju. Na osnovu izračunate angažovane snage definiše se potreban kapacitet isparivačkog sklopa ili mješališta.

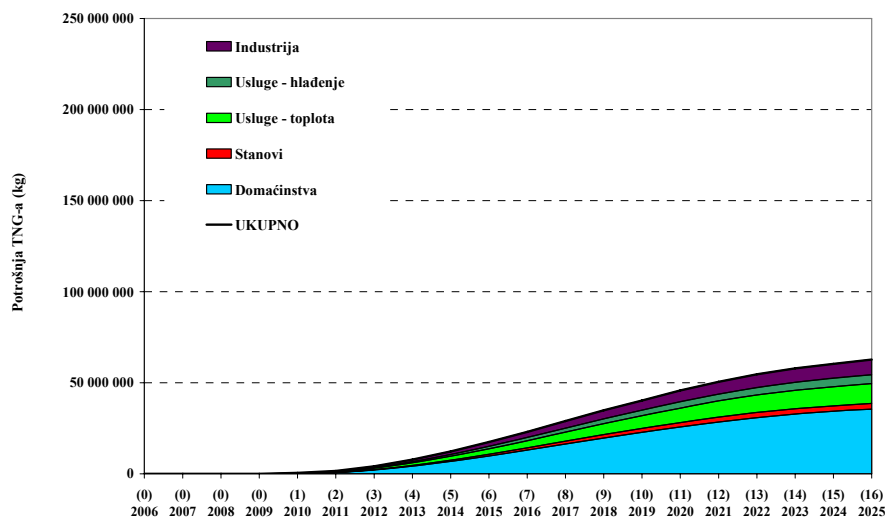
Iz ukupne potrošnje isparenog ili miješanog gasa izračunava se dnevna potrošnja tečnog naftnog gasa. Podatak o predviđenoj dnevnoj potrošnji TNG-a nužan je za dimenzionisanje potrebnog spremničkog prostora. Naime, zbog mogućnosti modularne izvedbe pojedini bi spremnik ušao u upotrebu onog trenutka kada bi zaista bio i potreban.

U visokom scenariju (s maksimalnim priključenjem na nivou od 60 %) ostvarena potrošnja TNG-a iznosila bi u zadnjoj posmatranoj godini 125 hiljada tona.



Slika 3.5. Porast potrošnje tečnog gasa uz razvoj sistema u 2010. godini – visoki scenarij

U srednjem scenariju (s maksimalnim priključenjem na nivou od 30 %) ostvarena potrošnja TNG-a iznosila bi u zadnjoj posmatranoj godini 63 hiljade tona.



Slika 3.6. Porast potrošnje tečnog gasa uz razvoj sistema u 2010. godini – srednji scenarij

3.2 OCJENA IZNOSA I DINAMIKE INVESTICIJA U GRADSKO MREŽE I MJEŠALIŠTA ZA TNG

Na osnovu satelitskih snimaka 1 metarske rezolucije izrađena su idejna rješenja gasne mreže za gradove Podgorica, Herceg Novi, Kotor, Tivat, Budva i Bar, dok su za područje gradova Ulcinj, Cetinje i Nikšić izvršene stručne procjene dužine gasne mreže. Pojedini veći gradovi sa susjednim naseljima čine jednu urbanu sredinu, pa je pretpostavljeno da cijelo područje čini jedno distributivno područje za koje je prikazana ukupna dužina gasne mreže. Dužine gasne mreže i potrebne investicije prikazane su u tabeli u nastavku. Za oba scenarija predviđena je ista dinamika ulaganja u razvoj plinske mreže.

Tabela 9.2. Dužina gasne mreže i procjena investicijskih troškova u većim naseljima Crne Gore (izvor EIHP)

Naselje	Distribucijska mreža - ulični gasovodi (km)	Distribucijska mreža - ulični gasovodi (mil. EUR)
Podgorica	344,8	10,8
Nikšić	150,5	4,8
Tivat i Lastva	44,3	2,4
Bar i okolna naselja	139,4	7,7
Budva	56,3	3,1
Cetinje	58,1	3,2
Kotor, Dobrota i Škaljari	41,5	2,3
Herceg Novi i Igalo	53,6	2,9
Ulcinj	41,6	2,3
Ukupno:	967	80

Izrađeno je optimiranje izgradnje u sisteme isparavanja plina i skladišni prostor i za visoki i za srednji scenarij razvoja UNP-a.

VISOKI SCENARIJ

Za Podgoricu je predviđena izgradnja visokokompresijskog mješališta. S ciljem smanjenja investicijskih ulaganja u prvim godinama projekta predviđena je izgradnja mješališta u etapama. Predviđene su ukupno dvije linije za proizvodnju miješanog gasa od po 5000 m³/h u prvoj i šestoj godini projekta i jedne od po 2500 m³/h u desetoj godini projekta. Ukupna ulaganja u sve tri proizvodne linije iznose 2,4 mil. EUR.

Ulaganje u mješalište uključuje investicije za pumpe, isparivače i kontrolu pritiska TNG-a, kompresore vazduha i sisteme hlađenja, grupu za miješanje, kalorimetar, kontrolni sklop, odvodni gasovod, pomoćni agregat, električne instalacije sa trafostanicom, protivpožarni sistem, sisteme detekcije gasa i trošak transporta i osiguranja i izgradnju sistema.

Predviđene su tri spremišne jedinice. Predviđeno je korišćenje već izgrađenje spremišne jedinice od 1000 m^3 i još dvije spremišne jedinice od po 600 m^3 koje bi se izgradile u osmoj i jedanaestoj godini projekta. Ukupna ulaganja u spremišni prostor iznose 0,77 mil. EUR.

Za grad Nikšić nije definisan izlazni pritisak mješališta, i potrebno ga je definisati izradom detaljnijeg idejnog projekta gasne mreže. Predviđene su ukupno dvije linije za proizvodnju miješanog plina od po $5000 \text{ m}^3/\text{h}$ u prvoj i osmoj godini projekta. Ukupna ulaganja u visokokompresijske proizvodne linije iznose 2,7 mil. EUR.

U slučaju izgradnje niskokompresijskog mješališta, ukupna ulaganja u obje niskokompresijske proizvodne linije iznose 1,2 mil. EUR.

Predviđene su tri spremniške jedinice od po 600 m^3 koje bi se izgradile u prvoj, petoj devetoj i desetoj godini projekta i jedna spremnička jedinica od 200 m^3 u trianestoj godini projekta. Ukupna ulaganja u spremniški prostor iznose 1,3 mil. EUR.

Za priobalne gradove umjesto mješališta predviđena je izgradnja sistema s isparenim TNG-om. Za područje Lastve i Tivta koji čine jednu urbanu cjelinu projektom su predviđena dva isparivača: prvi snage 1000 kg/h koji ulazi u pogon u prvoj godini projekta, a drugi snage 500 kg/h tečnog naftnog gasa koji ulazi u pogon u devetoj godini projekta. Ukupna investicija u isparivački sistem procjenjuje se na 0,32 mil. EUR.

Predviđene su dvije spremniške jedinice od po 250 m^3 . Prva spremniška jedinica ulazi u pogon prve godine projekta, a druga je predviđena u devetoj godini projekta. Ukupna investicije u oba spremnika iznosi 0,22 mil. EUR.

Za Bar i okolna naselja predviđena su dva isparivača: prvi snage 2000 kg/h koji ulazi u pogon u prvoj godini projekta, a drugi snage 1000 kg/h tečnog naftnog gasa koji ulazi u pogon u osmoj godini projekta. Ukupna investicija u isparivački sistem procjenjuje se na 0,44 mil. EUR.

Predviđene su dvije spremniške jedinice od po 600 m^3 . Prva spremniška jedinica ulazi u pogon prve godine projekta, a druga je predviđena u desetoj godini projekta. Ukupna investicije u oba spremnika iznosi 0,76 mil. EUR.

Za Budvu su predviđena dva isparivača: prvi snage 1000 kg/h koji ulazi u pogon u prvoj godini projekta, a drugi snage 500 kg/h tečnog naftnog gasa koji ulazi u pogon u osmoj godini projekta. Ukupna investicija u isparivački sistem procjenjuje se na 0,32 mil. EUR.

Predviđene su dvije spremniške jedinice od po 250 m^3 . Prva spremniška jedinica ulazi u pogon prve godine projekta, a druga je predviđena u devetoj godini projekta. Ukupna investicije u oba spremnika iznosi 0,22 mil. EUR.

Za Cetinje su predviđena dva isparivača: prvi snage 1500 kg/h koji ulazi u pogon u prvoj godini projekta, a drugi snage 1000 kg/h tečnog naftnog gasa koji ulazi u pogon u devetoj godini projekta. Ukupna investicija u isparivački sistem procjenjuje se na 0,39 mil. EUR.

Takođe su predviđene dvije spremniške jedinice. Prva spremniška jedinica od 600 m^3 ulazi u pogon prve godine projekta, a druga od 250 m^3 ulazi u pogon u jedanaestoj godini projekta. Ukupne investicije u spremniški prostor iznose 0,49 mil. EUR.

Za područje Kotor, Dobrote i Škaljara predviđena su dva isparivača: prvi snage 1000 kg/h koji ulazi u pogon u prvoj godini projekta, a drugi snage 1000 kg/h tečnog naftnog gasa koji ulazi u pogon u sedmoj godini projekta. Ukupna investicija u isparivački sistem procjenjuje se na 0,33 mil. EUR.

Predviđene su tri spremniške jedinice. Prva spremniška jedinica od 250 m³ ulazi u pogon u prvoj godini projekta, druga od 250 m³ je predviđena u sedmoj godini projekta i jedna od jedinica od 200 m³ u jedanaestoj godini projekta. Ukupna investicije u spremnike iznose 0,33 mil. EUR.

Za područje Herceg Novog i Igala su predviđena dva isparivača: prvi snage 1500 kg/h koji ulazi u pogon u prvoj godini projekta, a drugi snage 1000 kg/h tečnog naftnog gasa koji ulazi u pogon u osmoj godini projekta. Ukupna investicija u isparivački sistem se procjenjuje na 0,39 mil. EUR.

Predviđene su dvije spremniške jedinice. Prva spremniška jedinica od 600 m³ ulazi u pogon prve godine projekta, a druga od 250 m³ predviđena je u desetoj godini projekta. Ukupne investicije u spremniški prostor iznose 0,49 mil. EUR.

Za Ulcinj su predviđena dva isparivača: prvi snage 1000 kg/h koji ulazi u pogon u prvoj godini projekta, a drugi snage 500 kg/h tečnog naftnog gasa koji ulazi u pogon u devetoj godini projekta. Ukupna investicija u isparivački sistem se procjenjuje na 0,32 mil. EUR.

Predviđene su dvije spremniške jedinice od po 250 m³. Prva spremniška jedinica ulazi u pogon prve godine projekta, a druga je predviđena u osmoj godini projekta. Ukupna investicije u oba spremnika iznosi 0,22 mil. EUR.

Predviđene ukupne investicija u gasni sistem posmatranih gradova u visokom scenariju iznosi:

◦ Gasna mreža:	39,5 mil. EUR
◦ Isparivači ili mješališta:	7,61 mil. EUR
◦ <u>Spremnici:</u>	<u>4,80 mil. EUR</u>
UKUPNO:	51,91 mil. EUR

SREDNJI SCENARIJ

Za Podgoricu su predviđene ukupno dvije linije za proizvodnju miješanog gasa od po 5000 m³/h u prvoj i jedanaestoj godini projekta. Ukupna ulaganja u obje proizvodne linije iznose 1,8 mil. EUR.

Predviđene su dvije spremniške jedinice. Predviđeno je korišćenje već izgrađenje spremniške jedinice od 1000 m³ i još jedne jedinice od 600 m³ koja bi se izgradile u dvanaestoj godini projekta. Ukupna ulaganja u spremniški prostor iznose 0,38 mil. EUR.

Za grad Nikšić nije definisan izlazni pritisak mješališta, i potrebno ga je definisati izradom detaljnijeg idejnog projekta gasne mreže. Predviđene su ukupno dvije linije za proizvodnju miješanog plina od po 2500 m³/h u prvoj i osmoj godini projekta. Ukupna ulaganja u visokokompresijske proizvodne linije iznose 1,2 mil. EUR.

U slučaju izgradnje niskokompresijskog mješališta, ukupna ulaganja u obje niskokompresijske proizvodne linije iznose 0,77 mil. EUR.

Predviđene su dvije spremniške jedinice od po 600 m³ koje bi se izgradile u prvoj i osmoj godini projekta. Ukupna ulaganja u spremniški prostor iznose 0,76 mil. EUR.

Za priobalne gradove umjesto mješališta predviđena je izgradnja sistema s isparenim TNG-om. Za područje Lastve i Tivta koji čine jednu urbanu cjelinu projektom su predviđena dva isparivača od po 500 kg/h tečnog naftnog gasa koji ulazi u pogon u prvoj i devetoj godini projekta. Ukupna investicija u isparivački sistem procjenjuje se na 0,28 mil. EUR.

Predviđene su dvije spremniške jedinice: jedna od 250 m³ i druga od 100 m³. Prva spremniška jedinica ulazi u pogon prve godine projekta, a druga je predviđena u desetoj godini projekta. Ukupna investicije u oba spremnika iznosi 0,15 mil. EUR.

Za Bar i okolna naselja predviđena su dva isparivača: prvi snage 1000 kg/h koji ulazi u pogon u prvoj godini projekta, a drugi snage 500 kg/h tečnog naftnog gasa koji ulazi u pogon u osmoj godini projekta. Ukupna investicija u isparivački sistem procjenjuje se na 0,32 mil. EUR.

Predviđene su dvije spremniške jedinice od po 250 m³. Prva spremniška jedinica ulazi u pogon prve godine projekta, a druga je predviđena u osmoj godini projekta. Ukupna investicije u oba spremnika iznosi 0,22 mil. EUR.

Za Budvu su predviđena dva isparivača: prvi snage 500 kg/h koji ulazi u pogon u prvoj godini projekta, a drugi snage 500 kg/h tečnog naftnog gasa koji ulazi u pogon u osmoj godini projekta. Ukupna investicija u isparivački sistem procjenjuje se na 0,28 mil. EUR.

Predviđena je jedna spremniška jedinice od 250 m³ ukupna investicije u iznosu od 0,11 mil. EUR.

Za Cetinje su predviđena dva isparivača: prvi snage 1000 kg/h koji ulazi u pogon u prvoj godini projekta, a drugi snage 500 kg/h tečnog naftnog gasa koji ulazi u pogon u desetoj godini projekta. Ukupna investicija u isparivački sistem procjenjuje se na 0,32 mil. EUR.

Takođe su predviđene dvije spremniške jedinice. Prva spremniška jedinica od 250 m³ ulazi u pogon prve godine projekta, a druga od 250 m³ ulazi u pogon u desetoj godini projekta. Ukupne investicije u spremniški prostor iznose 0,22 mil. EUR.

Za područje Kotor, Dobrote i Škaljara predviđena su dva isparivača: prvi snage 500 kg/h koji ulazi u pogon u prvoj godini projekta, a drugi snage 500 kg/h tečnog naftnog gasa koji ulazi u pogon u sedmoj godini projekta. Ukupna investicija u isparivački sistem procjenjuje se na 0,33 mil. EUR.

