



Crna Gora
Ministarstvo ekonomije

STRATEGIJA RAZVOJA ENERGETIKE CRNE GORE DO 2030. GODINE

(Bijela knjiga)

Maj, 2014. godine

Predgovor

Dokument STRATEGIJA RAZVOJA ENERGETIKE CRNE GORE DO 2030. GODINE (Zelena knjiga i nacrt Bijele knjige), **Rezultat 3.2: Zelena knjiga**, iz juna 2012. godine, rezultat je projekta koji je financiran od strane Evropske unije (Specifičan br. ugovora 2011 / 262840). Izrađen je od strane kompanije Exergia, kao člana COWI konzorcijuma. Koordinator projekta, u ime Exergie, bio je Marko Košir, univ. dipl. inž., a u timu su još učestvovali : mag. Damir Pešut, univ. dipl. inž., dr. Mladen Zeljko, univ. dipl. inž., mag. Branislav Prelević, univ. dipl. ekon., dr. Theodore Goumas, univ. dipl. inž., mag. George Georgocostas, univ. dipl. inž., dr. George Vlondakis, univ. dipl. inž., mag. Damjan Stanek, univ. dipl. inž., mag. Marko Senčar, univ. dipl. inž., dr. Jurij Curk, univ. dipl. inž. i Maja Krivokapić.

U junu 2013. godine provedena je javna rasprava o dokumentu. Javna rasprava je rezultirala brojnim primjedbama na dokument. Ministarstvo ekonomije je trebalo postupiti po primjedbama i zaključcima s javne rasprave. Nakon rada od nekoliko mjeseci, koji je kordiniran od strane Ministarstva ekonomije, kroz Stručni savjet, nastao je dokument naslova STRATEGIJA RAZVOJA ENERGETIKE CRNE GORE DO 2030. GODINE (Zelena knjiga). U Zelenoj knjizi je obrađeno više varijanti razvoja energetskeg sistema te je na osnovu komentara sa javne rasprave za obradu u Bijeloj knjizi odabrana odgovarajuća varijanta. Istovremeno sa Zelenom knjigom urađena je Strateška procjena uticaja na životnu sredinu na koju je Agencija za zaštitu životne sredine dala saglasnost. Bijela knjiga je usklađena sa Strateškom procjenom uticaja na životnu sredinu.



Crna Gora
Ministarstvo ekonomije

STRATEGIJA RAZVOJA ENERGETIKE CRNE GORE DO 2030. GODINE

Bijela knjiga

Podgorica, maj, 2014. godine

STRATEGIJA RAZVOJA ENERGETIKE CRNE GORE DO 2030. GODINE

Bijela knjiga

MINISTARSTVO EKONOMIJE
Rimski trg 46, 81000 Podgorica
CRNA GORA

Podgorica, maj, 2014. godine

Sadržaj

1. UVOD.....	1
1.1 Zakonska osnova za ažuriranje Strategije	1
1.2 Razlozi za ažuriranje i nadogradnju strategije razvoja energetike	1
1.3 Ciljevi i ključna strateška opredjeljenja Energetske politike Crne Gore do 2030. godine.....	2
2. AKTUELNA SITUACIJA U ENERGETSKOM SEKTORU CRNE GORE	3
2.1 Pravno-regulatorni okvir.....	3
2.2 Institucionalno-organizacioni okvir	3
2.3 Međunarodne obaveze Crne Gore u vezi sa Energetskom zajednicom.....	4
2.4 Ostali relevantni zakoni, strategije, deklaracije i planski dokumenti	5
3. ENERGETSKI BILANS CRNE GORE (1990-2010).....	7
4. ENERGETIKA KAO STUB DUGOROČNO STABILNOG RAZVOJA NACIONALNE EKONOMIJE	9
5. REZERVE I POTENCIJALI IZVORA ENERGIJE U CRNOJ GORI.....	11
5.1 Ugalj.....	11
5.2 Nafta i gas.....	12
5.3 Obnovljivi izvori energije.....	12
5.3.1 Hidropotencijal	12
5.3.2 Vjetropotencijal	13
5.3.3 Sunčevo zračenje.....	13
5.3.4 Biomasa	13
5.3.4.1 <i>Drvna biomasa</i>	13
5.3.4.2 <i>Biomasa iz poljoprivrede</i>	14
5.3.4.3 <i>Biomasa iz otpada</i>	14
5.3.5 Aerotermalna, hidrotermalna i geotermalna energija	14
6. SWOT ANALIZA	15
7. POTROŠNJA FINALNE ENERGIJE (PFE)	18
7.1 Najznačajniji generatori potražnje za energijom i scenariji PFE	19
7.1.1 Stanovništvo.....	19
7.1.2 Bruto domaći proizvod (BDP)	19
7.1.3 Potražnja za finalnom energijom po sektorima	19
7.2 referentni scenarij potrošnje finalne energije	20
7.2.1 RSPFE prema oblicima energije	21
7.2.2 RSPFE prema sektorima potrošnje finalne energije.....	22
8. RAZVOJ SEKTORA UGLJA	23
8.1 Istraživanja i planirana dinamika korišćenja uglja	23
8.1.1 Postojeći rudnici sa koncesionim ugovorima	23
8.1.2 Novi rudnici	24
8.2 Specifičnosti sektora uglja	24
8.3 Bilans uglja u prošlosti i strategija za budućnost.....	25

8.3.1	Bilans uglja u prošlosti (1990-2010).....	25
8.3.2	Bilans uglja do 2030. godine	26
8.4	Glavne preporuke Strategije.....	27
9.	RAZVOJ SEKTORA NAFTE I GASA.....	28
9.1	<i>Upstream</i> operacije	28
9.1.1	Istraživanje nafte i gasa	28
9.2	<i>Downstream</i> operacije	29
9.2.1	Sektor nafte	29
9.2.1.1	<i>Bilans naftnih derivata u prošlosti (1990-2010) i scenariji finalne potrošnje naftnih derivata do 2030. godine.....</i>	29
9.2.1.2	<i>Obavezne rezerve naftnih derivata.....</i>	31
9.2.1.3	<i>Specifičnosti sektora nafte.....</i>	32
9.2.2.	Sektor gasa	33
9.2.2.1	<i>Bilans prirodnog gasa u prošlosti (1990-2010) i scenariji finalne potrošnje prirodnog gasa do 2030. godine.....</i>	33
9.2.2.2	<i>Gasifikacija Crne Gore.....</i>	34
9.2.2.3	<i>Specifičnosti sektora gasa.....</i>	35
9.3	Glavne preporuke Strategije.....	35
10.	RAZVOJ ELEKTROENERGETSKOG SEKTORA	37
10.1	Potrošnja i bilans električne energije	37
10.1.1	Bilans električne energije u prošlosti (1990-2010)	37
10.1.2	Buduća bruto potrošnja i bilans električne energije.....	37
10.2	Proizvodnja električne energije	39
10.2.1	Planovi rehabilitacije postojećih elektrana.....	39
10.2.2	Scenariji izgradnje novih elektrana	40
10.2.2.1	<i>Nove termoelektrane.....</i>	41
10.2.2.2	<i>Nove hidroelektrane.....</i>	41
10.2.2.3	<i>Plan izgradnje ostalih elektrana na obnovljive izvore energije.....</i>	42
10.2.2.4	<i>Obnovljivi izvori električne energije u elektroenergetskom sistemu</i>	44
10.2.2.5	<i>Emisija CO₂, SO₂, NO_x i suspendovanih čestica iz termoelektrana</i>	44
10.2.3	Prednosti i nedostaci / ograničenja za realizaciju scenarija izgradnje novih kapaciteta za proizvodnju električne energije.....	45
10.2.4	Predlog scenarija rehabilitacije i izgradnje novih kapaciteta za proizvodnju električne energije	45
10.2.5	Komentar na predloženi koncept razvoja proizvodnje električne energije.....	48
10.2.6	Glavne preporuke Strategije.....	49
10.3	Prenos električne energije	50
10.3.1	Postojeći kapaciteti	50
10.3.2	Razvoj prenosne mreže do 2020. godine sa smjernicama do 2030. godine	51
10.3.2.1	<i>Ključni prioriteti za nove investicione projekte.....</i>	52
10.3.2.2	<i>Važnije rekonstrukcije prenosne mreže</i>	54
10.3.2.3	<i>Izgradnja interkonektivnih vodova.....</i>	55
10.3.3	Smjernice razvoja prenosne mreže nakon 2020. godine.....	55
10.3.4	Glavne preporuke Strategije.....	56
10.4	Distribucija električne energije.....	56
10.4.1	Postojeći kapaciteti za distribuciju električne energije	56
10.4.2	Razvoj sistema distribucije električne energije	57
10.4.3	Ključni investicioni prioriteti u distribuciji električne energije.....	57
10.4.4	Razvoj koncepcije distributivne mreže.....	58
10.4.5	Novi elementi razvoja distributivne mreže	59

10.4.6	Optimizacija operativnih troškova i zaposlenost.....	60
10.4.7	Glavne preporuke Strategije.....	61
10.5	Pravno-regulatorni razvoj.....	61
10.5.1	Glavne preporuke Strategije.....	62
11.	RAZVOJ SEKTORA DALJINSKOG GRIJANJA.....	63
11.1	Pregled stanja i plan razvoja daljinskog grijanja u budućnosti.....	63
11.2	Institucionalni okvir za razvoj sektora daljinskog grijanja	64
11.3	Kogeneracija i visokoefikasna kogeneracija.....	65
11.4	Glavne preporuke Strategije.....	65
12.	ENERGETSKA EFIKASNOST.....	67
12.1	Strategija energetske efikasnosti u pogledu finalne potrošnje energije	67
12.1.1	Sprovođenje Zakona o energetskej efikasnosti.....	68
12.1.2	Izmjene i dopune ZoEE i dalje jačanje političkog, regulatornog i institucionalnog okvira.....	69
12.1.3	EE mjere i programi kroz implementaciju APEE-ova do 2018. godine i dalje.....	71
12.2	Strategija energetske efikasnosti na strani »ponude« energije.....	73
12.3	»Bottom-up« pristup za procjenu efekata mjera energetske efikasnosti na strani finalne potrošnje energije.....	74
12.4	Glavne preporuke Strategije.....	76
13.	OBNOVLJIVI IZVORI ENERGIJE.....	78
13.1	Korišćenje obnovljivih izvora energije u prošlosti i procjene do 2030. godine	78
13.1.1	Ukupno korišćenje OIE do 2030. godine.....	78
13.2	Korišćenje obnovljivih izvora energije prema namjeni	80
13.2.1	OIE za proizvodnju električne energije	80
13.2.2	OIE za grijanje i hlađenje	81
13.2.3	OIE u sektoru transporta	83
13.3	Ciljevi korišćenja obnovljivih izvora energije do 2020. godine i dalje.....	84
13.3.1	Nacionalni cilj korišćenja energije iz obnovljivih izvora	84
13.3.2	Sektorski cilj OIE u transportu.....	85
13.3.3	Interkonekcije sa drugim zemljama	85
13.4	Glavne preporuke Strategije.....	85
14.	STRATEGIJA RAZVOJA KONKURENTNOG TRŽIŠTA ENERGIJE U CRNOJ GORI.....	87
14.1	Energetsko tržište Jugoistočne Evrope (Energetska zajednica).....	87
14.2	Energetsko tržište Crne Gore.....	87
14.3	Ciljevi razvoja energetskeg tržišta Crne Gore	87
14.4	Potrebne systemske mjere za postizanje ciljeva razvoja energetskeg tržišta Crne Gore.....	88
14.5	Informacioni sistem kao podrška razvoju tržišta	89
14.6	Glavne preporuke Strategije.....	89
15.	REGULATORNI OKVIR ZA PODRŠKU STRATEGIJI RAZVOJA ENERGETIKE.....	90
15.1	Djelatnosti vezane za prenosne i distributivne sisteme	90
15.2	Monitoring tržišta i zaštita položaja kupaca	90
15.3	Druge djelatnosti Regulatora	91
15.4	Status RAE i njegovih akata	91
15.5	Glavne preporuke Strategije.....	91
16.	INTEGRACIJA POLITIKE ZAŠTITE ŽIVOTNE SREDINE I KLIMATSKIH PROMJENA U STRATEGIJU RAZVOJA ENERGETIKE.....	92
16.1	Zaštita životne sredine.....	92
16.1.1	Međunarodne obaveze Crne Gore.....	92
16.1.2	Kvalitet vazduha	92

16.1.4	Integrirano sprječavanje i kontrola zagađenja.....	93
16.1.5	Zaštita prirode i međunarodno zaštićena područja.....	93
16.2	Klimatske promjene.....	93
16.2.1	Strateške dileme i rizici	94
16.2.2	Emisija ugljen-dioksida (CO ₂) zbog sagorijevanja goriva	94
17.	INDIKATIVNI INVESTICIONI TROŠKOVI ZA REALIZACIJU STRATEGIJE RAZVOJA ENERGETIKE SA DINAMIKOM ULAGANJA	96
18.	ENERGETSKI BILANS I INDIKATORI RAZVOJA ENERGETSKOG SEKTORA	98
18.1	Energetski bilans Crne Gore do 2020. godine sa osvrtom na 2025. i 2030. godinu.....	98
18.2	Indikatori razvoja energetskog sektora	99
19.	DRUGA PITANJA	100
19.1	Uloga države	100
19.2	Uloga lokalne samouprave	100
19.3	Nadzor i praćenje implementacije Strategije	100
19.4	Ažuriranje Strategije	100
19.5	Sljedeći koraci.....	100
20.	ZAKLJUČNO.....	101