Predviđene su dvije spremniške jedinice. Prva spremniška jedinica od 250 m³ ulazi u pogon prve godine projekta, a druga od 100 m³ je predviđena u jedanaestoj godini projekta. Ukupna investicije u oba spremnika iznosi 0,18 mil. EUR.

Za područje Herceg Novog i Igala su predviđena dva isparivača: prvi snage 1000 kg/h koji ulazi u pogon u prvoj godini projekta, a drugi snage 500 kg/h tečnog naftnog gasa koji ulazi u pogon u desetoj godini projekta. Ukupna investicija u isparivački sistem se procjenjuje na 0,32 mil. EUR.

Predviđene su dvije spremniške jedinice od po 250 m³. Prva spremniška jedinica ulazi u pogon u prve godine projekta, a druga je predviđena u devetoj godini projekta. Ukupne investicije u spremniški prostor iznose 0,22 mil. EUR.

Za Ulcinj su predviđena dva isparivača: prvi snage 500 kg/h koji ulazi u pogon u prvoj godini projekta, a drugi snage 500 kg/h tečnog naftnog gasa koji ulazi u pogon u osmoj godini projekta. Ukupna investicija u isparivački sistem se procjenjuje na 0,32 mil. EUR.

Predviđene su dvije spremniške jedinice. Prva spremniška jedinica od 150 m³ ulazi u pogon prve godine projekta, a druga od 100 m³ je predviđena u devetoj godini projekta. Ukupna investicije u oba spremnika iznosi 0,15 mil. EUR.

Predviđene ukupne investicija u gasni sistem posmatranih gradova u srednjem scenariju iznosi:

◦ Gasna mreža:	39,5 mil. EUR
◦ Isparivači ili mješališta:	5,11 mil. EUR
◦ <u>Spremnici:</u>	<u>2,39 mil. EUR</u>
UKUPNO:	47,00 mil. EUR

3.3 EKOLOŠKI ASPEKTI

Glavne onečišćujuće materije emitirane iz energetskih postrojenja s potencijalno štetnim uticajem na životnu sredinu su SO_2 i NO_x (lokalni i regionalni uticaji), čestice (lokalni) i CO_2 (globalni). Gasovi SO_2 i NO_x , osim njihovog potencijalno štetnog djelovanja na zdravlje, poznati su kao "kisjeli" gasovi jer transformacijom prilikom daljinskog transporta nastaju kisjeli sastojci koji se talože iz atmosfere u obliku mokrog (kisjele kiše) i suvog taloženja. Gas NO_x učestvuje u stvaranju stakleničkog gasa ozona (O_3) u prizemnim slojevima atmosfere (troposfera), koji takođe štetno djeluje na zdravlje i vegetaciju. Čestice nose na sebi različite štetne hemijske elemente i spojeve (npr. teške metale), talože se u blizini izvora i imaju uticaja na lokalno onečišćenje vazduha, dok je staklenički gas CO_2 najznačajniji uzročnik globalnog zatopljenja.

Potrebni i poželjni podaci za određivanje emisije (po polutantima):

- Za određivanje emisije CO_2 dovoljno je poznavati vrstu i količinu utrošenog goriva. Za preciznije određivanje emisije poželjno je znati sadržaj ugljenika u gorivu i tačnu ogrjevnost vrijednost (Hd).
- Za određivanje emisije SO_2 uz podatke o vrsti i količini utrošenog goriva neophodno je znati sadržaj sumpora u gorivu. Emisija se izračunava stehiometrijski, tj. gotovo sav sumpor iz goriva oksidira (pri sagorijevanju ugljenika do 10 % sumpora ostaje vezano u šljaki i pepelu). Potrebno je takođe znati postoji li postrojenje za odsumporavanje, a ako postoji bitan podatak je efikasnost postrojenja i vrsta. Po pravilu ovakva postrojenja ugrađuju se samo na veće objekte (npr. termoelektrane).
- Najviše nepoznanica je kod određivanja emisije NO_x . Emisija zavisi od gorionika, konstrukciji ložišta, temperaturama koje vladaju u ložištu, opterećenja kotla, protoku vazduha i naravno od vrste i količine goriva. NO_x se formira na tri načina, pa razlikujemo tzv. « NO_x iz goriva», «termički NO_x » i «trenutni NO_x ». Smanjenje emisije može se postići primarnim mjerama, tj. promjenama uslova sagorijevanja (npr. promjena gorionika) ili primjenom DENOX uređaja. Slično kao i kod postrojenja za odsumporavanje potrebno je znati tip i efikasnost uređaja ako postoji (rijetko se ugrađuje).
- Za određivanje emisije čestica poželjno je znati sadržaj pepela (za ugljene) i sumpora u gorivu te imati informacije o tipu i karakteristikama ugrađenog filtera (efikasnost rada). S tim da su filteri za smanjenje emisije čestica znatno rasprostranjeniji od DENOX ili DESOX uređaja.

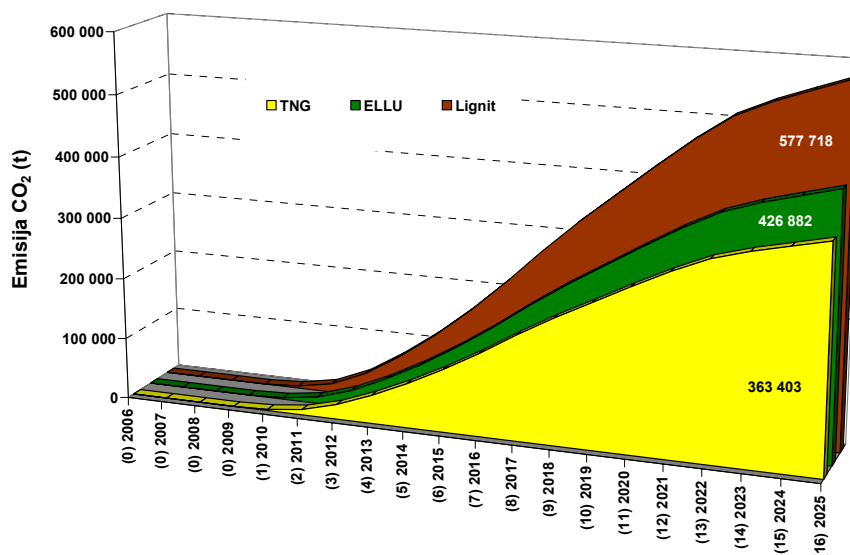
Tečni naftni gas isto kao i prirodni gas jedan je od ekološki najprihvatljivijih goriva. Pri sagorijevanju tečnog naftnog gasa u atmosferu se ispušta 62,4 t/TJ CO_2 što je nešto više od emisije CO_2 iz prirodnog gasa, ali i niže od emisije CO_2 iz lignita, ekstra lakog lož ulja ili ogrjevnog drveta. Emisija N_2O kod sagorijevanja tečnog naftnog gasa 30 puta je manja od njegove emisije kod sagorijevanja lignita i ogrjevnog drveta. Kod sagorijevanja tečnog naftnog gasa nema emisije sitnih čestica, SO_2 i S.

Tabela 3.3. Emisija štetnih gasova i čvrstih čestica iz različitih goriva

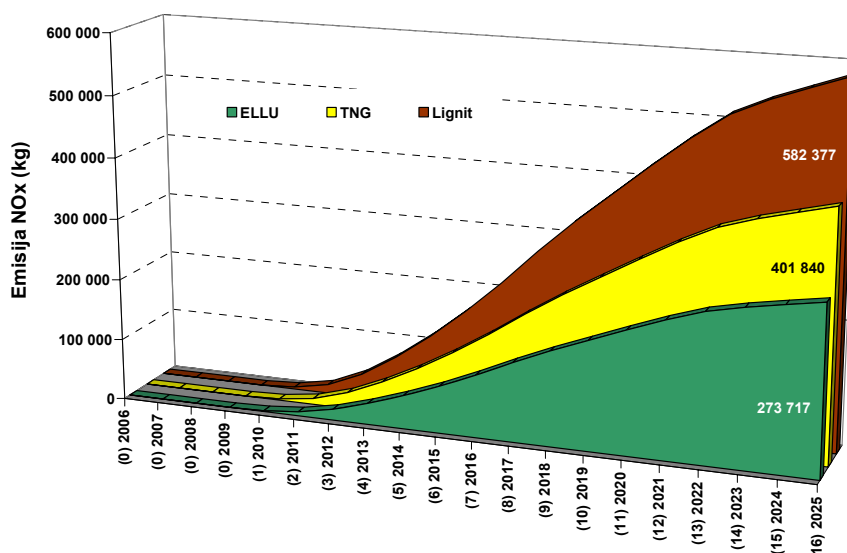
	CO ₂ t/TJ	N ₂ O kg/TJ	CH ₄ kg/TJ	NO _x kg/TJ	PM ₁₀ kg/TJ	SO ₂ kg/TJ	S %
Lignit	99,2	300	1,4	100	140	1621,6	1,5
Prirodni gas	55,8	5	0,1	46	0,2	0	
ELLU	73,3	10	0,6	47	5	177,9	0,38
TNG	62,4	10	0,6	69	0,2	0	
Ogrijevno drvo	110	300	4	100	285	20	

U nastavku su izračunate emisije nekih štetnih materija koje nastaju izgaranjem odabranih goriva za istu energetska količinu (u ovom slučaju energetska količina potrošnje TNG-a u visokom scenariju). Korišćeni su emisijski faktori iz gore prikazane tabele.

Emisija CO₂ koja nastaje izgaranjem ekstra lakog lož ulja je za 17 %, a iz lignita 60 % viša od emisija CO₂ koja nastaje izgaranjem iste energetske količine TNG-a.

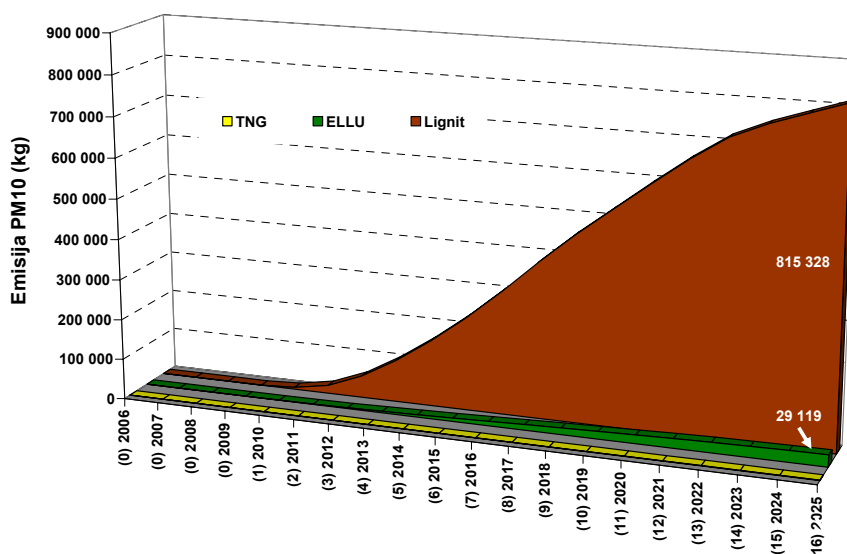
**Slika 3.7. Emisija CO₂ iz potrošnje TNG-a za visoki scenarij prikazana za izgaranje različitih goriva**

Emisija NO_x koja nastaje izgaranjem ekstra lakog loživog ulja je za 32 % posto niža, a emisija koja nastaje izgaranjem lignita je 45 % viša od emisije NO_x koja nastaje izgaranjem iste energetske količine TNG-a.



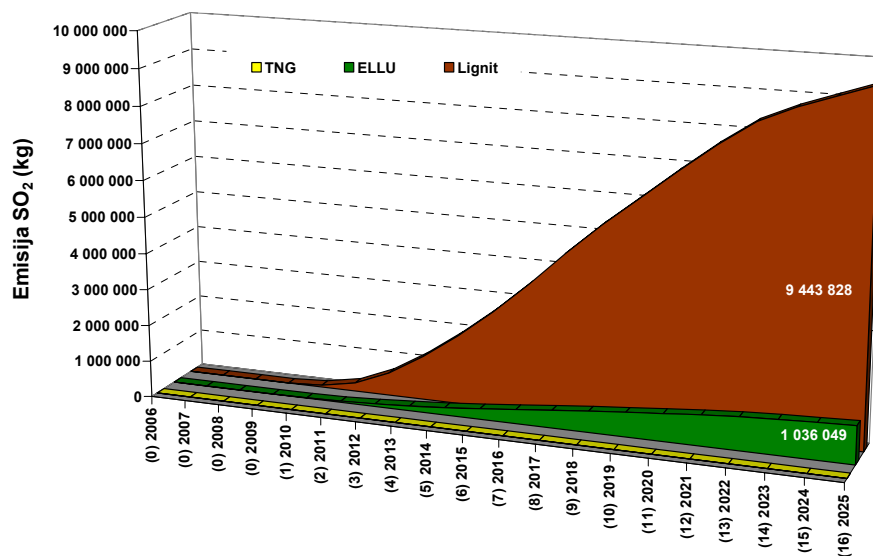
Slika 3.8. Emisija NOx iz potrošnje TNG-a za visoki scenarij prikazana za izgaranje odabranih goriva

Emisija sitnih čestica koja nastaje sagorijevanjem lignita je neuporedivo veća od emisije sitnih čestica koja nastaje izgaranjem ekstra lakog lož ulja, dok je emisija sitnih čestica iste energetske količine TNG-a zanemariva.



Slika 3.9. Emisija PM10 iz potrošnje TNG-a za visoki scenarij prikazana za izgaranje odabranih goriva

Emisija SO₂ koja nastaje sagorijevanjem lignita je 9 puta viša od emisije SO₂ koja nastaje sagorijevanjem ekstra lakog lož ulja, dok kod sagorijevanja iste energetske količine TNG-a nema emisije SO₂.



Slika 3.10. Emisija SO₂ iz potrošnje TNG-a za visoki scenarij prikazana za izgaranje odabranih goriva

4 RAZVOJ SISTEMA SNABDIJEVANJA PRIRODNIM GASOM

4.1 REZERVE PRIRODNOG GASA U CRNOJ GORI

Pregled stanja vezanog uz rezerve nafte i gasa opisan je detaljno u poglavlju 2.1. (Rezerve nafte u Crnoj Gori).

4.2 MOGUĆI DOBAVNI PRAVCI PRIRODNOG GASA U CRNU GORU

U nastavku su opisani oni potencijalni pravci za dopremu prirodnog gasa u Crnu Goru za koje su autori, u odnosu na druge potencijalne kandidate, smatrali da imaju potencijalno najveću mogućnost realizacije.