Tabela : Lista skraćenica i simboli

Simbol	Značenje
AD	Akcionarsko društvo
APEE	Akcionni plan za energetska efikasnost
AP-2008	Akcionni plan za implementaciju SRE-2007 (2008-2012) (usvojen u 2008. godini)
BAT	<i>Best Available Technology</i> / Najbolja raspoloživa tehnologija
BDP	Bruto društveni proizvod
(D)BOT	<i>(Develop)-Build-Operate-Transfer</i> / (Razvij)-Izgradi-Upravljač-Predaj
BiH	Bosna i Hercegovina
BPFE	Bruto potrošnja finalne energije
CAO	<i>Coordinated Auction Office</i> / Koordinaciona aukcijska kancelarija
CCR	<i>Carbon Capture Ready</i> / spremno za kaptazu ugljen-dioksida
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i> / kaptaza i skladištenje ugljen-dioksida
CDM	<i>Clean Development Mechanism</i> / Mehanizam čistog razvoja
CGES	Crnogorski elektroprenosni sistem
CHP	<i>Combined heat and power</i> / Kombinovana proizvodnja toplote i električne energije
COTEE	Crnogorski operator tržišta električne energije
CRES	Center for Renewable Energy Sources, Atina, Grčka
CSE	<i>Central Stockholding Entity</i> / Centralno tijelo za upravljanje rezervama
(D)BOT	<i>Develop-Build-Operate-Transfer model</i> / Razvij-izgradi-upravljač-predaj model
DC	<i>Direct current</i> / Jednosmjerna struja
DKV	Donja kalorična vrijednost
DOO ili d.o.o.	Društvo sa ograničenom odgovornošću
DSM	<i>Demand Side Management</i> / Upravljanje na strani potražnje
EB	Energetski bilans
EC	<i>European Commission</i> / Evropska komisija
ECRB	<i>Energy Community Regulatory Board</i> / Odbor regulatora Energetske zajednice
EE	Energetska efikasnost
EEC	<i>European Economic Commission</i> / Evropska ekonomska komisija
EES	Elektroenergetski sistem
EIHP	Energetski institut Hrvoje Požar
EN	<i>European Norms</i> / Evropske norme
EnC	<i>Energy Community</i> / Energetska zajednica
EnCT	<i>Treaty Establishing the Energy Community</i> / Sporazum o formiranju Energetske zajednice
EP-2011	Energetska politika Crne Gore do 2030. godine (usvojena u 2011. godini)
EPBD	Energy Performance of Buildings Directive / Direktiva o energetska karakteristikama zgrada
EPCG	Elektroprivreda Crne Gore
EPS	Elektroprivreda Srbije
ESCO	<i>Energy Service Company</i> / Kompanija za energetska usluge
ESD	<i>Energy Service Directive</i> / Direktiva o energetska uslugama
ETS	<i>Emission Trading Scheme</i> / Model trgovine emisijama
EU	Evropska unija
EUROSTAT	<i>European Statistical Office</i> / Evropska statistička kancelarija
FC	Funkcionalna cjelina (EPCG)
FN	Fotonapon

Simbol	Značenje
GHG	<i>Greenhouse gases</i> / Gasovi sa efektom staklene bašte
HE	Hidroelektrana
HVDC	<i>High voltage direct current</i> / Jednosmjerna struja visokog napona
IAP	<i>Ionian-Adriatic Pipeline</i> / Jonsko-jadranski gasovod
IEA	<i>International Energy Agency</i> / Međunarodna agencija za energiju
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> / Međunarodna elektrotehnička komisija
IPA	<i>Instrument for Pre-Accession Assistance</i> / Instrument za pretpristupnu pomoć
IPCC	<i>Intra-governmental Panel on Climate Change</i> / Međuvladin panel o klimatskim promjenama
IPPC	<i>Integrated Pollution Prevention and Control</i> / Integrisano spriječavanje i kontrola zagađenja
IREET	<i>Inštitut za raziskave v energetiki, ekologiji in tehnologiji</i> / Institut za istraživanja u energetici, ekologiji i tehnologiji
IS	Informacioni sistem
ISC	<i>Interstate Steering Committee</i> / Međudržavni upravni odbor
ISO	<i>International Standardization Organisation</i> / Međunarodna organizacija za standardizaciju
ISSP	Institut za strateške studije i prognoze
JIE	Jugoistočna Evropa
KAP	Kombinat aluminijuma Podgorica
KPG	Kompresovani prirodni gas
LM	<i>Load management</i> / Upravljanje opterećenjem
LRTAP	<i>(Convention on) Long-range Transboundary Air Pollution</i> / (Konvencija o) prekograničnom prenosu zagađujućih materijala na velikim udaljenostima
ME	Ministarstvo ekonomije
mHE	Mala hidroelektrana
MONSTAT	Zavod za statistiku Crne Gore / <i>Bureau for Statistics of Montenegro</i>
MC-EnC	<i>Ministerial Council of Energy Community</i> / Ministarsko vijeće Energetske zajednice
NCOIE	Nacionalni cilj korišćenja obnovljivih izvora energije
NCOIE-T	Nacionalni cilj korišćenja obnovljivih izvora energije u transportu
NGS	Niski granični scenario
OECD	<i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i> / Organizacija za ekonomsku saradnju i razvoj
OIE	Obnovljivi izvori energije
PDV	Porez na dodanu vrijednost
PFE	Potrošnja finalne energije
RAE	Regulatorna agencija za energetiku
RB	Redni broj
RS	Referentni scenario
RSPFE	Referentni scenario potrošnje finalne energije
RUP	Rudnik uglja AD Pljevlja
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> / Sistem za nadzor i prikupljanje podataka
SEA	<i>Strategic Environmental Assessment</i> / Strateška procjena uticaja na životnu sredinu
Sl. list (R)CG	Službeni list (Republike) Crne Gore
SRE-2007	Strategija razvoja energetike Crne Gore do 2025. godine (usvojena u 2007. godini)
SWOT	<i>Strengths-Weaknesses-Opportunities and Threats Analysis</i> / Analiza prednosti–nedostataka–prilika i prijetnji
TAP	<i>Trans Adriatic Pipeline</i> / Trans-jadranski gasovod
TE	Termoelektrana
TNG	Tečni naftni gas
TPG	Tečni prirodni gas

Simbol	Značenje
TS	Trafostanica
UN	Ujedinjene nacije
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i> / Okvirna konvencija UN za klimatske promjene
VE	Vjetroelektrana
V, S, N	Visoki, srednji, niski
VGS	Visoki granični scenario
VN, SN, NN	Visoki napon, srednji napon, niski napon
VPP	<i>Virtual power plant</i> / Virtualna elektrana
VS	Visoki scenario
ZoE	Zakon o energetici
ZoEE	Zakon o energetskej efikasnosti
ZoIPU	Zakon o istraživanju i proizvodnji ugljovodonika
WB	<i>World Bank</i> / Svjetska banka
WEO	<i>World Economic Outlook</i> / Svjetski ekonomski pregled

1. UVOD

1.1 ZAKONSKA OSNOVA ZA AŽURIRANJE STRATEGIJE

Planiranje energetskog razvoja i sa time periodično ažuriranje strateško-planskih dokumenata države najvišeg ranga na području energetike je obaveza koja proizlazi iz Zakona o energetici (ZoE).¹

Strategijom razvoja energetike do 2030. godine (u nastavku „Strategija“) određuju se:

- (i) dugoročni razvojni ciljevi i smjernice za razvoj snabdijevanja i zadovoljavanja potrošnje energije uz uvažavanje tehnoloških i ekonomskih kriterijuma, u skladu sa uslovima zaštite životne sredine,
- (ii) pravci razvoja energetske infrastrukture i mjere za podsticanje korišćenja obnovljivih izvora energije i povećanje efikasnosti korišćenja energije,
- (iii) dugoročna projekcija ukupnog energetskog bilansa države, dinamika i način ostvarivanja i praćenja razvojnih ciljeva, kao i ocjena njihovih efekata,
- (iv) drugi ciljevi i elementi od značaja za utvrđivanje i sprovođenje energetske politike u skladu sa zakonom,
- (v) okvirna finansijska sredstva za realizaciju strategije.

Strategiju donosi Vlada, na period od najmanje 10 godina.