Najzanimljiviji slučaj za snabdijevanje Srbije gasom¹² (od interesa i za Crnu Goru) je potencijalni novi pravac za uvoz gasa preko Bugarske do južne Srbije. Potrebna dužina gasovoda nije prevelika: nešto iznad 100 km između Dimitrovgrada na bugarskoj granici i Niša i oko 80 km na bugarskoj strani. Ova bi opcija mogla povećati pouzdanost snabdijevanja ruskim gasom (rasterećivanje kapaciteta na sjeveru) ali i mogući pravac dopreme gasa iz Kaspijske regije ili Irana spojem na gasovod Nabucco. Planirani kapacitet gasovoda Niš – Dimitrovgrad iznosi 1,8 mlrd. m³ godišnje.

Vezano uz razvoj gasnog transportnog sistema i dopremu prirodnog gasa za potrebe Crne Gore, prema Sektorskim analizama za izradu prostornog plana, izgradnjom nove gasovodne magistralne mreže Dimitrovgrad-Niš-Pojate i njenim daljim dograđivanjem stvaraju se pretpostavke za brži razvoj gasifikacije srednje Srbije, Kosova i Metohije, kao i povezivanje sa Crnom Gorom. Na taj način bi se na izgrađenu gasovodnu magistralnu mrežu dogradili i mnogi razvodni gasovodi čime bi se povećao broj gasificiranih gradova i naselja u Crnoj Gori. Za sada se povezivanje Crne Gore na gasovodnu mrežu Srbije predviđa na dva alternativna načina:

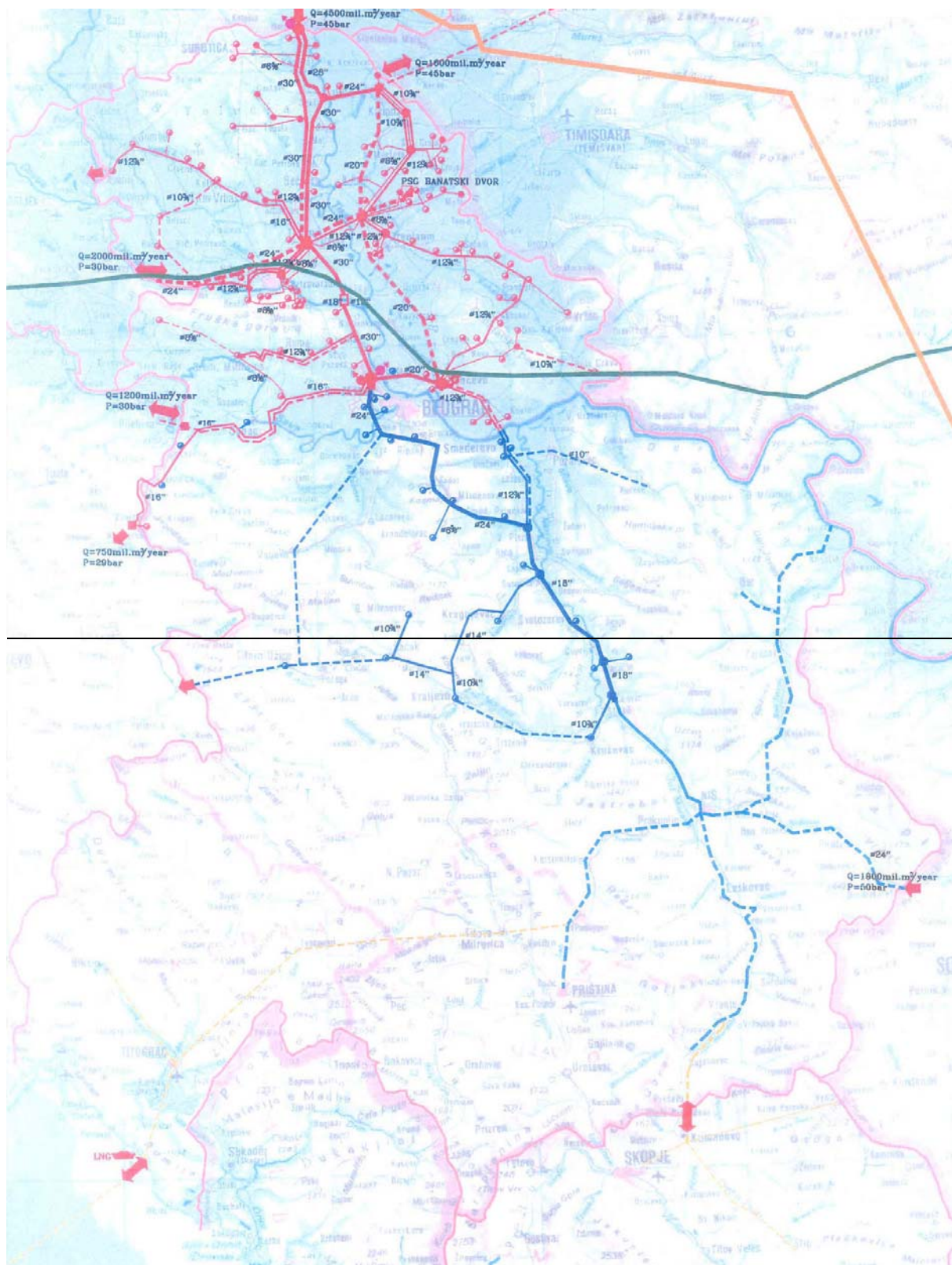
- putem magistralnog gasovoda Niš-Prokuplje-Kosovska Mitrovica-Berane-Podgorica, gdje bi se koristio predviđeni koridor auto-puta Niš-Podgorica, ili
- izgradnjom magistralnog gasovoda Požega-Podgorica, koji bi bio u zoni budućeg auto-puta Beograd-Podgorica.

Na osnovu studije gasifikacije Crne Gore, odabran je dopremni pravac Dimitrovgrad – Niš – Kosovska Mitrovica – Berane – Podgorica.

Navedeni će dopremni pravac biti detaljnije opisan u poglavljima 4.4. i 4.5. koji opisuju razvoj transporta, skladištenja i distribucije prirodnog gasa.

Vezano uz ovaj pravac, ECA kao prednost navodi gasifikaciju Crne Gore, ali kao nedostatak veliku udaljenost i nisku potencijalnu potrošnju. Predviđeni trošak izgradnje gasovoda prema ECA na relaciji Niš – Kosovska Mitrovica – Podgorica dužine 364 km i promjera 12" iznosi 78,6 miliona USD (68,1 miliona EUR) (prema NIS-u 65,5 miliona USD, odnosno 56,7 miliona EUR).

¹² Prema analizama koje je napravila britanska konsultantska kuća ECA, niti jedan od drugih, prethodno navedenih, potencijalnih pravaca nije tako atraktivan kao spoj sa bugarskim gasnim sistemom.



Slika 3.11. Postojeći i planirani gasni sistem Republike Srbije

Izvor: NIS - GAS

Kao jedan od potencijalnih pravaca dopreme prirodnog gasa na područje Crne Gore, spominje se i mogućnost spoja sa budućim gasnim sistemom na teritoriji **Republike Hrvatske** izgradnjom gasovoda Vrbovsko – Split uz razmatrano produženje do Dubrovnika.

U cilju sprovođenja Strategije energetskog razvoja izrađen je, od strane transportera gasa PLINACRO-a, temeljni razvojni dokumenat "Plan razvoja, izgradnje i modernizacije transportnog plinskog sustava u Republici Hrvatskoj u razdoblju od 2002. do 2011. godine" koji je prihvaćen i čija je primjena odobrena za puno petogodišnje razdoblje od 2002. do 2006. godine od strane Ministarstva gospodarstva Republike Hrvatske u avgustu 2002. godine.

U sklopu ovog razvojnog plana predstavljene su tri regionalne grupe projekata od kojih jednu čini i gasovodni sistem Like i Dalmacije (magistralni gasovod Vrbovsko-Split).

Odlukom Vlade Republike Hrvatske od 26. oktobra 2005. godine skraćen je rok za izgradnju gasovoda do Zadra, Šibenika i Splita tako da dovršetak izgradnje bude, po mogućnosti, u 2009. godini, a najkasnije 2010. godine. Takođe, odlukom Vlade su zaduženi Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva, i PLINACRO da uz koordinaciju Povjerenstva za provedbu Plana razvoja, izgradnje i modernizacije gasnog transportnog sistema u Republici Hrvatskoj od 2002. do 2011. godine, izrade analizu i prijedlog programa gasifikacije od Splita do Dubrovnika, kako bi se gasovodnom mrežom obuhvatio i južni dio Hrvatske.

Pritom je za stabilnost gasnog sistema Republike Hrvatske od interesa zatvaranje gasnog prstena preko teritorija Bosne i Hercegovine, a samim time i ekstenzija gasovoda od Splita do Ploča u prvoj fazi.

Prema dostupnim podacima, predstavnici BH-Gasa i INE bi trebali u najskorije vrijeme potpisati pismo namjere o saradnji dvaju kompanija na području snabdijevanja potencijalnim pravcima uvoza i transporta prirodnog gasa. Nakon potpisivanja pisma namjere trebao bi biti raspisan tender za izgradnju potencijalnog gasovoda Bosanski Brod – Zenica – Sarajevo – Mostar – Ploče. U prvoj fazi projekta riječ je o gasovodu koji bi vodio od Bosanskog Broda do Zenice, dok bi u drugoj fazi bio produžen na jug, od Sarajeva do Ploča.

Kao što je prethodno spomenuto, ovaj bi projekat mogao dati pozitivan stimulans u daljem proširenju gasnog transportnog sistema prema Dubrovniku, odnosno Crnoj Gori.

Konačno, potrebno je spomenuti predložene **prioritetne gasovode od evropskog značaja (TEN-E Priority Projects)** koji se odnose ili mogu odnositi na posmatrano područje. Svi projekti izgradnje novih ili nadogradnje postojećih sistema imaju za cilj dopremlu gasa s područja Iraka, Irana, Azerbedžana i moguće Turkmenistana do gasovoda preko teritorije Turske. Nadogradnja ovog sistema od Turske do Grčke i dalje prema Italiji predstavljaju (zajedno s tzv. Nabucco projektom¹³) vezu novih izvora gasa s gasnim sistemom Evropske unije i razvoj unutrašnjeg evropskog gasnog tržišta.

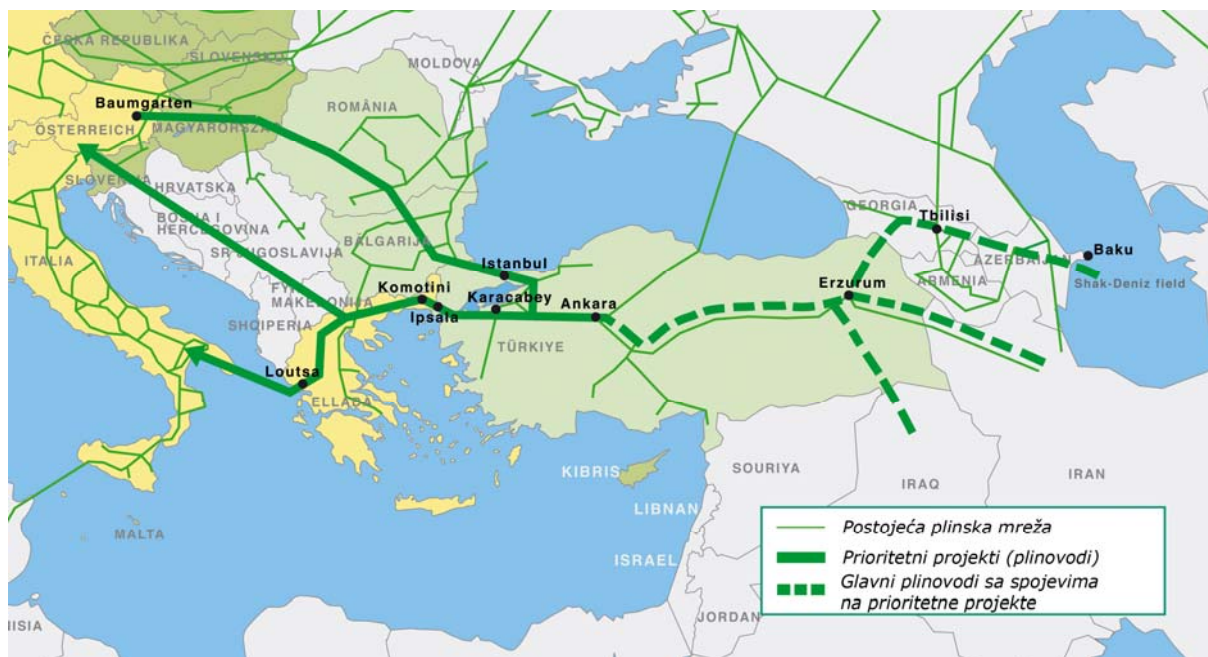
Za snabdijevanje gasom iz Kaspijske regije predviđena je izgradnja gasovoda na ruti Baku-Tbilisi-Erzurum uz proizvodno polje Shak-Deniz. Ukupna dužina gasovoda do grada Erzuruma u Turskoj iznosi 925 km. Ovaj će gasovod ujedno povezati i postojeći gasovod na području istočne Anatolije u Turskoj s predviđenim spojem na Irak, te s postojećim gasovodom iz Irana. Ovaj će se sistem dalje nastavljati na gasovod (interkonektor) između Turske i Grčke. Konačno, gas iz Kaspijske regije će biti transportovan do Italije gasovodom dužine 224 km iz na relaciji Loutsa (na sjeveru Grčke) sa mjestom Puglia u Italiji.

¹³ Gasovodom Nabucco otvorio bi se novi koridor za snabdijevanje Evrope, njenim povezivanjem sa nalazištima prirodnog gasa u Kaspijskoj regiji i na Srednjem istoku. Ovaj bi gasovod trebao biti dug 3.400 km počevši od gruzijsko-turske i iransko-turske granice, preko Bugarske, Rumunjske i Mađarske do Baumgartena u Austriji. Planirani početak rada gasovoda Nabucco je izvorno bio 2009. godine, pri čemu je ovaj rok nedavno (prema dostupnim informacijama) pomaknut na 2011. godinu. Iako navedene aktivnosti ukazuju na odabranu rutu gasovoda na području istočnog Balkana, kao jedan od prioriteta i mogućih pravaca Nabucco projekta spominje se i ruta gasovoda preko Zapadnog Balkana.

DEPA i EDISON su potpisali pismo namjere ispod Jonskog mora za spajanje Grčke i Italije putem gasovoda **IGI – Italy - Greece Interconnector**. Puštanje u rad ovog gasovoda najavljeno je za 2010. godinu s isporukom 8 mlrd. m³/god. u pravcu Italije. Grčka i Italija su ponudile i Turskoj uključivanje u projekat. Sredstva za izgradnju gasovoda će biti osigurana putem EU fondova, a djelimično i od strane grčke i talijanske Vlade.

Dana 4. novembra 2005. godine, talijanska i grčka Vlada su potpisale međuvladin sporazum o podršci razvoju IGI projekta, a najavljeno je i proširenje sporazuma na Tursku.

Navedeni bi dobavni pravac stoga predstavlja potencijalni pravac za dobavu prirodnog gasa do teritorija Crne Gore, uz tranzit preko Albanije.