Ažuriranje Strategije do 2025. godine i njena nadogradnja do 2030. godine se radi na osnovu dokumenta »Energetska politika Crne Gore do 2030. godine« (EP-2011) koji je usvojen od strane Vlade Crne Gore u martu 2011. godine.

1.2 RAZLOZI ZA AŽURIRANJE I NADOGRADNJU STRATEGIJE RAZVOJA ENERGETIKE

Svaka Strategija i Akcioni plan se smatraju kao pokretači razvoja u očima investitora i međunarodnih finansijskih institucija ukoliko konkretni projekti imaju svoju potvrdu, opravdanje i mjesto u tim dokumentima. Time se povećava njihova spremnost za podršku i skraćuje vrijeme za odlučivanje. U tom kontekstu je potrebno novu Strategiju uskladiti po sljedećim pitanjima:

- Dinamike izgradnje velikih termoelektrana i hidroelektrana zbog kašnjenja i/ili odstupanja od SRE-2007: neizgradnja drugog bloka u TE Pljevlja (TE Pljevlja II) i predviđenog puštanja u pogon u 2011. godini; kašnjenje sa izgradnjom i predviđenim puštanjem u pogon prve hidroelektrane na Morači (HE Andrijevo) u 2013. godini kao i preostalih hidroelektrana u tom lancu; kašnjenje sa izgradnjom i predviđenim puštanjem u pogon HE Komarnica (2015.), dodatnih planova za izgradnju TE Maoče;
- Ubrzane aktivnosti i planova izgradnje malih hidroelektrana i vjetroelektrana. U SRE-2007 predviđena je izgradnja malih HE ukupne snage 80 MW, dok je na osnovu do sada dodjeljenih koncesija na 21 vodotoku planirana izgradnja malih HE ukupne snage oko 80 MW. Kod energije vjetra, u SRE-2007 je u istom razdoblju predviđena izgradnja vjetroelektrana ukupne snage minimalno 60 MW, dok je na osnovu do sada zaključenih ugovora na dva lokaliteta planirana izgradnja vjetroelektrana ukupne snage 96 MW ili čak 118 MW, sa dodatnim planovima za izgradnju vjetroelektrana do 2030. godine;
- Potrebe za novim i detaljnijim procjenama potencijala i mogućnosti proširenog korišćenja preostalih obnovljivih izvora energije (biomasa, sunčeva energija, komunalni otpad i dr.);
- Potrebe za uvažavanjem promijenjene situacije u regionu Jugoistočne Evrope (JIE) u uslovima kašnjenja izgradnje i smanjenja planiranih novih kapaciteta u regionu, što sa jedne strane predstavlja određen rizik a sa druge strane i izazov za aktivnije učesće Crne Gore u razvoju energetike regiona;
- Potrebe za jasnim prepoznavanjem tehničkih i širih mogućnosti međunarodne saradnje na osnovu planiranog 500 kV podmorskog interkonektivnog kabla između elektroenergetskog sistema (EES) Crne Gore i Italije i dodatnih interkonekcija sa BIH i/ili Republikom Srbijom;
- Značajne planirane tehničke, upravljačke i organizacione promjene u organizaciji sektora kao posljedica razdvajanja/dokapitalizacije EPCG AD i dokapitalizacije Crnogorskog elektroenergetskog sistema (CGES AD), osnivanja Crnogorskog operatora tržišta električne energije (COTEE d.o.o.) i izdvajanja Funkcionalne cjeline Distribucije iz EPCG AD koje je u toku;

¹ U tekstu dokumenta se koriste samo nazivi zakona i podzakonskih akata, dok se u spisku literature na kraju navode ti zakoni i podzakonski akti sa odgovarajućim službenim listovima zajedno sa dopunama i izmjenama koje se odnose na iste.

- Potrebe za isticanjem značaja i uloge energetske efikasnosti u Energetskoj politici Crne Gore, u skladu sa direktivama EU iz oblasti energetske efikasnosti čija je primjena obavezna u okviru Energetske zajednice;
- Potrebe za određivanjem tzv. Nacionalnih ciljeva korišćenja obnovljivih izvora energije i usklađivanjem Strategije sa Akcionim planovima za povećanje učešća obnovljivih izvora energije i akcionih planova za povećanje energetske efikasnosti na osnovu EU Direktiva;
- Revizije pozicije države prema uvođenju prirodnog gasa u energetski bilans Crne Gore, realnosti i mogućoj dinamici priključenja na Jonsko-jadranski gasovod;
- Potrebe za jasnijim prepoznavanjem uloge sektora energetike u emisiji gasova sa efektom staklene bašte i očekivanih međunarodnih obaveza Crne Gore u budućnosti – tj. u post-Kjoto periodu poslije 2012. godine.

1.3 CILJEVI I KLJUČNA STRATEŠKA OPREDJELJENJA ENERGETSKE POLITIKE CRNE GORE DO 2030. GODINE

Energetska politika je posebna grana u ukupnoj ekonomskoj politici države koja se bavi pitanjima istraživanja i korišćenja energetske resursa, pretvaranja energije, prenosa / transporta i snabdijevanja potrošača energijom u okviru specifičnih tehnoloških, pravno-regulativnih i institucionalno-organizacionih uslova države, sa ciljem obezbjeđenja energetske servisa adekvatnog kvaliteta i sigurnosti snabdijevanja, u kontekstu društveno prihvatljivih socio-ekonomskih uslova te zahtjeva zaštite životne sredine.

Energetska strategija predstavlja strateški mehanizam - niz mjera i instrumenata - sa čijom implementacijom se predviđa ispunjenje usvojenih ciljeva energetske politike države.

Energetska politika Crne Gore do 2030. godine (EP-2011) prepoznaje tri glavna prioriteta (Tabela 1.1) i obuhvata dvadeset ključnih strateških opredjeljenja. Ova Strategija uvažava ova tri glavna prioriteta kao i svih dvadeset ključnih strateških opredjeljenja.

Tabela 1.1: Glavni prioriteta Energetske politike Crne Gore do 2030. godine

Prioritet	Značenje
1 Sigurnost snabdijevanja energijom	Stalno, sigurno, kvalitetno i raznovrsno snabdijevanje energijom u cilju uravnotežavanja isporuke sa zahtjevima kupaca;
2 Razvoj konkurentnog tržišta energije	Obezbjedenje liberalizovanog, nediskriminatorskog, konkurentnog i otvorenog energetskeg tržišta na osnovu transparentnih uslova; Omogućavanje slobodne tržišne konkurencije u nemonopolskim djelatnostima (proizvodnja i snabdijevanje električnom energijom i prirodnim gasom), baziranje cjenovne politike za energente na tržišnim principima, kao i stvaranje uslova za slobodan ulazak novih učesnika na tržištu (nezavisnih proizvođača energije, snabdjevača, trgovaca);
3 Održiv energetski razvoj	Obezbjedenje razvoja energetike koji se temelji na ubrzanom ali racionalnom korišćenju sopstvenih energetske resursa uz uvažavanje principa zaštite životne sredine, povećanje energetske efikasnosti (EE) i veće korišćenje obnovljivih izvora energije (OIE), kao i potreba za socio-ekonomskim razvojem Crne Gore.

Energetska politika uvažava radikalne strukturne i tehnološke promjene u globalnoj energetici koje se očekuju narednih decenija. Intenzivnijim aktiviranjem domaćih energetske potencijala, posebno hidroenergetske, Crna Gora, kao mediteranska zemlja i buduća članica EU, može postati značajan energetski partner na regionalnom nivou.

Energetska politika mora omogućiti da se sektor energetike Crne Gore razvija kao otvoren sistem u skladu sa energetske sistemom EU i Energetske zajednice, otvoren i za privatna, domaća i inostrana ulaganja.

2. AKTUELNA SITUACIJA U ENERGETSKOM SEKTORU CRNE GORE

2.1 PRAVNO-REGULATORNI OKVIR

U 2010. godini donešeni su pomenuti ZoE i Zakon o energetskej efikasnosti (ZoEE). Time je Crna Gora:

- i. U ZoE prenijela obaveze iz drugog energetskog paketa (2003/54/EC i 2003/55/EC za električnu energiju i gas) zakonodavstva EU, kao i specifične obaveze iz direktiva o obnovljivim izvorima energije (2001/77/EC i 2009/28/EC, osim u vezi sa biogorivom), kogeneraciji (2004/8/EC) i djelimično o rezervama nafte i naftnih derivata (2009/119/EC).
- ii. U ZoEE prenijela zahtjeve direktive o energetskej efikasnosti u finalnoj potrošnji i energetskej uslugama (2006/32/EC) i direktiva iz oblasti energetskej karakteristika zgrada (2002/91/EC), o označavanju potrošnje energije uređaja za domaćinstvo (92/75/EEC) i o uspostavljanju okvira za definisanje zahtjeva za eko-dizajnom proizvoda koji koriste energiju (2005/32/EC).

Direktiva o podsticanju korišćenja biogoriva i drugih obnovljivih goriva u transportu (2003/30/EC) ili dio Direktive o podsticanju korišćenja energije iz obnovljivih izvora (2009/28/EC) još nijesu preneseni u zakonodavni sistem Crne Gore. U pripremi je i uredba iz oblasti strateških rezervi naftnih derivata.

U 2010. godini donešen je Zakon o istraživanju i proizvodnji ugljovodonika (ZoIPU). Zakon je usklađen sa EU Direktivom (94/22/EC) i njegovim usvajanjem Crna Gora je stvorila predušlove da se buduća proizvodnja ugljovodonika obavlja na transparentan način i u skladu sa najboljom međunarodnom praksom.

2.2 INSTITUCIONALNO-ORGANIZACIONI OKVIR

- **Ministarstvo ekonomije** (ME) je ministarstvo nadležno za energetiku, prema ZoE naročito za energetskej politiku i strategiju države, kao i pripremu zakona i ključnih podzakonskih akata u tom sektoru. U ME područje energetike pokrivaju tri sektora: Sektor za energetiku, Sektor za energetskej efikasnost i Sektor za rudarstvo i geološka istraživanja.
- **Regulatorna agencija za energetiku** (RAE) je osnovana 2004. godine kao samostalna, funkcionalno nezavisna i neprofitna organizacija, koja vrši javna ovlašćenja prema zakonu, u svrhu regulisanja energetskog sektora Crne Gore. Važeći ZoE je zadržao suštinski koncept da se regulacija vrši na nediskriminatoran i transparentan način u skladu sa EU direktivama. Takođe, ZoE je precizirao poslove i odgovornosti RAE u smislu pojačanja njene uloge pri kontroli rada energetskej subjekata.
- **Elektroprivreda Crne Gore** (EPCG AD) je nosilac tri licence, i to za: (i) proizvodnju, (ii) distribuciju električne energije i operatora distributivnog sistema i (iii) snabdijevanje električnom energijom. EPCG AD ima trenutno status javnog snabdjevača električnom energijom u Crnoj Gori. Poslije dokapitalizacije EPCG AD izvršene 2009. godine, vlasnička struktura krajem decembra 2011. godine bila je: Država – 55,0%, A2A (Italija) - 43,7%, manjinski akcionari - 1,3%.
- **ZETA ENERGY DOO Danilovgrad** je rezultat zaključenog Ugovora o osnivanju DOO »ZETA ENERGY« u aprilu 2010, koja je počela sa radom u oktobru 2010. godine kada je RAE izdao licencu za proizvodnju električne energije. Struktura vlasništva je: EPCG - 51% i NTE (Norveška) – 49%. EPCG je kao osnivački ulog unio dvije male hidroelektrane (»Glava Zete« i »Slap Zete«) ukupne snage 6,56 MW i 1,2 MW.
- **Crnogorski elektroprenosni sistem** (CGES AD) je izdvojen iz EPCG AD 2009. godine. Poslije dokapitalizacije CGES AD izvršene u januaru 2011. godine, vlasnička struktura krajem oktobra 2011. godine je: Država - 55,0%, operator prenosnog sistema Italije (TERNA) – 22,1%, druga pravna i fizička lica – 22,9%. CGES AD ima dvije licence: za operatora prenosnog sistema i prenos električne energije.
- **Crnogorski operator tržišta električne energije** (COTEE d.o.o.) je počeo sa radom poslije završetka procesa osnivanja nove kompanije u avgustu 2011. godine na osnovu odluke Vlade Crne Gore u decembru 2010. godine da se ta energetskej djelatnost izdvoji iz CGES AD. COTEE d.o.o. posluje kao novi pravni i energetskej subjekt u 100% državnom vlasništvu. Od decembra 2011. godine, COTEE d.o.o. ima licencu za operatora tržišta električne energije.
- **Rudnik uglja AD Pljevlja** (RUP) je u mješovitom vlasništvu, a njegova vlasnička struktura krajem decembra 2011. godine bila je: A2A – 39,5%, Država - 31,1%, ostala pravna i fizička lica – 29,3%.
- **Rudnik mrkog uglja »Ivangrad« AD Berane** je 2007. godine privatizovan od strane kompanije »Balkan Energy« d.o.o. iz Grčke. Kasni se sa pripremanja pokretanja eksploatacije i detaljna geološka

istraživanja u cilju povećanja proizvodnje koja je bila planirana za 2008. godinu, stoga planirana proizvodnja od 100.000 tona godišnje još nije počela.

- U sektoru nafte i gasa, gdje naftne derivate i tečni naftni gas (TNG) Crna Gora u potpunosti uvozi, glavni energetske subjekti su:
 - i. **Jugopetrol AD Kotor** - akcionarsko društvo za istraživanje, eksploataciju i promet nafte i naftnih derivata. Nakon privatizacije izvršene 2002. godine, grčka kompanija Hellenic Petroleum International AG je postala vlasnik 54,5% akcija Društva. U periodu 2006-2009. godine Jugopetrol AD je ostvario prosječni godišnji promet naftnih derivata od 231.972 tona.
 - ii. **Montenegro Bonus d.o.o. Cetinje** – državna kompanija koja se bavi prometom naftnih derivata na veliko, trgovinom i snabdijevanjem električnom energijom. Pored toga Montenegro Bonus d.o.o je nominovan za operatora prenosa gasa, a Vlada CG ga je zadužila za razvoj dijela IAP gasovoda kroz Crnu Goru. U periodu 2006-2009. godine Montenegro Bonus d.o.o. je ostvario prosječni godišnji promet naftnih derivata od 25.574 tona.
- Zavod za statistiku Crne Gore (MONSTAT) ima vrlo važnu ulogu u energetske sektoru Crne Gore jer predstavlja zvaničnog proizvođača energetske statistike. MONSTAT je odgovoran za izradu ostvarenih energetske bilansa, dok je nadležno Ministarstvo odgovorno za izradu planiranih energetske bilansa.