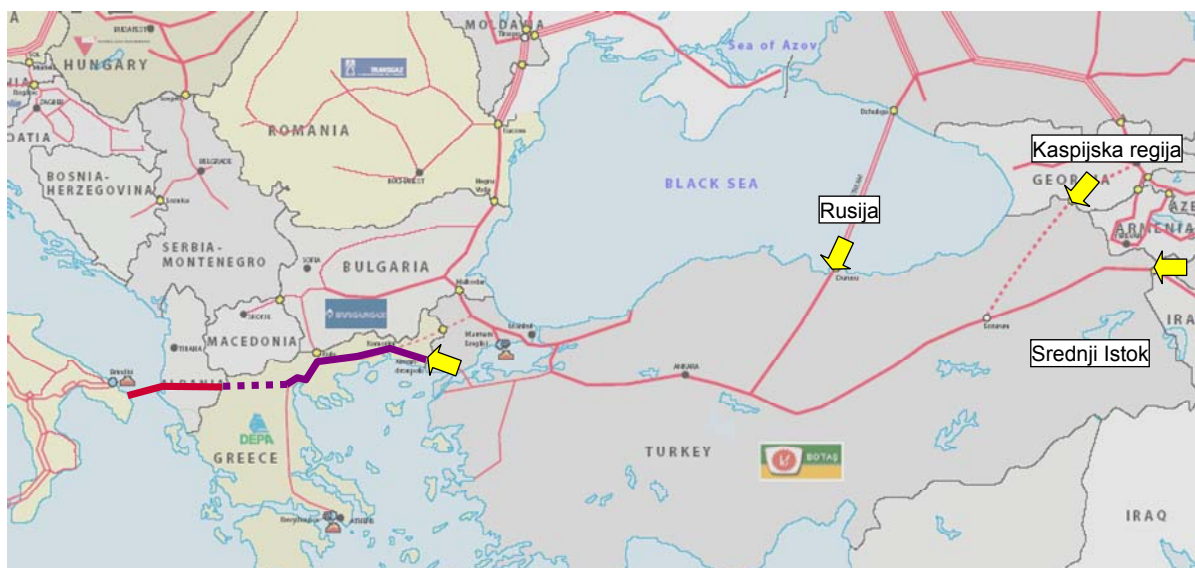
Slika 3.12. Prioritetni projekti snabdijevanja Evrope prirodnim gasom iz Kaspijske regije

(TEN-E Priority projects)

Izvor: Trans-European Energy Networks: TEN-E Priority projects,
(http://europa.eu.int/comm/energy/gas/publications/index_en.htm)

Projekat koji bi mogao biti od posebnog interesa upravo za područje Crne Gore je **TAP projekat** (TAP = Trans Adriatic Pipeline) ukupne dužine 570 km s podmorskim dijelom od 90 km za dopremu gasa iz Kaspijske regije, Srednjeg Istoka te ruskog gasa uz tranzit preko Grčke i Albanije. Predviđeni kapacitet gasovoda iznosi 8 do 12 mlrd. m³/god., predviđena investicija u ovaj projekat iznosi 690 miliona EUR a predviđena transportna tarifa (na osnovu sprovedene studije izvodljivosti) 1,7 EUR/MWh (približno 1,7 eurocenti po m³).

Izvorno, ovaj je gasovod trebao prolaziti i preko teritorije Makedonije, o čemu je u julu 2000. godine potpisan sporazum između makedonske Vlade i švajcarske kompanije EGL. Ipak, kao što je vidljivo iz pripadajuće slike, predviđena nova trasa gasovoda zaobilazi makedonsku teritoriju.



Slika 3.13. Predviđena ruta TAP Projekta

Izvor: Prezentacija, „TAP – Trans Adriatic Pipeline Project“, GIE konferencija, Atena, 3-4.11.2005.

Kao jedna od opcija za dobavu prirodnog gasa spominje se i izgradnja LNG terminala na priobalju Crne Gore, točnije u luci Bar. Navedenu opciju nismo ocijenili realnom iz nekoliko razloga. Prvi razlog jest ekonomija veličine. Prema dostupnim analizama (ECA) postojeći nivo potražnje za gasom u zemljama jugoistočne Evrope, naročito onih s centrima potrošnje koji su najbliži jadranskoj obali, predstavlja izazov za LNG. Tipična jedinica kapaciteta LNG terminala iznosi 3 miliona tona/god. što odgovara približno količini od 4 mlrd. m^3/god . što je relativno velik kapacitet obzirom na postojeće potrebe.

Drugi razlog je najavljena izgradnja LNG terminala u okruženju. Dio Trans-evropske mreže (TEN - Trans-European Network) predviđena je izgradnja LNG terminala na suprotnoj, talijanskoj strani u luci Brindisi. Predviđeni kapacitet terminala iznosi 4 do 8,2 mlrd. m^3/god . a predviđeno je njegovo puštanje u pogon tokom 2006. godine. Ovaj će terminal biti smješten relativno blizu ulazne tačke (za Italiju) interkonektora Grčka-Italija (dio gasovoda Turska-Grčka-Italija).

Značaj za dobavu potrebnih količina gasa na područje Crne Gore ima i njeno pristupanje tzv. **Energetskoj zajednici** na osnovu Atinskog memoranduma 2003. godine potpisnici kojeg su (kao zemlje učesnice): Albanija, Bosna i Hercegovina, Bugarska, Hrvatska, Rumunija, Turska, Srbija i Crna Gora, Makedonija, Privremena upravna misija Ujedinjenih nacija na Kosovu (UNMIK) u skladu s Rezolucijom 1244 Vijeća sigurnosti UN-a od 10. juna 1999. i Evropska Unija, (kao sponzori koji ne učestvuju) Posebni koordinatori Pakta o stabilnosti i (kao posmatrači) Mađarska, Moldavija i Slovenija¹⁴.

¹⁴ Evropsko vijeće u Solunu je u junu 2003. ovjerilo „Solunski program za Zapadni Balkan prema evropskim integracijama“ čiji je cilj dalje učvršćivanje povlašćenih odnosa između EU-a i Zapadnog Balkana i kojim je EU potakla zemlje regije da usvoje pravno obavezujući ugovor o tržištu energije u Jugoistočnoj Evropi.

Zajednica za energiju između ostalog ima zadatak i povećanja sigurnosti snabdijevanja jedinstvenog regulatornog prostora osiguravanjem poticaja za povezivanje s kaspijskim, sjevernoafričkim i bliskistočnim rezervama gasa, i iskorišćavanja prirodnih rezervi prirodnog gasa, uglja i vodne energije.

Aktivnosti Energetske zajednice uključuju i:

- Proširenje pravne legislative u pogledu energije, životne sredine, tržišne utakmice i obnovljivih izvora, između ugovornih stranaka koja je prilagođena institucionalnom okviru Energetske zajednice i posebnim okolnostima u svakoj od ugovornih stranaka.
- Uspostavljanje specifičnog regulatornog okvira koji omogućuje učinkovit rad tržišta Mrežne energije između ugovornih stranaka i teritorije Evropske zajednice, i koji uključuje stvaranje regionalnih

Drugim riječima, i aktivnosti energetske zajednice imaju za cilj međusobno povezivanje (umreživanje / interkonekciju) zemalja potpisnica, a u cilju slobodne trgovine mrežnim energentima, ali i povećanje sigurnosti snabdijevanja. Stoga će i dalji razvoj transportnog gasnog sistema na području zemalja jugoistočne Evrope zavisiti i od pripadajućih obaveza na osnovu sporazuma o Energetskoj zajednici.

Svjetska banka je pokrenula studiju s ciljem utvrđivanja načina daljeg razvoja tržišta prirodnog gasa u zemljama srednje i istočne Evrope. Početak izrade studije je u novembru 2005. godine, a dovršetak je najavljen za sredinu 2006. godine. Kao dio projektnog zadatka, konsultanti moraju izraditi procjenu troškova i ocijeniti ekonomsku izvodljivost projekata novih gasovoda na sljedećim pravcima (s odredištem na granici zapadne Evrope):

- Turska – Bugarska – Rumunija – Mađarska – Austrija
- Turska – Grčka / Bugarska – Makedonija – Kosovo – Srbija – (preko Mađarske)
- i/ili Bosna i Hercegovina, Hrvatska, Slovenija - Austrija
- Turska – Grčka – Italija (putem interkonektora Turska – Grčka)
- Turska – Grčka – Makedonija – Albanija – Italija

te mogućnosti za snabdijevanje regije jugoistočne Evrope, tačnije: Rumunije, Bugarske, Albanije, Makedonije, Kosova, Srbije, Crne Gore, Bosne i Hercegovine i Hrvatske.

Ipak, procjena je autora da su najvjerojatnije opcije dobavnih pravaca: spoj preko teritorija Republike Srbije (nakon izgradnje plinovoda Dimitrovgrad – Niš u cilju stvaranje preduvjeta za plinifikaciju središnje i južne Srbije) koju prate moguće opcije dobave plina preko teritorija Albanije, uz spoj na interkonektor Grčka – Italija ili TAP plinovod, te preko teritorija Republike Hrvatske.

4.3 PRIPREMA I RAZVOJ TRŽIŠTA PRIRODNOG GASA

Priprema i razvoj tržišta prirodnog gasa definisani su razvojem sistema distribucije isparenog ili s vazduhom miješanog tečnog naftnog gasa. Detaljnija analiza mogućeg tržišta tečnog naftnog gasa i razvoj gasnih sistema opisani su u poglavlju 3 Tečni naftni gas kao prethodnica prirodnog gasa

mehanizama za prekogranični prenos i/ili prevoz Mrežne energije na velike udaljenosti, te nadzor nad unilateralnim mjerama zaštite.

- Stvaranje tržišta Mrežne energije bez unutarnjih granica za sve strane, uključujući koordinaciju međusobne pomoći u slučaju ozbiljnih poremećaja na energetskim mrežama ili vanjskih prekida, a koje mogu uključivati postizanje zajedničke vanjske politike u pogledu energije.

4.4 RAZVOJ TRANSPORTA I SKLADIŠTENJA PRIRODNOG GASA

Prema „Studiji razvoja transporta, distribucije i korišćenja prirodnog gasa u Republici Crnoj Gori“ (Univerzitet u Beogradu – Rudarsko-geološko-naftni fakultet – Centar za energetiku, Univerzitet u Podgorici – Mašinski fakultet) iz 1998. godine, nakon analize varijantnih pravaca za snabdijevanje Crne Gore prirodnim gasom, realna varijanta je snabdijevanje iz Rusije preko Bugarske korišćenjem magistralnog gasovoda Dimitrovgrad – Niš. Trasa gasovoda od Niša takođe predstavlja nastavak planiranog gasovoda od Niša, Prokuplja, Kuršumlije i Podujeva i poklapa se sa trasom gasovoda prema Prištini, odnosno predstavlja jedinstven gasovod. Od Podujeva se gasovod za Crnu Goru nastavlja ka Kosovskoj Mitrovici i Ribariću, ulazi u Crnu Goru i preko Rožaja, Berana, Andrijevice i Mateševa dolazi do Podgorice.

Posmatrana studija predlaže da se izgradnja gasovodnog sistema Crne Gore, ukoliko ne dođe do eksploatacije gasa u crnogorskom podmorju, u narednom periodu odvija u tri faze:

- I faza: Izgradnja magistralnog gasovoda Podujevo - Podgorica sa ogrankom Podgorica - Nikšić,
- II faza: Dogradnja magistralnog gasovoda Podgorica – Cetinje - Budva sa magistralnim ograncima Budva - Tivat i Budva - Ulcinj,
- III faza: Izgradnja magistralnih ogranaka Berane - Bijelo Polje - Mojkovac, Mateševo - Kolašin i Rožaje - Plav.

Do izgradnje II, odnosno III faze, a koje mogu promijeniti svoja mjesta u dinamici dogradnje sistema u zavisnosti od finansijskih mogućnosti tih gradova, bi došlo u periodu kada bude završena I faza i kada se ostvare efekti gasifikacije industrije i široke potrošnje u Podgorici i Nikšiću.

Za očekivati je da se, ukoliko budu pronađene vlastite rezerve prirodnog gasa, gasovodi i naftovodi razvijaju etapno, prvo pored obale a zatim u pravcu Podgorice i Nikšića, kao izrazitih potrošačkih centara.

Sličan je redoslijed razvoja gasovodnog sistema moguće predvidjeti u slučaju dobave prirodnog gasa preko Hrvatske ili Albanije (iz gasovoda Grčka-Italija).

Nadalje, sektorske analize kao podloga za izradu prostornog plana, navode da, imajući u vidu neophodno izravnavanje neravnomjerne potrošnje i ravnomjerne proizvodnje, uz pretpostavku da dođe do skorog otkrivanja komercijalnih ležišta nafte i gasa, ili kontinualnog uvoza, postoji potreba izgradnje podzemnog skladišta prirodnog gasa kapaciteta do 80 miliona m³. U trenutku izrade ove studije nisu bili dostupni podaci o potencijalno povoljnim geološkim strukturama na teritoriju Crne Gore za razvoj podzemnog skladišta navedenog kapaciteta.

S druge strane, međusobnim povezivanjem, odnosno boljom interkonekcijom gasnih sistema, moguće je korišćenje dijela kapaciteta podzemnih skladišta susjednih zemalja. Tako je podzemno skladište gasa na teritoriji Republike Srbije na lokaciji Banatski Dvori, predviđenog kapaciteta 800 miliona m³, prema dostupnim podacima u fazi pripreme za rad (prva faza bi trebala biti dovršena do 2006. godine, a druga 2011. godine). U Republici Hrvatskoj u toku je projekat razvoja drugog podzemnog skladišta gasa na lokaciji Okoli, čime će ukupni skladišni kapacitet biti udvostručen, odnosno dostići približno 1 milijardu m³. U oba slučaja bi dio kapaciteta trebao biti dostupan i za potrebe treće strane.

Što se pak tiče dnevnog uravnoteženja sistema, sistem za snabdijevanje miješanim tečnim naftnim gasom, koji bi trebao biti izgrađen, odnosno razvijen kao prethodnica prirodnog gasa predstavlja idealno sredstvo upravo za dnevno uravnoteženje sistema zbog svoje neposredne

blizine ciljanom tržištu i činjenice da je miješani gas po svojim karakteristikama kompatibilan s prirodnim gasom.

4.5 RAZVOJ DISTRIBUCIJE PRIRODNOG GASA

Podaci o primarnoj distribucijskoj mreži, glavnim mjerno-redukcijskim i ostalim mjerno-redukcijskim stanicama, i uličnoj distribucijskoj mreži su preuzeti takođe iz „Studije razvoja transporta, distribucije i korišćenja prirodnog gasa u Republici Crnoj Gori“.

Kao što je već navedeno, prema ovoj studiju u prvoj je fazi predviđena gasifikacija Podgorice i Nikšića koji zajedno čine oko 75% predviđene potrošnje gasa u Crnoj Gori.