2.3 MEĐUNARODNE OBAVEZE CRNE GORE U VEZI SA ENERGETSKOM ZAJEDNICOM

Na osnovu Zakona o ratifikaciji Sporazuma o formiranju Energetske zajednice (*Treaty establishing the Energy Community – EncT*) 2006. godine od strane Crne Gore i na osnovu odluka Savjeta ministara Energetske zajednice od dana potpisivanja EnCT do danas, obaveze Crne Gore iz *Acquis Communautaire* (električna energija, gas, zaštita životne sredine, konkurencija, obnovljivi izvori energije, energetska efikasnost) su sljedeće:

1. Električna energija:

- Direktiva 2003/54/EC Evropskog parlamenta i Savjeta (26. jun 2003. godine) o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije;
- Direktiva 2005/89/EC (18. januar 2006. godine) o mjerama za obezbjeđenje sigurnosti snabdijevanja električnom energijom i investiranju u infrastrukturu;
- Uredba (EC) 1228/2003 (26. jun 2003. godine) o uslovima za pristup mreži za prekograničnu razmjenu električne energije;

Odlukom Savjeta ministara Energetske zajednice od 6. oktobra 2011. godine usvojen je predlog Evropske komisije C (2011) 3013 (konačni) sa kojim se stekla pravna osnova za implementaciju tzv. Trećeg paketa zakonodavstva za unutrašnje tržište energije (EU). Sa time je Direktiva 2009/72/EC (13. jul 2009. godine) o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije koja zamjenjuje Direktivu 2003/54/EC, i uredba (EC) br. 714/2009 postala obaveza Crne Gore u okviru EnCT, ali sa određenim prilagođenjima i dužim terminskim planom implementacije – konačni rok do 1. januara 2015. godine.

2. Gas:

- Direktiva 2003/55/EC (26. jun 2003. godine) o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište prirodnog gasa;
- Direktiva 2004/67/EC (26. april 2004. godine) o mjerama za obezbjeđenje sigurnosti snabdijevanja prirodnim gasom;
- Uredba (EC) 1775/2005 (28. septembar 2005. godine) o uslovima za pristup prenosnoj mreži prirodnog gasa.

Istom odlukom u vezi sa Trećim paketom zakonodavstva za unutrašnje tržište energije Savjeta ministara Energetske zajednice, Direktiva 2009/73/EC (13. jul 2009. godine) o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište gasa koja zamjenjuje Direktivu 2003/55/EC, i uredba (EC) br. 715/2009 je postala obaveza Crne Gore, ali sa određenim prilagođenjima i dužim terminskim planom implementacije – konačni rok do 1. januara 2015. godine.

3. Životna sredina:

- Direktiva Evropskog parlamenta i Savjeta od 13. decembra 2011. godine o procjeni uticaja određenih javnih i privatnih projekata na životnu sredinu - kodifikovana verzija 2011/92/EU;
- Direktiva 2003/35/EC (26. maj 2003. godine) o učešću javnosti kod pripreme određenih planova i programa u vezi sa životnom sredinom;
- Direktiva 1999/32/EC (26. april 1999. godine) o smanjenju sadržaja sumpora u određenim tečnim gorivima koja dopunjuje Direktivu 93/12/EEC;

- Direktiva 2001/80/EC (23. oktobar 2001. godine) o ograničavanju emisija određenih zagađivača u vazduh iz velikih ložišta;
- Član 4 (2) Direktive 79/409/EEC (2. april 1979. godine) o zaštiti divljih ptica.
- Direktiva 92/43/EZZ (21. maj 1992. godine) o zaštiti prirodnih staništa i divlje faune i flore.

Napomena: Direktiva 2010/75/EU o industrijskim emisijama kojom se od 1. januara 2016. godine ukida Direktiva 2001/80/EC (23. oktobar 2001. godine) o ograničavanju emisija određenih zagađivača u vazduh iz velikih ložišta još nije obaveza Crne Gore u okviru EnCT.

4. Konkurentnost:

- Članovi 81, 82 i 87 Aneksa III EnCT.

5. Obnovljivi izvori energije:

- Direktiva 2003/30/EC (8. maj 2003. godine) o promociji upotrebe biogoriva ili drugih obnovljivih goriva za transport.

- Direktiva 2009/28/EC (23. april 2009. godine) o promociji upotrebe energije iz obnovljivih izvora energije koja dopunjuje Direktivu 2001/77/EC i Direktivu 2003/30/EC postala je obaveza Crne Gore u okviru EnCT, od 18. oktobra 2012. godine, kada je održan 10. ministarski sastanak Energetske zajednice (Budva).

6. Energetska efikasnost:

- Direktiva 2006/32/EC (5. april 2006. godine) o efikasnom krajnjem korišćenju energije i energetske usluge i Direktiva 2012/27/EU (25. oktobar 2012. godine) o energetske efikasnosti;
- Direktiva 2010/30/EU (19. maj 2010. godine) o označavanju i standardizovanim informacijama po pitanju utroška energije i drugih resursa za proizvode koji utiču na potrošnju energije i implementacione regulative za pojedine grupe proizvoda;
- Direktiva 2010/31/EU (19. maj 2010. godine) o energetske karakteristikama zgrada kojom se ukida Direktiva 2002/91/EC;

7. Direktiva 2009/119 /EC o minimanim zalihama nafte i derivata nafte

8. Direktiva 2008/92/EC o transparentnosti cijena električne energije i gasa koje se naplaćuju industrijskim krajnjim kupcima i Uredba o energetske statistici

2.4 OSTALI RELEVANTNI ZAKONI, STRATEGIJE, DEKLARACIJE I PLANSKI DOKUMENTI

Crna Gora je zakonom ratifikovala Kjoto protokol uz Okvirnu konvenciju Ujedinjenih nacija o klimatskim promjenama (United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC).

Pored ZoE, ZoEE, ZoIPU i zakona za ratifikaciju EnCT i Kjoto protokola, preostali zakoni sa prepoznatom važnošću za ažuriranu i dopunjenu Strategiju su:

- Zakon o zaštiti spomenika kulture
- Zakon o nacionalnim parkovima
- Zakon o vodama
- Zakon o upravljanju otpadom
- Zakon o strateškoj procjeni uticaja na životnu sredinu
- Zakon o zaštiti od buke u životnoj sredini
- Zakon o kvalitetu vazduha
- Zakon o rudarstvu
- Zakon o životnoj sredini
- Zakon o koncesijama
- Zakon o zaštiti prirode
- Zakon o zaštiti vazduha
- Zakon o procjeni uticaja na životnu sredinu
- Zakon o šumama
- Zakon o morskome dobru
- Zakon o uređenju prostora i izgradnji objekata

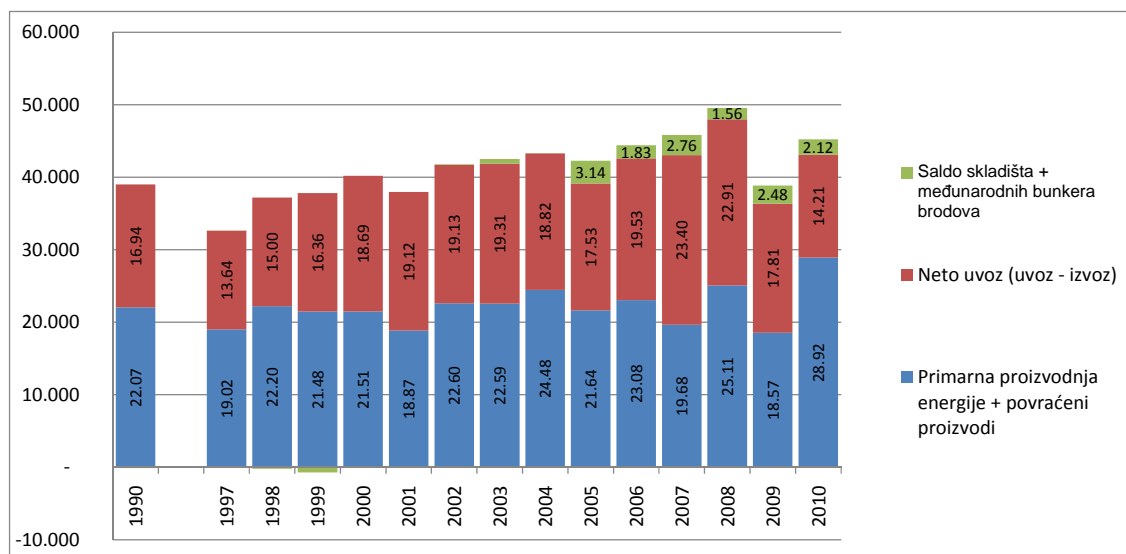
- Zakonu o integrisanom sprječavanju i kontroli zagađivanja
- Zakon o zaštiti od jonizujućeg zračenja i radijacionoj sigurnosti

Pored navedenih zakona prepoznaje se relevantnost sljedećih razvojnih dokumenata i planova Crne Gore (navode se hronološki):

- Vodoprivredna osnova Crne Gore (2001. god.)
- Nacionalna politika upravljanja otpadom (2004. god.)
- Strateški Master plan upravljanja čvrstim otpadom na republičkom nivou (2004. god.)
- Deklaracija o zaštiti rijeke Tare (2004. god.)
- Nacionalna strategija održivog razvoja Crne Gore (2007. god.)
- Ministarska Deklaracija o Jonsko-jadranskom gasovodu (2007. god.)
- Prostorni plan Crne Gore do 2020. godine (2008. god.)
- Prvi nacionalni izvještaj Crne Gore o klimatskim promjenama prema UNFCCC (2010. god.)
- Nacionalna strategija biodiverziteta sa akcionim planom 2010-2015 (2010. god.)
- Strategija regionalnog razvoja Crne Gore 2010-2014 (2010. god.)
- Ekonomski i fiskalni program za Crnu Goru 2009-2012 (2010. god.)

3. ENERGETSKI BILANS CRNE GORE (1990-2010)

Slike 3.1-3.3 i analiza u nastavku prikazuju trendove u posmatranom periodu za različite izabrane kategorije podataka iz energetskog bilansa (EB) Crne Gore i prema podacima raspoloživim u energetskoj bazi podataka u Ministarstvu ekonomije, koji su u skladu sa međunarodnom metodologijom izrade EB (EUROSTAT i IEA) i klasifikacijom ekonomskih sektora.

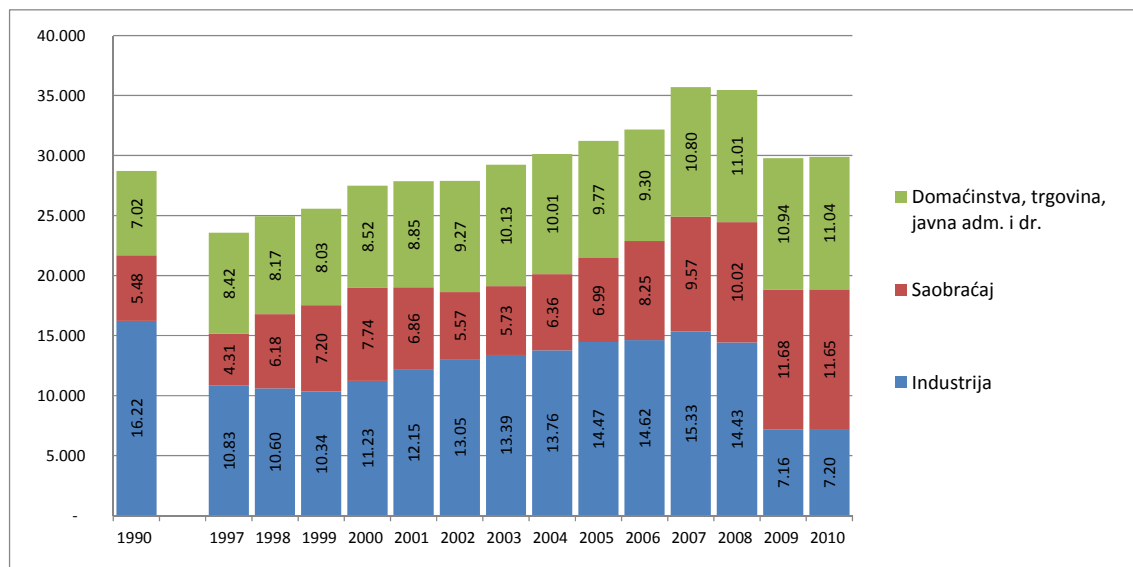


Slika 3.1: Bruto domaća potrošnja energije, 1990-2010 (PJ)

Bruto domaća potrošnja energije u periodu od 1997-2008. godine je bila u trendu porasta od 32,66 PJ u 1997. godini na 49,58 PJ u 2008. godini ili 3,86%/god. (Slika 3.1). Smanjenje proizvodnje u KAP-u i problemi sa Željezarnom Nikšić su značajno smanjili potrošnju energije u 2009 i 2010. godini. U tom periodu energetska zavisnost Crne Gore je bila u rasponu od 40,5% (1998) do 55,3% (2007) dok je u 2010. godini pala na 29,5% zbog praktično eliminisanog neto uvoza električne energije. U 14-godišnjem periodu 1997-2010, Crna Gora je 100% uvozila sve količine naftnih derivata i u prosjeku 37,3% (1.382 GWh/god.) bruto potrošene električne energije prema realizovanom elektroenergetskom bilansu Crne Gore. U periodu 1997-2010, proizvodnja energije na primarnom nivou (ugalj, hidro i biomasa) je iznosila od 17,73 PJ (2007) do 29,77 PJ (2010) ili predstavljala od 47% (2009) do 65% (2010) ukupne bruto domaće potrošnje energije.

U kategoriji centralnih transformacija energije (elektrane, kogeneracije i kotlarnice), TE Pljevlja je danas praktično jedini objekat u Crnoj Gori, pored 2 kotlarnice manjeg značaja u Pljevljima, koji troši primarnu energiju u svrhe proizvodnje sekundarnih oblika energije (električna energija). Poslije smanjenja potrošnje primarne energije i proizvodnje električne energije u 2009. godini zbog remonta u TE Pljevlja, u 2010. godini prepoznaje se rekordna potrošnja uglja (1,86 mil. tona) kao i bruto proizvodnja električne energije (1.408 GWh) koja je 32% iznad prosjeka za period 2000-2010. godine (1.066 GWh).