Tabela 4.1. Karakteristike planirane distribucijske mreže Crne Gore

Naselje	GMRS (kapacitet m ³ /h)	Primarna distribucijska mreža (km)	MRS - ukupno (kapacitet m ³ /h)	Distribucijska mreža - ulični plinovodi (km)
Podgorica	40.000	22	6.000	310,8
Nikšić	21.000	16	3.000	200,5
Tivat	13.000	7	3.000	
Andrijevica	1.000			11,1
Kolašin	1.000			15
Plav	1.000			24,1
Danilovgrad	2.000			20,1
Mojkovac	2.000			22,1
Rožaje	2.000			30,1
Berane	3.000			40,1
Bar	4.000	13	2.000	64,2
Bjelo Polje	4.000			54,2
Budva	4.000	16	800	32,1
Cetinje	4.000			52,1
Kotor		18	1.500	118,3
Herceg Novi		21	15.000	
Ulcinj	6.000	7	3.000	26,1
Ukupno:	108.000	120	34.300	710,1

Izvor: Studija razvoja transporta, distribucije i korišćenja prirodnog gasa u Republici Crnoj Gori, Univerzitet u Beogradu – Rudarsko-geološko-naftni fakultet – Centar za energetiku, Univerzitet u Podgorici – Mašinski fakultet, Beograd, 1998.

U tabeli je pod Kotor upisana ukupna dužina gasne mreže za Kotor, Tivat i Herceg Novi.

Karakteristike distribucijske mreže na osnovu analiza sprovedenih od strane Energetskog instituta Hrvoje Požar (gasifikacija primjenom smjese propan-butan-zrak) prikazani su u nastavku.

Na osnovu satelitskih snimaka 1 metarske rezolucije izrađena su idejna rješenja gasne mreže za gradove Podgorica, Herceg Novi, Kotor, Tivat, Budva i Bar, dok su za područje gradova Ulcinj, Cetinje, Bar i Nikšić izvršene stručne procjene dužine gasne mreže. Pojedini veći gradovi sa susjednim naseljima čine jednu urbanu sredinu, pa je pretpostavljeno da cijelo područje čini jedno distributivno područje za koje je prikazana ukupna dužina gasne mreže. Dužine gasne mreže prikazane su u tabeli u nastavku.

Tabela 4.2. Dužina gasne mreže u većim naseljima Crne Gore (izvor EIHP)

Naselje	Distribucijska mreža - ulični plinovodi (km)
Podgorica	344,8
Nikšić	150,5
Tivat i Lastva	44,3
Bar i okolna naselja	139,4
Budva	56,3
Cetinje	58,1
Kotor, Dobrota i Škaljari	41,5
Herceg Novi i Igalo	53,6
Ulcinj	41,6
Ukupno:	967

4.6 KORIŠĆENJE PRIRODNOG GASA ZA PROIZVODNJU ELEKTRIČNE ENERGIJE

Korišćenje gasa u elektroenergetici se može opravdati samo ako se korišćenje vrši uz učinkovitiju energetska transformaciju toplotne u električnu energiju nego što je to slučaj kod korišćenja uglja. Takva se učinkovitost ne može postići kod sagorijevanja gasa u ložištima parnih kotlova.

U modernoj elektroenergetici već duže vrijeme koriste se termoelektrane s kombinovanim toplotnim ciklusom gasne i parne turbine manje snage (ispod 50 MW). Te elektrane služe za pokriće vršnih opterećenja, a zbog skupog goriva kratko vrijeme su u pogonu. Učinkovitost toplotne transformacije u tim elektranama je 35-40 %, dakle slično kao kod boljih termoelektrana na uglj.

U novije vrijeme su u elektroenergetiku uvedene gasne turbine većih snaga u kombinaciji s parnim turbinama (topli izduvni gasovi gasne turbine služe za proizvodnju vodene pare i tako se ostvaruje kombinovani proces). Na taj se način efikasnost toplotne transformacije povećala na preko 50 % što je znatno pridonijelo povećanju ekonomičnosti ovih postrojenja.

Očekuje se da će dalji razvoj gasnih turbina omogućiti povećanje efikasnosti gasno-parnog bloka od oko 60 %, pri čemu bi za sam gasni ciklus ta efikasnost bila oko 40 %.

Još se bolja efikasnost transformacije energije postiže povezivanjem kombinovanog procesa gasne i parne turbine s kogenerativnim procesom, kod kojeg se iskorištava otpadna toplota parne turbine (umjesto da se nekorisno predaje kondenzatoru). U tom je slučaju moguće postići efikasnost toplotnog ciklusa čak 89 %, pri čemu se 50 % u ciklusu unesene toplote troši za dobivanje električne energije, a 39 % za snabdijevanje potrošača toplote.

Iako je iz prije navedenog vidljiva visoka efikasnost kombinovanih gasno-parnih elektrana, zbog značajnih hidropotencijala, zaliha uglja, udaljenosti od glavnih transportnih pravaca prirodnog gasa i nedovoljne istraženosti domaćih rezervi gasa, u posmatranom razdoblju ne možemo očekivati izgradnju ovakvih postrojenja u Crnoj Gori.

4.7 OCJENA IZNOSA I DINAMIKE INVESTICIJA I KONKURENTNOST PRIRODNOG GASA

Procjena potrebnog iznosa investicija je preuzeta iz „Studije razvoja transporta, distribucije i korišćenja prirodnog gasa u Republici Crnoj Gori“ (Univerzitet u Beogradu – Rudarsko-geološko-naftni fakultet – Centar za energetiku, Univerzitet u Podgorici – Mašinski fakultet) iz 1998. godine uz pretpostavku da neće doći do eksploatacije gasa iz podmorja u narednom razdoblju. Kao što je prethodno navedeno, u tom slučaju bi se izgradnja gasnog sistema odvijala u tri faze:

- I faza - Izgradnja magistralnog gasovoda Podujevo - Podgorica sa ogrankom Podgorica - Nikšić,
- II faza: Dogradnja magistralnog gasovoda Podgorica – Cetinje - Budva sa magistralnim ograncima Budva - Tivat i Budva - Ulcinj,
- III faza: Izgradnja magistralnih ogranaka Berane - Bijelo Polje - Mojkovac, Mateševo - Kolašin i Rožaje - Plav.

Navedeni slučaj ne predviđa izgradnju LNG terminala na lokaciji Bar, već snabdijevanje iz pravca Srbije. U slučaju eksploatacije gasa u podmorju, redoslijed razvoja gasnog sistema bi mogao biti obrnut.

Ukupna dužina gasovoda na relaciji Podujevo - Kosovska Mitrovica – Ribarić – Rožaje – Berane – Andrijevića – Mateševo – Podgorica - Budva iznosi 313 km, od čega 114 km otpada na ravničarsku trasu a 199 km na brdski dio.

U zavisnosti od promjera gasovoda (14“, 16“ ili 18“) predviđena investicija se kreće od 82,5 preko 92,7 do 103,1 miliona USD (71,45 preko 80,3 do 89,3 miliona EUR), odnosno sa kompresorskim stanicama 92,3 preko 96,5-97,4 do 105 miliona USD (79,9 preko 83,6-84,3 do 90,9 miliona EUR) zavisno od slučaja.

Investicijska ulaganja za izgradnju razvodnih gasovoda su iznesena u nastavku (redoslijed izgradnje u tri faze je prethodno naveden).

Tabela 4.3. Investicijska ulaganja za izgradnju razvodnih gasovoda

Ogranci	Dužina (km)	Cijena (mil. USD)	Cijena (mil. EUR)
Berane-Ribarevina	44	4,35	3,77
Ribarevina - Bijelo Polje	5	0,35	0,30
Ribarevina - Mojkovac	18	1,27	1,10
Andrijevića - Plav	38	2,35	2,04
Mateševo - Kolašin	11	0,47	0,41
Podgorica - Danilovgrad	19	3,47	3,01
Danilovgrad - Nikšić	39	7,13	6,17
Budva - Bar	40	5,95	5,16
Bar - Ulcinj	23	2,64	2,29
Budva - Tivat	25	3,72	3,22
Ukupno:	262	31,71	27,46

Izvor: Studija razvoja transporta, distribucije i korišćenja prirodnog gasa u Republici Crnoj Gori, Univerzitet u Beogradu – Rudarsko-geološko-naftni fakultet – Centar za energetiku, Univerzitet u Podgorici – Mašinski fakultet, Beograd, 1998.

Investicijska ulaganja u izgradnju glavnih mjerno-redukcijskih stanica GMRS, primarne distribucijske mreže, mjerno redukcijskih stanica i ulične distributivne mreže prema istom izvoru je prikazana u nastavku.

Tabela 10.4. Investicijska ulaganja za izgradnju glavnih mjerno-redukcijskih stanica GMRS, primarne distribucijske mreže, mjerno redukcijskih stanica i ulične distributivne mreže

Mjesto	GMRS		Primarna distributivna mreža		MRS		Distributivna mreža bez kućnih priključaka	
	(mil. USD)	(mil. EUR)	(mil. USD)	(mil. EUR)	(mil. USD)	(mil. EUR)	(mil. USD)	(mil. EUR)
Podgorica	0,29	0,25	1,93	1,68	0,25	0,21	16,34	14,15
Nikšić	0,23	0,20	1,47	1,27	0,17	0,15	10,58	9,16
Tivat	0,17	0,15	0,50	0,43	0,04	0,03		
Andrijevica	0,11	0,10					0,47	0,41
Kolašin	0,11	0,10					0,69	0,59
Plav	0,11	0,10					1,09	0,94
Danilovgrad	0,11	0,10					0,91	0,79
Mojkovac	0,11	0,10					1,00	0,86
Rožaje	0,10	0,08					1,36	1,18
Berane	0,10	0,08					1,82	1,57
Bar	0,10	0,08	0,89	0,77	0,07	0,06	2,89	2,51
Bijelo Polje	0,08	0,07					2,45	2,12
Budva	0,08	0,07	1,05	0,91	0,13	0,11	1,45	1,26
Cetinje	0,08	0,07					2,36	2,04
Ulcinj	0,14	0,12	0,48	0,42	0,11	0,09	1,18	1,02
Kotor			1,80	1,56	0,12	0,11	5,49	4,75
Herceg Novi			2,61	2,26	0,13	0,11	0,00	
Ukupno:	1,94	1,68	10,73	9,30	1,02	0,88	50,07	43,36

Izvor: Studija razvoja transporta, distribucije i korišćenja prirodnog gasa u Republici Crnoj Gori, Univerzitet u Beogradu – Rudarsko-geološko-naftni fakultet – Centar za energetiku, Univerzitet u Podgorici – Mašinski fakultet, Beograd, 1998.

Predviđeni troškovi izgradnje distribucijske mreže na osnovu analiza sprovedenih od strane Energetskog instituta Hrvoje Požar (gasifikacija primjenom smjese propan-butan-vazduh) prikazani su u nastavku.

Tabela 4.5. Potrebne investicije za razvoj gasne mreže u većim naseljima Crne Gore (izvor EIHP)

Naselje	Distribucijska mreža - ulični gasovodi (mil EUR)
Podgorica	10,8
Nikšić	4,8
Tivat i Lastva	2,4
Bar i okolna naselja	7,7
Budva	3,1
Cetinje	3,2
Kotor, Dobrota i Škaljari	2,3
Herceg Novi i Igalo	2,9
Ulcinj	2,3
Ukupno:	80

Vrijednosti investicija za izgradnju ulične distribucijske mreže vrijede i u slučaju dobave gasa preko Republike Hrvatske ili iz pravca Turska-Grčka-Italija (uz tranzit preko Albanije). Prema dostupnim podacima, izgradnja gasovoda Dimitrovgrad – Niš i Niš – Priština je moguća u razdoblju od narednih pet godina. Ukoliko do toga dođe, te do izgradnje veze Podujevo – Podgorica, procjena je da bi ona mogla biti realizovana oko 2020. godine, odnosno glavnina razvoja gasnog sistema u razdoblju nakon 2020. godine.

Završetak izgradnje gasovoda u Hrvatskoj do Splita je predviđen 2011. godine (odlukom Vlade ovaj rok je pomaknut na 2009. godinu). Ukoliko dođe do nastavka izgradnje gasovoda prema Dubrovniku, i nastavka prema Crnoj Gori, pretpostavljeni je vremenski horizont takođe oko 2020. godine.

Prema najavama, projekt Nabucco bi trebao biti dovršen 2009. godine, ali je ovaj rok, prema dostupnim informacijama, pomaknut na 2011. godinu. Interkonektor između Grčke i Italije bi trebao biti pušten u rad 2010. godine. Obzirom da u Albaniji još uvijek nije izgrađen gasovodni sistem, posebno ne u sjevernoj Albaniji, u pravcu Crne Gore, ne očekuje se mogućnost snabdijevanja iz ovog pravca prije 2020. godine.

Vezano uz konkurentnost prirodnog gasa, potrebno je uzeti u obzir sljedeće pretpostavke:

- Obzirom na okolnosti (najavljenju dinamiku razvoja glavnih pravaca transporta gasa u okruženju) i očekivanu dinamiku mogućeg razvoja domaće proizvodnje gasa, razvoj sistema za prirodni gas je moguće očekivati najranije 2020. godine (uz moguće korišćenje miješanog gasa kao prethodnice).

- Zbog razvoja legislative u cilju liberalizacije i ukidanja eventualnih subvencija od strane države, nabavna će cijena gasa odražavati cijenu na međunarodnom tržištu.

U tom slučaju, obzirom na trendove porasta cijena sirove nafte i cjenovnih formula u kojima je cijena prirodnog gasa indeksirana na „košaricu“ konkurentnih energenata (naftnih derivata), moguće je očekivati porast cijena prirodnog gasa ali i konkurentnih energenata (prije svega naftnih derivata).

Obzirom na trend rasta cijena prirodnog gasa koji prati trend porasta cijena sirove nafte, nijesmo se upuštali u ocjenu mogućeg nivoa cijena 2020. godine, pri čemu će konačna nabavna cijena zavisiti od toga hoće li prirodni gas biti 100% uvozni ili će se raditi o 100% domaćem gasu ili pak o ponderiranoj nabavnoj cijeni koja u sebi uključuje kombinaciju domaćeg i uvoznog gasa.

Stoga je kod analize konkurentnosti projekta gasifikacije Crne Gore potrebno uzeti u obzir moguću cijenu usluge transporta i distribucije prirodnog gasa, odnosno drugim riječima, visinu transportne tarife i potrebne distribucijske razlike. U prvom je slučaju analizirana potrebna transportna tarifa u slučaju da se izdvojeno posmatra gasovod Podujevo - Kosovska Mitrovica – Ribarić – Rožaje – Berane – Andrijevića – Mateševo – Podgorica – Budva.

Kao što je prethodno naznačeno, zavisno od promjera gasovoda (14“, 16“ ili 18“) predviđena investicija se kreće od 82,5 preko 92,7 do 103,1 miliona USD (71,45 preko 80,3 do 89,3 miliona EUR), odnosno sa kompresorskim stanicama 92,3 preko 96,5-97,4 do 105 miliona USD (79,9 preko 83,6-84,3 do 90,9 miliona EUR) zavisno od slučaja¹⁵.

Uz očekivanu konačnu potrošnju gasa reda veličine 460 milijuna m³ prirodnog gasa¹⁶ (prema Studiji plinifikacije Crne Gore), i promatrani vijek projekta 30 godina analizirana su dva scenarija kako bi utvrdili potrebnu cijenu **usluge** transporta, odnosno distribucije gasa.

Kako će cijena samog gasa kao robe (uvjetno rečeno, samih „molekula“) ovisiti o kretanju cijena na svjetskom tržištu¹⁷, ukupna će cijena gasa u budućnosti biti sačinjena od cijene gasa kao robe (što je promjenjiva veličina) na koju se dodaju cijena usluge transporta i cijena usluge distribucije (i naravno porez). Dok je prva veličina (cijena gasa) dugoročna nepoznanica, cijenu usluge transporta i cijenu usluge distribucije je moguće prognozirati na temelju ekonomsko-financijske analize.

U prvom je scenariju pretpostavljeno da je u prvoj fazi korišten mješani gas za prethodni razvoj tržišta, te je dolaskom prirodnog gasa već prisutna potrošnja tekućeg naftnog gasa (mješanog sa zrakom) od približno 125 hiljada tona (odnosno 169 miliona m³) temeljem visokog scenarija uporabe TNG-a. Nakon toga je pretpostavljen postupni porast potrošnje gasa do 70% od predviđenog potencijala od 460 miliona m³, što iznosi $460 \times 0,7 = 322$ miliona m³ (uz dostizanje 60% od predviđenog potencijala potrošnje, odnosno 276 miliona m³, nakon 20 godina vijeka projekta).

¹⁵ Podsjetimo, radi informacije, ECA je procijenila investicije u gasovod na relaciji Niš - Kosovska Mitrovica - Podgorica (dužine 364 km i promjera 12“) na 78,6 miliona USD (68,1 miliona EUR uz isti tečaj), a isti izvor navodi i procjenu NIS-a od 65,5 miliona USD (56,7 miliona EUR).

¹⁶ Predviđena je potrošnja prirodnog gasa veća od predviđene ukupne potrošnje miješanog gasa jer je prema studiji gasifikacije Crne Gore predviđen nešto širi obuhvat gasifikacije u odnosu na gasifikaciju miješanim gasom koja je usmjerena na veće gradove u Crnoj Gori (Podgoricu, Herceg Novi, Kotor, Tivat, Budvu, Bar, Ulcinj, Cetinje i Nikšić).

¹⁷ Otvaranjem tržišta, bit će moguća dobava samog plina od više dobavljača ili pak nabavka na spot tržištu.

Tabela 11.6. Potrebna transportna tarifa u zavisnosti od interne stope rentabilnosti – gasovod Podujevo – Podgorica – Budva – prvi scenarij – prethodno razvijena potrošnja (djelimično) primjenom miješanog gasa

Predviđena investicija:	92,3 mil. USD (79,9 mil. EUR)		97,4 mil. USD (84,3 mil. EUR)		105 mil. USD (90,9 mil. EUR)	
Interna stopa rentabilnosti	Tarifa (Usc/m ³)	Tarifa (eurocenti/m ³)	Tarifa (Usc/m ³)	Tarifa (eurocenti/m ³)	Tarifa (Usc/m ³)	Tarifa (eurocenti/m ³)
8%	5,00	4,33	5,25	4,55	5,65	4,89
9%	5,45	4,72	5,75	4,98	6,20	5,37
10%	5,90	5,11	6,25	5,41	6,70	5,80
11%	6,40	5,54	6,75	5,85	7,25	6,28
12%	6,85	5,93	7,25	6,28	7,80	6,75

Tabela 12.7. Potrebna transportna tarifa u zavisnosti od interne stope rentabilnosti – gasovod Podujevo – Podgorica – Budva – drugi scenarij – bez prethodnog razvoja potrošnje primjenom miješanog gasa

Predviđena investicija:	92,3 mil. USD (79,9 mil. EUR)		97,4 mil. USD (84,3 mil. EUR)		105 mil. USD (90,9 mil. EUR)	
Interna stopa rentabilnosti	Tarifa (Usc/m ³)	Tarifa (eurocenti/m ³)	Tarifa (Usc/m ³)	Tarifa (eurocenti/m ³)	Tarifa (Usc/m ³)	Tarifa (eurocenti/m ³)
8%	9,55	8,27	9,95	8,62	10,85	9,40
9%	10,90	9,44	11,50	9,96	12,35	10,70
10%	12,35	10,70	13,05	11,30	14,05	12,17
11%	14,00	12,12	14,75	12,77	15,90	13,77
12%	15,57	13,48	16,60	14,38	17,90	15,50

Uočljiv je značaj brzog porasta potrošnje na transportnu tarifu. Dobiveni rezultati ukazuju na značaj i potrebu prethodnog razvoja potrošnje gasa primjenom miješanog gasa kao prethodnice kako bi, po puštanju u rad magistralnog gasovoda, odmah bio na raspolaganju određeni konzum kao osnova za dalji razvoj gasne mreže i potrošnje gasa.

U nastavku je analizirana i prosječna transportna tarifa zajedno sa distribucijskom razlikom (dakle troškovi transporta i distribucije gasa u slučaju izgradnje predviđene prve faze gasnog sistema koja predviđa gasifikaciju Podgorice i Nikšića čija potrošnja čini približno 70% predviđene potrošnje prirodnog gasa (odnosno približno 322 miliona m³).

Analiza uključuje i predviđene troškove zaposlenih, amortizaciju gasovoda i operativne troškove, odnosno formiranje preduzeća za distribuciju gasa, a posmatrano je razdoblje vijeka projekta 30 godina.

Navedena analiza služi za orijentaciju i prepoznavanje kritičnih parametara.

Tabela 13.8. Predviđene ukupne investicije u izgradnju prve faze gasnog sistema u Crnoj Gori (gasifikacija Podgorice i Nikšića)

Predviđena investicija	Varijanta II		Varijanta III	
	(mil. USD)	(mil. EUR)	(mil. USD)	(mil. EUR)
a) Magistralni gasovodi	73,28	63,46	81,51	70,59
b) Razvodni gasovodi	10,60	9,18	10,60	9,18
c) Distributivna mreža				
1. GMRS	0,52	0,45	0,52	0,45
2. Primarna mreža	3,40	2,95	3,40	2,95
3. MRS	0,41	0,36	0,41	0,36
4. Sekundarna mreža (ulični gasovodi)	30,65	26,54	30,65	26,54
d) Usluge projektovanja, naknade i servisa (projekti, nadzori, naknada štete, eksproprijacija itd...)	7,32	6,34	7,83	6,78
e) Ostali potrebni troškovi (carine, osiguranje, transport, doprinosi, telekomunikacije)	11,88	10,29	12,70	11,00
UKUPNO:	138,06	119,56	147,61	127,83

Izvor: Studija razvoja transporta, distribucije i korišćenja prirodnog gasa u Republici Crnoj Gori, Univerzitet u Beogradu – Rudarsko-geološko-naftni fakultet – Centar za energetiku, Univerzitet u Podgorici – Mašinski fakultet, Beograd, 1998.

Analizirana su također dva scenarija. U prvom scenariju je pretpostavljeno da je korišten mješani gas kao prethodnica razvoja potrošnje. U tom slučaju je na području Podgorice i Nikšića pretpostavljena već razvijena potrošnja u prvoj godini od približno tisuća tona tečnog gasa (mješanog sa zrakom) sukladno višem scenariju razvoja TNG-a, odnosno približno 95 milijuna m³ prirodnog gasa, uz postupno dostizanje 70% potencijala prirodnog gasa (Podgorice i Nikšića), odnosno 227 miliona m³. U ovom je slučaju pretpostavljeno da je sekundarna mreža (ulični gasovodi) već razvijena (sa dijelom pratećih troškova, poput projektiranja) ali je korištena za mješani gas. Podsjetimo, nije pretpostavljen dolazak prirodnog gasa prije 2020. godine.

U drugom scenariju je pretpostavljen postepeni porast potrošnje prirodnog gasa u razdoblju od 30 godina koji prati S-krivulju počevši od 5 miliona m³ u prvoj godini i dostizanje 227 miliona m³ u posljednjoj 30-oj godini vijeka projekta (uz dostizanje 60% potencijala, odnosno 195 miliona m³ u 20 godini vijeka projekta). Na ovaj način se glavnina porasta potrošnje odvija u sredini posmatranog razdoblja.

Tabela 14.9. Očekivani troškovi transporta i distribucije prirodnog gasa po m³ – prva faza razvoja gasnog sistema u Crnoj Gori (gasifikacija Podgorice i Nikšića) – prvi scenarij – prethodno razvijena potrošnja (djelimično) primjenom miješanog gasa

Interna stopa rentabilnosti	Visina investicija prema varijanti II		Visina investicija prema varijanti III	
	Usc/m ³	eurocenti/m ³	Usc/m ³	eurocenti/m ³
8%	9,18	7,95	9,80	8,49
9%	10,05	8,70	10,73	9,29
10%	10,90	9,44	11,63	10,07
11%	11,75	10,18	12,55	10,87
12%	12,60	10,91	13,50	11,69

Tabela 4.10. Očekivani troškovi transporta i distribucije prirodnog gasa po m³ – prva faza razvoja gasnog sistema u Crnoj Gori (gasifikacija Podgorice i Nikšića) – drugi scenarij – bez prethodnog razvoja potrošnje primjenom miješanog gasa

Interna stopa rentabilnosti	II.		III.	
	Usc/m ³	eurocenti/m ³	Usc/m ³	eurocenti/m ³
8%	17,85	15,46	19,05	16,50
9%	20,20	17,49	21,65	18,75
10%	22,80	19,74	24,45	21,17
11%	25,65	22,21	27,50	23,82
12%	28,45	24,64	30,50	26,41

Obzirom na nizak potencijal potrošnje gasa u Crnoj Gori i predviđene visoke investicije u razvoj gasne mreže, u svakom se slučaju preporučuje prethodno razvijanje sistema i potrošnje upotrebom miješanog gasa kao prethodnice. Prethodno razvijena potrošnja uslov je uspješnog razvoja magistralnog sistema nezavisno od toga hoće li se raditi o prirodnom gasu iz domaće proizvodnje ili iz uvoza (ukoliko se Crna Gora odluči za opciju razvoja upotrebe prirodnog gasa)..

Ostali potencijalni dobavni pravci, osim preko teritorija Republike Srbije, poput spoja na gasni sistem Republike Hrvatske ili gasovod Grčka – Italija ovog časa nisu razmatrani zbog odsustva procjene moguće trase odnosno pripadnih investicija. Ipak, kad posmatramo Republiku Hrvatsku, možemo utvrditi podatak o mogućim troškovima transporta preko hrvatskog teritorija koji su za preduzeća za distribuciju gasa reda veličine 2,2 Usc/m³ (približno 1,9 eurocenti/m³). Naime, troškovi transporta u ovom slučaju zavise od krivulje potrošnje, pri čemu je pretpostavka da će karakter ukupne potrošnje prirodnog gasa u Crnoj Gori približno odgovarati sezonskoj krivulji, sličnoj krivulji distribucijskih preduzeća. Potrošači koji imaju uravnoteženiju krivulju potrošnje plaćaju uslugu transporta u Hrvatskoj manje, pri čemu je prosječna (dugoročna) transportna tarifa (kad se uzmu u obzir sve kategorije kupaca, a svedena na m³) reda veličine 1,8 USc/m³ (približno 1,55 eurocenti/m³).

Kad su u pitanju troškovi transporta preko teritorija Republike Srbije, treba naznačiti da je prema novom Energetskom zakonu, predviđena reorganizacija aktivnosti NIS-a prema jednoj transportnoj kompaniji u državnom vlasništvu, što će uticati i na buduću transportnu tarifu.

Navedeno iznosimo kao navođenje reda veličine moguće tranzitne tarife.

4.8 EKOLOŠKI ASPEKTI

Pravna legislativa Energetske zajednice iz područja životne sredine detaljnije je opisana u pogavlju 2.5. pa je na ovom mjestu nećemo ponavljati. Treba posjetiti da kad je u pitanju prirodni gas znači poštivanje:

- Direktive Vijeća Evropske zajednice 1985/337/EEZ od 27. juna 1985. o procjeni uticaja određenih javnih i privatnih projekata na životnu sredinu.
- Direktive Evropske zajednice 2001/80/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća od 23. oktobra 2001. o ograničavanju ispuštanja iz stacionarnih izvora do 31. decembra 2017.

Direktiva Vijeća Evropske zajednice 1985/337/EEZ od 27. juna 1985. o procjeni uticaja određenih javnih i privatnih projekata na životnu sredinu

Vezano uz područje prirodnog gasa, nema projekata koji automatski podliježu procjeni uticaja na životnu sredinu.

Projekti (objekti) koji mogu biti podložni procjeni uticaja na životnu sredinu u slučaju da to države članice smatraju potrebnim na osnovu njihovih karakteristika (ali ne podliježu automatski obavezi izrade procjene uticaja), kad su u pitanju projekti vezani uz prirodni gas jesu:

- Rudarstvo: proizvodnja prirodnog gasa, površinske industrijske instalacije za proizvodnju (vađenje) prirodnog gasa.
- Energetika: nadzemni objekti za skladištenje prirodnog gasa, podzemno skladištenje zapaljivih gasova
- Infrastrukturni projekti: gasovodi

Direktiva Evropske zajednice 2001/80/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća od 23. oktobra 2001. o ograničavanju ispuštanja iz stacionarnih izvora do 31. decembra 2017.

Podsjetimo, ova se direktiva odnosi na postrojenja za izgaranje toplotne snage jednake ili veće od 50 MW nezavisno od vrste korišćenog goriva (čvrsto, tekuće ili gasovito).

Granične vrijednosti za nova postrojenja su (kad su u pitanju gasovita goriva):

Granična emisija sumpornog dioksida (SO₂) za tekuća goriva za postojeća i nova postrojenja – iznosi za postojeća postrojenja: za gasovita goriva opšte 35 mg/m³, a za tečne gasove 5 mg/m³. Za nova postrojenja granična vrijednost emisija sumpornog dioksida iznosi za gasovita goriva opšte 35 mg/m³, a za tečne gasove 5 mg/m³.

Granična emisija azotovih oksida (NO_x) mjerena kao azotov dioksid (NO₂) za tekuća goriva za postojeća i nova postrojenja – iznosi za postojeća postrojenja snage 50 do 500 MW_{toplotnih} 300 mg/m³, a za postrojenja snage preko 500 MW_{toplotnih} 200 mg/m³. Za nova postrojenja (s izuzetkom gasnih turbina) za postrojenja koja koriste prirodni gas snage od 50 do 300 MW_{toplotnih} granična vrijednost emisija iznosi 150 mg/m³, a za postrojenja snage veće od 300 MW_{toplotnih} 100 mg/m³. Za nova postrojenja koja koriste ostale gasove, granične vrijednosti iznose za postrojenja snage od 50 MW_{toplotnih} i veća 200 mg/m³. Granične vrijednosti za gasne turbine, snage jednake ili veće od 50 MW_{toplotnih} iznose 50 mg/m³ za prirodni gas, 120 mg/m³ za tekuća goriva i 120 120 mg/m³ za ostale gasove.

Granične vrijednosti za emisiju čvrstih čestica iznosi za postojeća i nova postrojenja koja koriste gasovita goriva 5 mg/m^3 kao opšte pravilo.

Ostale odredbe ove direktive, kao i regulativa Republike Crne Gore, koja je harmonizovana sa zakonodavstvom EU, detaljno je opisana u poglavlju 2.5 pa je na ovom mjestu nećemo posebno ponavljati.

- U skladu s ovdje navedenim i navodima iz točke 2.5, preporuka je izraditi studije utjecaja na životnu sredinu, posebno u slučaju kategorija koje podliježu direktivi 1985/337/EEZ (proizvodnja prirodnog gasa i površinske industrijske instalacije za proizvodnju (vađenje) prirodnog gasa (u slučaju da se utvrde komercijalne rezerve gasa iz podmorja Crne Gore) odnosno infrastrukturni projekti: gasovodi) obzirom da i Zakon o strateškoj procjeni uticaja na životnu sredinu (Službeni list RCG broj 80/2005) navodi obavezu izrade strateške procjene uticaja na životnu sredinu (između ostalog) za planove ili programe iz oblasti energetike i industrije, uključujući rudarstvo.

5 ZAKLJUČNA RAZMATRANJA

Dosadašnja istraživanja i postojeći status korišćenja ukazuju na to da ugalj predstavlja najznačajniji obnovljivi energetski resurs u Republici Crnoj Gori, a velika je vjerovatnoća da će takvu ulogu zadržati i u budućim decenijama. Rezerve uglja u Crnoj Gori obuhvataju mrko-lignitni ugalj u širem području Pljevalja, te mrki ugalj na prostoru opštine Berane. Rezerve uglja potpuno su definisane u pljevaljskom području, a nedovoljno u beranskom.

Eksploatacione rezerve uglja na pljevaljskom području iznose oko 200 miliona tona. Prosječna toplotna vrijednost uglja pljevaljskih basena je oko 10,4 MJ/kg, a u maočkom basenu 12,3 MJ/kg. Ukupne pretpostavljene eksploatacione rezerve beranskog basena iznose oko 18,5 miliona tona, uz višestruko veće vanbilansne rezerve. Prosječna toplotna vrijednost uglja u beranskom basenu je 13,68 MJ/kg.

Očekuje se da dominantna upotreba uglja u Crnoj Gori bude potrošnja u termoelektričnim postrojenjima za proizvodnju električne i eventualno toplotne energije. Proizvodnja električne energije na bazi uglja za sada predstavlja najbolji način valorizacije ovog energetskog resursa, a njime se postiže i najbolji stepen iskorišćenja ležišta. Rezerve uglja u pljevaljskom području mogu zadovoljiti potrebe termoelektričnih postrojenja za proizvodnju električne i toplotne energije, kao i za široku i industrijsku potrošnju u Republici u narednih 70 do 80 godina. Geološke rezerve uglja u beranskom basenu zahtijevaju dodatne istražne radove radi povećanja eksploatacionih rezervi.

Trenutno stanje preduzeća za eksploataciju uglja opšte rečeno je problematično, kao posljedica restrukturiranja privrede i nestanka velikih potrošača uglja. Stoga se ulažu napor da se kroz procese privatizacije rudnika osigura njihovo dugoročno stabilno poslovanje. Rudnik uglja Pljevlja raspolaže proizvodnim kapacitetom od 1,5 milijun tona godišnje, od čega 1,35 mil. tona koristi TE Pljevlja, a 150 000 tona opšta i široka potrošnja. Rudnik uglja Ivankograd – Berane u novije vrijeme radio je s kapacitetom od oko 65 hiljada tona godišnje, s tim da je posljednjih nekoliko godina proizvodnja u zastoju zbog velikih poslovnih problema.

Energetski potencijal uglja u Crnoj Gori moguće je u budućnosti kvalitetno realizovati proizvodnjom električne i toplotne energije, što će ponajviše zavisi od strategije razvoja elektroenergetskog sistema, tačnije njegovog proizvodnog dijela. Zbog realnih okolnosti, proširenje kapaciteta očekuje se u pljevaljskom basenu, a to za sobom povlači i odgovarajuće povećanje kapaciteta postrojenja za eksploataciju uglja. U beranskom basenu preduslovi za izgradnju elektrane su nepovoljniji, zbog neistraženosti rezervi i nepostojanja osnovne infrastrukture kao u slučaju TE Pljevlja. U slučaju izgradnje novog izvora na pljevaljskom području, očekuje se povećanje kapaciteta eksploatacije uglja za 1-1,5 milijun tona godišnje kroz razdoblje od 4-5 godina. U slučaju gradnje elektrane na beranskom području potrebni kapacitet tamošnjeg rudnika bio bi oko 600 hiljada tona, što bi se moglo dostići kroz period od 3-4 godine.

Analizirana su dva scenarija razvoja kapaciteta u pljevaljskom području: **scenarij I** u kojem je predviđena proizvodnja uglja za snabdjevanje bloka I TE Pljevlja i prodaja uglja na tržištu te **scenarij II** koji predviđa proizvodnju uglja za snabdjevanje **bloka I** i potencijalnog **bloka II** TE Pljevlja i plasmana uglja na tržištu.

Izgradnja proizvodnih kapaciteta na bazi maočkog uglja je posmatrana u dvije varijante: **varijanta I** predviđa izgradnju termoelektrane snage 300 do 500 MW 2013. godine i **varijanta II** predviđa izgradnju termoelektrane snage 300 do 500 MW, objekat kontinuiteta za **blok I** TE Pljevlja. **Varijanta II** je objektivno realnija zbog obezbjeđenja dugoročnijeg kontinuiteta proizvodnje uglja i električne energije na bazi energetskog potencijala uglja pljevaljskog područja.

Trenutno postoje nesuglasice između Rudnika uglja Pljevlja i EPCG oko proizvodne cijene uglja na ulazu u termoelektranu, zbog nedefinisanog stava Vlade RCG. Očekuje se da se to pitanje riješi u skoroj budućnosti u suradnji RUP, EPCG, Vlade RCG i Regulatorne agencije (koja odobrava cijenu), posebno s obzirom na ulazak privatnog investitora u vlasništvo Rudnika i TE Pljevlja. Cijena uglja mora zadovoljiti dva suprotstavljena zahtjeva: osigurati rudniku nesmetan razvoj i ulaganja u modernizaciju poslovanja s jedne strane, i s druge strane omogućiti TE Pljevlja proizvodnju električne energije po cijeni konkurentnoj na tržištu.

Raspoloživost prirodnih resursa u Crnoj Gori, ali i perspektive svjetske energetike ukazuju na to da smjernice razvoja uglja u budućnosti trebaju biti vezane uz poboljšanje stanja istraženosti rezervi, modernizaciju i racionalizaciju poslovanja rudnika, i odgovorno gospodarenje rezervama uglja, uz maksimalno uvažavanje standarda zaštite životne sredine skladno evropskom zakonodavstvu.

Na osnovu dosadašnjih sprovedenih istraživanja s ciljem utvrđivanja rezervi nafte i prirodnog gasa, utvrđen je ukupan naftno matični potencijal u dvije izdvojene zone podmorja Crne Gore u iznosu od $12,5 \times 10^9$ tona. Prema dostavljenim podacima, potencijalne rezerve nafte iznose približno 7 milijardi barela, a potencijalne rezerve prirodnog gasa 425 milijardi m^3 . Izračunate rezerve nafte i gasa su na nivou geoloških rezervi (perspektivne i potencijalne) razvrstane u D₁ i D₂ kategoriju (prepoznavanje sedimentnog bazena gdje su mogli postojati uslovi za stvaranje ugljovodonika). Realna komercijalnost dosadašnjih pojava nafte i gasa u podmorju Crne Gore se može utvrditi samo izradom novih dodatnih bušotina na odgovarajućim strukturama što je u toku.

S jedne strane, procjenjuje se, da bi se sa ovog prostora, sa većim obimom istraživanja, uz pretpostavku da dođe do skorog otkrivanja komercijalnih ležišta, mogla ostvariti proizvodnja do 2020. godine. S druge strane, struktura aktualnih ugovora (Ramco Energy, Hellenic Petrol) nagovještuje bržu dinamiku, a vezano uz tzv. drugu fazu projekta (određivanje lokacija sa komercijalnim količinama).

Prema izrađenim scenarijima potrošnje naftnih derivata, ista bi se 2025. godine trebala kretati u rasponu od približno 350 hiljada tona (niski scenarij) do približno 391 hiljadu tona (visoki scenarij).

Potrebne investicije u skladišni prostor za držanje obaveznih 90-dnevnih rezervi naftnih derivata, u skladu s Direktivom 98/93/EEC procijenjene su na ukupan iznos (kumulativ do 2025. godine) od približno 20 do 23 miliona USD (zavisno od scenarija razvoja potrošnje), uz pretpostavku izgradnje potpuno novih skladišta. Uz pretpostavku da je moguće iskoristiti dio postojećeg skladišnog kapaciteta, potrebna bi ulaganja mogla biti minimalna, odnosno reda veličine 1 milion USD.

Procijenjeni iznos u maloprodajnoj cijeni naftnih derivata iznosi približno 2 eurocenta po litru (odnosno 2,4 US centa po litru).

Tečni naftni gas (TNG) naziv je za smjesu tekućeg propan-butana. Odnos propana i butana može varirati ali se u komercijalnom smislu najčešće podrazumijeva odnos 50%:50%. Po domaćim važećim standardima TNG smije sadržavati najviše 65% butana, mada se na tržištu može naći i smjesa sa do 80 % butana (kontrola smjese se slabo vrši).

Definisana su dva scenarija razvoja tržišta TNG-a – visoki scenarij s nivoem priključenja od 60 % potencijalnih potrošača i srednji scenarij s nivoem priključenja od 30 % potencijalnih potrošača. Scenariji razvoja korišćeni u studijama (literatura 9, 10, 11 i 12) prilagođeni su uslovima i formi

energetske strategije. Analiza je izrađena za veće gradove u Crnoj Gori: Podgorica, Herceg Novi, Kotor, Tivat, Budva, Bar, Ulcinj, Cetinje i Nikšić.

Prosječna energija za toplotne namjene u domaćinstava prikazana potrošnjom tečnog naftnog gasa porasla bi u zavisnosti od klimatskih uslova i standarda življenja sa 640 do 1100 kg tečnog naftnog gasa iz bazne godine na 860 do 1620 kg tečnog gasa po domaćinstvu u zadnjoj posmatranoj godini.

Izrađena su dva scenarija razvoja gasnih sistema i porasta potrošnje TNG-a. U visokom scenariju predviđeno je da se domaćinstva priključuju jednoličnim tempom do dvanaeste godine od početka projekta (početak projekta 2010. godina) kada će dostići zasićenje od oko 60 % priključenih domaćinstava. Za Podgoricu je posebno modelirana dinamika priključenja porodičnih kuća i stanova. Obiteljske kuće se priključuju predviđenom dinamikom do 60 %, dok se stanovi priključuju duplo sporijom dinamikom s maksimalnim nivoem priključenja od 30 %. Predviđeno je da se uslužni sektor i industrija priključuju istom dinamikom kao i domaćinstva. U srednjem scenariju predviđeno je da se domaćinstva priključuju jednoličnim tempom do dvanaeste godine projekta (početak projekta 2010. godina) kada će dostići zasićenje od oko 30 % priključenih domaćinstava. Za Podgoricu je posebno modelirana dinamika priključenja porodičnih kuća i stanova. Porodične kuće se priključuju predviđenom dinamikom do 30 %, dok se stanovi priključuju duplo sporijom dinamikom s maksimalnim nivoem priključenja od 15 %. Predviđeno je da se uslužni sektor i industrija priključuju istom dinamikom kao u domaćinstva.

U visokom scenariju (s maksimalnim priključenjem na razini od 60 %) ostvarena potrošnja TNG-a iznosila bi u zadnjoj posmatranoj godini 125 hiljada tona. U srednjem scenariju (s maksimalnim priključenjem na nivou od 30 %) ostvarena potrošnja TNG-a iznosila bi u zadnjoj posmatranoj godini 63 hiljade tona.

Na osnovu satelitskih snimaka 1 metarske rezolucije izrađena su idejna rješenja gasne mreže za gradove Podgorica, Herceg Novi, Kotor, Tivat, Budva i Bar, dok su za područje gradova Ulcinj, Cetinje, Bar i Nikšić izvršene stručne procjene dužine gasne mreže. Na osnovu pretpostavljenog porasta potrošnje gasa naznačena je dinamika ulaganja u ostale komponente gasnog sistema.

Predviđene ukupne investicija u gasni sistem posmatranih gradova u visokom scenariju iznose 51,91 mil. EUR, a u niskom scenariju iznose 47,00 mil. EUR.

Tečni naftni gas isto kao i prirodni gas jedan je od ekološki najprihvatljivijih goriva. Pri sagorijevanju tečnog naftnog gasa u atmosferu se ispušta 62,4 t/TJ CO₂ što je nešto više od emisije CO₂ iz prirodnog gasa, ali i niže od emisije CO₂ iz lignita, ekstra lakog lož ulja ili ogrjevnog drveta. Emisija N₂O kod sagorijevanja tečnog naftnog gasa 30 puta je manja od njegove emisije kod sagorijevanja lignita i ogrjevnog drveta. Kod sagorijevanja tečnog naftnog gasa nema emisije sitnih čestica, SO₂ i S.

Mogući pravci za snabdijevanje Republike Crne Gore prirodnim gasom su preko Republike Srbije (dobavni pravac Dimitrovgrad – Niš – Kosovska Mitrovica – Berane – Podgorica) ili spojem na najavljeni interkonektor između Grčke i Italije (koji spada među prioritetne gasovode od evropskog značaja (TEN-E Priority Projects)).

Jedan od potencijalnih pravaca dopreme prirodnog gasa na područje Crne Gore, je i mogućnost spoja sa budućim gasnim sistemom na teritoriji Republike Hrvatske izgradnjom gasovoda Vrbovsko – Split uz razmatrano produženje do Dubrovnika, čime bi postojala mogućnost spoja cijelog sistema sa interkonektorom Grčka-Italija, što bi uz zatvaranje gasnog prstena na relaciji Luka Ploče – Bosanski Brod značajno povećalo pouzdanost rada gasnog sistema u regiji.

Projekat koji bi mogao biti od posebnog interesa za područje Crne Gore je TAP projekt (TAP = Trans Adriatic Pipeline) za dopremu gasa iz Kaspijske regije, Srednjeg Istoka te ruskog gasa uz tranzit preko Grčke i Albanije.

Nadalje, za područje regije u cjelini, a time i Crne Gore je interesantan i projekat gasovoda Nabucco, kojim bi se takođe otvorio novi koridor za snabdijevanje Evrope, njenim povezivanjem sa nalazištima prirodnog gasa u Kaspijskoj regiji i na Srednjem istoku. Ovaj bi gasovod trebao biti dug 3.400 km počevši od gruzijsko-turske i iransko-turske granice do Baumgartena u Austriji (s najavljenom trasom preko Turske, Bugarske, Rumunije i Mađarske, iako su u razmatranju i alternativne trase npr. preko teritorije zemalja bivše Jugoslavije).

Moguća doprema gasa preko teritorije Makedonije i Kosova se ne smatra realnom zbog ograničenih kapaciteta makedonskog gasnog sistema. Takođe, zbog ograničenih mogućih kapaciteta ne smatra se realnom mogućnošću izgradnje LNG terminala na obali Crne Gore zbog najave izgradnje LNG terminala u neposrednoj blizini (luka Brindisi u Italiji), odnosno razvoja spomenutih dopremnih pravaca putem gasovoda.

Značaj za dopremu potrebnih količina gasa na područje Crne Gore ima i njeno pristupanje tzv. Energetskoj zajednici na osnovu Atinskog memoranduma 2003. godine potpisnici kojeg su (kao zemlje učesnice): Albanija, Bosna i Hercegovina, Bugarska, Hrvatska, Rumunija, Turska, Srbija i Crna Gora, Makedonija, Privremena upravna misija Ujedinjenih nacija na Kosovu (UNMIK) u skladu s Rezolucijom 1244 Vijeća sigurnosti UN-a od 10. juna 1999. i Evropska Unija, (kao sponzori koji ne učestvuju), Posebni koordinatori Pakta o stabilnosti i (kao posmatrači) Mađarska, Moldavija i Slovenija.

Aktivnosti energetske zajednice imaju za cilj međusobno povezivanje (umreživanje / interkonekciju) zemalja potpisnica, a u cilju slobodne trgovine mrežnim energentima, ali i povećanje sigurnosti snabdijevanja. Stoga će i dalji razvoj transportnog gasnog sistema na području zemalja jugoistočne Evrope zavisiti i od pripadajućih obaveza na osnovu sporazuma o Energetskoj zajednici.

Svjetska banka je pokrenula studiju s ciljem utvrđivanja načina daljeg razvoja tržišta prirodnog gasa u zemljama srednje i istočne Evrope, mogućih dobavnih pravaca te mogućnosti za snabdijevanje regije jugoistočne Evrope tačnije: Rumunije, Bugarske, Albanije, Makedonije, Kosova, Srbije, Crne Gore, Bosne i Hercegovine i Hrvatske prirodnim gasom.

Kao dio projektnog zadatka, konsultanti moraju izraditi procjenu troškova i ocijeniti ekonomsku izvodljivost projekata novih gasovoda na sljedećim pravcima (s odredištem na granici zapadne Evrope):

- Turska – Bugarska – Rumunija – Mađarska – Austrija
- Turska – Grčka / Bugarska – Makedonija – Kosovo – Srbija – (preko Mađarske)
- i/ili Bosna i Hercegovina, Hrvatska, Slovenija - Austrija
- Turska – Grčka – Italija (putem interkonektora Turska – Grčka)
- Turska – Grčka – Makedonija – Albanija – Italija

Takođe, unutar ovog projekta analiziraće se i mogućnost razvoja novih LNG terminala na području regije.

Pretpostavka je da će se dio razvojne strategije dobavnih pravaca Evrope, odnosno posebno srednje i istočne Evrope temeljiti i na rezultatima ove studije, koji se očekuju tokom 2006. godine.

Vezano uz terminski plan gasifikacije, ukoliko dođe do spoja Dimitrovgrad - Niš, te do izgradnje veze Podujevo – Podgorica, procjena je da bi ona mogla biti realizovana oko 2020. godine, odnosno glavnina razvoja gasnog sistema u razdoblju nakon 2020. godine.

Završetak izgradnje gasovoda u Hrvatskoj do Splita je predviđen 2011. godine (odlukom Vlade ovaj rok je pomaknut na 2009. godinu). Ukoliko dođe do nastavka izgradnje gasovoda prema Dubrovniku, i nastavka prema Crnoj Gori, pretpostavljeni je vremenski horizont takođe oko 2020. godine.

Prema najavama, projekat Nabucco bi trebao biti dovršen 2009. godine, ali je ovaj rok, prema dostupnim informacijama, pomaknut na 2011. godinu. Interkonektor između Grčke i Italije bi trebao biti pušten u rad 2010. godine. Obzirom da u Albaniji još uvijek nije adekvatno izgrađen gasovodni sistem, posebno ne u sjevernoj Albaniji, u pravcu Crne Gore, ne očekuje se mogućnost snabdijevanja iz ovog pravca prije 2020. godine, što bi, prema našim procjenama, bio vremenski horizont za početak gasifikacije Crne Gore uopšte.

Posmatrano s ekonomske strane, sve su sprovedene analize pokazale (zbog odsustva značajnijeg broja velikih industrijskih potrošača i usmjerenja na sektor usluga) upravo presudan značaj prethodnog razvoja gasne distribucijske mreže putem smjese TNG-vazduh kao prethodnice.

6 LITERATURA

- [1] Prostorni plan Crne Gore, SS-AE Privreda, podstudije 4.6.1. (Energetika) i 4.6.5. (Rudarstvo i industrija) // Podgorica 2005.
- [2] Sirovinska osnova i stepen obrađenosti investiciono-tehničke dokumentacije pljevaljskog i maočkog basena / M. Damjanović // Pljevlja 2002.
- [3] Ugalj, energetski potencijal Crne Gore, Okrugli sto CANU / R. Stanić, S. Bulajić // Podgorica 2004.
- [4] Tehno-ekonomska opravdanost izgradnje II bloka TE Pljevlja – Simpozijum stanje i razvoj termoenergetike u Crnoj Gori / M. Gomilanović, S. Vukašinović, R. Stanić // Žabljak 2002.
- [5] Uloga TE Pljevlja u elektroenergetskom sistemu Crne Gore / Stručni savjet EPCG // Nikšić 2001.
- [6] Opravdanost izgradnje TE Berane / Ekspertska grupa Vlade Republike Crne Gore // Podgorica 2002.
- [7] Pravila o načinu utvrđivanja cijene uglja za proizvodnju električne energije / Regulatorna agencija za energetiku // Podgorica 2005.
- [8] Program razvoja i izgradnje novih elektroenergetskih objekata sa prioritetima gradnje / Elektroprivreda Crne Gore / Nikšić 1997.
- [9] A. Kinderman-Lončarević "Analiza mogućnosti plinifikacije Podgorice i Crnogorskog primorja - Analiza potrošnje energije u kućanstvima grada Podgorice i Budve u 2004. godini" Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb, srpanj 2005.
- [10] A. Kinderman-Lončarević "Analiza mogućnosti plinifikacije Podgorice i Crnogorskog primorja - Projekcije budućih energetskih potreba u kućanstvima gradova Podgorice i Budve do 2025. godine" Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb, srpanj 2005.
- [11] R. Bošnjak, D. Matić, S. Vulama "Analiza mogućnosti plinifikacije Podgorice i Crnogorskog primorja - Studija i idejni projekt plinskog sistema grada Podgorice" Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb, rujan 2005.
- [12] R. Bošnjak, "Analiza mogućnosti plinifikacije Podgorice i Crnogorskog primorja - Studija mogućnosti plinifikacije većih naselja priobalja, Cetinja i Nikšića " Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb, rujan 2005.
- [13] Grupa autora, „PROJEKAT SS-AE, SEKTORSKE STUDIJE – ANALIZE I EKSPERTIZE (SS-AE) ZA POTREBE PROSTORNOG PLANA REPUBLIKE CRNE GORE (PPR), SEKTORSKA STUDIJA (SS-AE) 4.7. SAOBRAĆAJ I KOMUNIKACIJE“,GTZ - Njemačka organizacija za tehničku saradnju, Vlada Republike Crne Gore, Univerzitet Crne Gore
- [14] Grupa autora, „PROJEKAT SS-AE, SEKTORSKE STUDIJE – ANALIZE I EKSPERTIZE (SS-AE) ZA POTREBE PROSTORNOG PLANA REPUBLIKE CRNE GORE (PPR) - SEKTORSKA STUDIJA (SS-AE) 4.6 PRIVREDA SUBSEKTORSKA STUDIJA (SS-AE) 4.6/1 ENERGETIKA“,GTZ - Njemačka organizacija za tehničku saradnju, Vlada Republike Crne Gore, Univerzitet Crne Gore
- [15] Grupa autora, „PROJEKAT SS-AE SEKTORSKE STUDIJE – ANALIZE I EKSPERTIZE (SS-AE) ZA POTREBE PROSTORNOG PLANA REPUBLIKE CRNE GORE (PPR) SEKTORSKA STUDIJA (SS-AE) 4.6 PRIVREDA SUBSEKTORSKA STUDIJA (SS-AE) 4.6/5

- RUDARSTVO I INDUSTRIJA“,GTZ - Njemačka organizacija za tehničku saradnju, Vlada Republike Crne Gore, Univerzitet Crne Gore, Podgorica, April 2005.
- [16] Grupa autora, „PROJEKAT SS-AE SEKTORSKE STUDIJE – ANALIZE I EKSPERTIZE (SS-AE) ZA POTREBE PROSTORNOG PLANA REPUBLIKE CRNE GORE (PPR) SEKTORSKA STUDIJA (SS-AE) 4.3. PRIRODNE I PEJZAŽNE VRIJEDNOSTI PROSTORA I ZAŠTITA PRIRODE - NACRT“,GTZ - Njemačka organizacija za tehničku saradnju, Vlada Republike Crne Gore, Univerzitet Crne Gore, Podgorica, April 2005.
 - [17] Odluka Vlade Republike Hrvatske od 26. listopada 2005.
 - [18] „Potvrđena suradnja INE i BH Gasa – gas će povezivati Hrvatsku i BiH“, Bilten Udruženja za gas u BiH“, Januar/Juni, 2005, Godište VI, Broj 10
 - [19] Trans-European Energy Networks: TEN-E Priority projects, (http://europa.eu.int/comm/energy/gas/publications/index_en.htm)
 - [20] Prezentacija, „TAP – Trans Adriatic Pipeline Project“, GIE konferencija, Atena, 3-4.11.2005.
 - [21] „Agreements move Balkan integration, Nabucco closer“, European Gas Markets, 30 June 2005, p8
 - [22] „The Interconnector Greece-Italy (IGI) Project: a New Gas Import Route to EU and Italy“, prezentacija, Edison, GIE konferencija, Atena, 3-4.11.2005.
 - [23] „Focus on Serbia“, European Gas Markets, 23 August 2005, p3-5
 - [24] B. Makšijan, „Ugovor o Energetskoj zajednici – Liberalizacija energetskog tržišta i usklađivanje energetskog zakonodavstva s EU“, Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva RH, prezentacija, HSUP, Zagreb, 18. listopad 2005.
 - [25] „South East Europe: Regional Gasification Study - Technical Proposal“, Economic Consulting Associates, Penspen, March 2005.
 - [26] Council Directive of 20 December 1968 imposing an obligation on Member States of the EEC to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products (68/414/EEC)
 - [27] Council Decision of 20 December 1968 on the conclusion and implementation of individual agreements between Governments relating to the obligation of Member States to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products (68/416/EEC)
 - [28] Council Directive of 24 July 1973 on measures to mitigate the effects of difficulties in the supply of crude oil and petroleum products (73/238/EEC)
 - [29] Council decision of 7 November 1977 on the setting of a Community target for a reduction in the consumption of primary sources of energy in the event of difficulties in the supply of crude oil and petroleum products (77/706/EEC)
 - [30] Council Directive 98/93/EC of 14 December 1998 amending Directive 68/14/EEC imposing an obligation on Member States of the EEC to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products (98/93/EEC)
 - [31] R. Willenborg, C. Tönjes, W. Perlot, Europe’s oil defences – An analysis of Europe’s supply vulnerability and its emergency stockholding systems, CIEP, January 2004
 - [32] Uredba o obveznim zaliham nafte i naftnih derivata (NN 27/03)
 - [33] Pravilnik o općim uvjetima i tarifi za skladištenje obveznih zaliha nafte i naftnih derivata (NN 68/03)
 - [34] Pravilnik o utvrđivanju cijena naftnih derivata (NN 112/03)

- [35] Oil Supply Security – The Emergency Response Potential of IEA Countries in 2000, IEA – International Energy Agency, OECD, Paris, 2001.
- [36] M. Krnić, Paket energetske zakona – problem pričuva, prezentacija, INA d.d., Zagreb, rujan 2001.
- [37] Council Directive 1999/32/EC of 26 April 1999 relating to a reduction in the sulphur content of certain liquid fuels and amending Directive 93/12/EEC
- [38] Directive 2001/80/EC of the European Parliament and the Council of 23 October 2001 on the limitation of certain pollutants into the air from large combustion plants
- [39] Council Directive of 27 June 1985 on the assessment of the effects of certain public and private projects on the environment (85/337/EC)
- [40] J. Brouwer, IEA China Workshop on Emergency Oil Stock Issues, IEA Headquarters, 2001
- [41] D. Roze, IEA China Workshop on Emergency Oil Stock Issues, „Emergency Stock Holding and Oil Stocks in France, IEA Headquarters, 2001
- [42] Sekulić, G., Vrbić, D., „Planiranje projekata međunarodnih tranzitnih naftovoda u Hrvatskoj“, JANAF d.d., prezentacija, 13. Forum – Dan energije u Hrvatskoj, „Dugoročno planiranje i sigurnost opskrbe potrošača u uvjetima otvorenog tržišta“, Zagreb, 26. studenog 2004.
- [43] Nabucco Gas Pipeline Project – Gas Bridge between Asia and Europe, promotivni materijal
- [44] D. Matić, „South - East Europe Strategies for NGV Success“, ENGVA 11th Annual European NGV Conference – Bolzano / Italy 7-12 June 2005
- [45] European Gas Markets (brojevi od 1996. do kraja 2005. godine)
- [46] Grupa autora, „Studija razvoja transporta, distribucije i korišćenja prirodnog gasa u Republici Crnoj Gori“, Univerzitet u Beogradu – Rudarsko-geološko-naftni fakultet – Centar za energetiku, Univerzitet u Podgorici – Mašinski fakultet, Beograd, 1998.
- [47] „Serbia: Gasification Study – Final Report“, Economic Consulting Associates, December 2004.
- [48] „Bogatstvo koje se (ne) može koristiti“ / Dž. Pepić / Časopis „ZID“, br. 49
- [49] „Rudnik uglja A.D. Pljevlja – informativni memorandum“ (za potrebe privatizacijskog tendera) / Raiffeisen Investment / Podgorica 2005.
- [50] „Termoelektrana Pljevlja – informacioni memorandum“ (za potrebe privatizacijskog tendera) / Raiffeisen Investment / Podgorica 2005.
- [51] „ExternE – Externalities of Energy“, istraživački projekt Europske komisije, <http://externe.jrc.es/index.html>
- [52] „Pregled sektora životne sredine SRJ – Environmental Sector Report“ (nacrt), Svjetska banka, 2002.
- [53] „Projected Costs of Generating Electricity (2005 Update)“, NEA/IEA/OECD, Pariz, Francuska, 2005.
- [54] Informacija o Rudniku mrkog uglja „Ivangrad“ – Berane / Berane, februar 2004.
- [55] Rješenje Ministarstva ekonomije Vlade RCG br. 01-2370/1 o ovjeravanju „Elaborata o klasifikaciji, kategorizaciji i proračunu rezervi uglja u reviru Petnjik beranskog ugljonosnog basena, stanje 31.12.2001. godine“ / Podgorica, jun 2004.