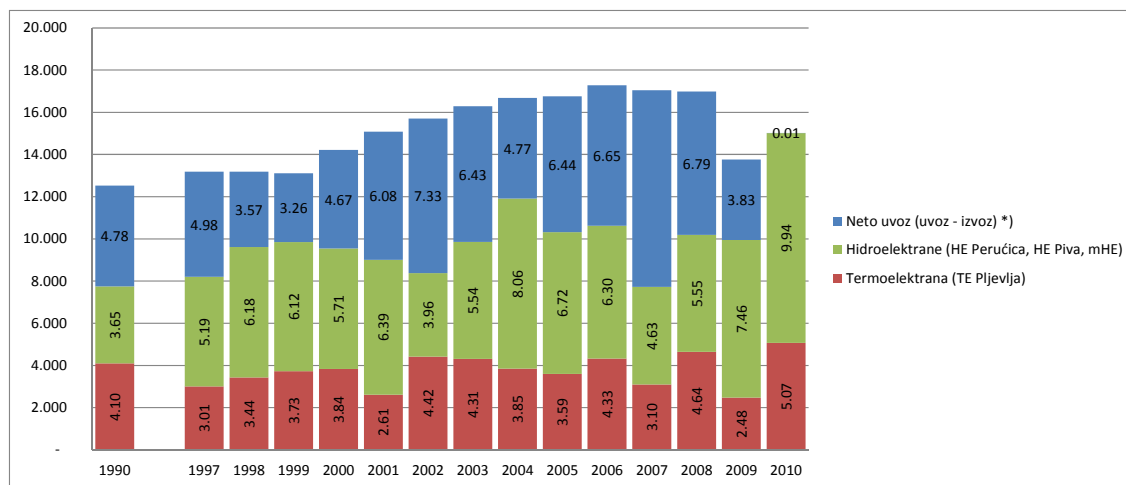
Slično kao bruto domaća potrošnja energije na Slici 3.1, takođe ukupna potrošnja finalne energije koja je prikazana na Slici 3.2, u periodu 1997-2008, ukazuje na permanentan rast (prosječno 3,74%/god., od 23,9 PJ u 1997. godini na 35,7 PJ u 2008. godini). U strukturi potrošnje u 2009. godini došlo je do smanjenja potrošnje od strane KAP-a i Željezare Nikšić.



Slika 3.2: Potrošnja finalne energije po sektorima, 1990-2010 (PJ)

U zavisnosti od godine preovladavala je industrija (40-46%), ostala potrošnja - domaćinstva i usluge (29-36%) dok je saobraćaj predstavljao 18-28%. U uslovima sa smanjenom potrošnjom industrije crne metalurgije i obojenih metala u 2009 i 2010. godini, primjetno je da saobraćaj postaje dominantan sektor (39%) u odnosu na ostalu potrošnju (37%) i industriju (24%) a isto tako u tom sektoru je zabilježen konstantan porast potrošnje, što ukazuje na značajnu ulogu saobraćaja u potrošnji finalne energije u budućnosti.

Slika 3.3 prikazuje vremensku seriju načina snabdijevanja Crne Gore električnom energijom od 1990. godine i dalje i prosječni doprinos pojedinih domaćih elektrana i uvoza u snabdijevanju. Poslije niza godina u kojima je Crna Gora uvozila čak do 35% potrebne električne energije, 2010. godina je bila prva godina u kojoj je saldo uvoz-izvoza uključujući i razmjenu sa Republikom Srbijom bio skoro jednak nuli. Do te situacije je došlo zbog niže potrošnje električne energije zbog smanjenog obima rada KAP-a a i zbog rekordne proizvodnje u TE Pljevlja i hidroelektranama u toj godini.



*) uključuje i razmjenu električne energije na osnovu EPCG-EPS ugovora o HE Piva

Slika 3.3: Bruto snabdijevanje električnom energijom 1990-2010 (PJ)

4. ENERGETIKA KAO STUB DUGOROČNO STABILNOG RAZVOJA NACIONALNE EKONOMIJE

U proteklih nekoliko decenija tema međuzavisnosti energetike i ekonomskog razvoja je bila predmet istraživanja brojnih studija. Iako opšti konsenzus po pitanju ove međuzavisnosti među ekonomistima nije ustanovljen, ipak empirijska istraživanja upućuju na izrazito preovladavajući stav da određena korelacija postoji, da je ta veza jača u zemljama u razvoju nego u razvijenim zemljama i da je ona određena prije svega specifičnostima pojedinih ekonomija, dakle, politikom, strukturom industrije, tržištem, stepenom razvoja i slično.

Postoji više razloga zbog kojih energetski sektor ima poseban značaj za ekonomski razvoj Crne Gore. Kao prvo, ekonomija Crne Gore trpi ozbiljne posljedice permanentnog platnog deficita izazvanog uvozom električne energije. Drugo, crnogorski ekonomski model je izuzetno osjetljiv na uticaj stranih direktnih investicija koje bi uzimajući u obzir regionalne debalanse u ponudi i potražnji za električnom energijom i domaće prirodne potencijale, u Crnoj Gori mogle da budu realizovane.

Energetika svake zemlje, pa tako i Crne Gore, treba biti servis ili podrška cjelokupnom razvoju društva. Razvoj energetike treba biti sistematski programirani, odnosno vođeni proces kako bi se postigli željeni ciljevi energetske politike. Vrlo je važno obezbijediti dovoljno energije svih oblika i po prihvatljivim cijenama, kako bi se nesmetano razvijali projekti u raznim sektorima, a posebno važno za Crnu Goru je razvoj projekata u turizmu (Kumbor, Luštica, Plavi horizonti, Kraljičina plaža, Bjelasica, Komovi, Jelovica, Biogradska Gora ...) te projekti saobraćajne infrastrukture (autoput,..)

Prema raspoloživoj dokumentaciji, u Crnoj Gori u periodu (2007–2011) je urađeno nekoliko studija i analiza u okviru kojih je prvenstveno utvrđivana korelacija između finansijskih i ekonomskih efekata gradnje pojedinih energetskih objekata i osnovnih makroekonomskih indikatora:

- Analiza procjene efekata proizvodnje električne energije u Crnoj Gori na osnovne makroekonomske agregate – ISSP 2007;
- Studija o razvoju i učešću privatnog sektora u Pljevaljskom termo-energetskom kompleksu - Fichtner 2009;
- Procjena ekonomskih efekata uticaja izgradnje sistema hidroelektrana na rijeci Morači – urađeno od strane nezavisnih eksperata u 2010. godini;
- Analiza efekata izgradnje pomorske HVDC interkonekcije između Italije i Crne Gore – analiza rađena od strane Ministarstva ekonomije 2011.

Ove analize su dale značajan doprinos rasvjetljavanju specifičnosti relacije između crnogorske ekonomije i elektroenergetskog sektora.

Analiza procjene efekata proizvodnje električne energije u Crnoj Gori na osnovne makroekonomske agregate

ISSP je 2007. godini u ovoj studiji ustanovio višestruke pozitivne efekte na ekonomiju Crne Gore. Statistički posmatrano ustanovljen je koeficijent korelacije od 0,48% između godišnjih promjena u količini proizvodnje električne energije u Crnoj Gori i realne stope rasta BDP-a. Studija je takodje kvantifikovala uticaj proizvodnje 1 GWh na povećanje BDP-a. Ustanovljeno da proizvodnja 1 GWh električne energije iz domaćih izvora doprinosi povećanju BDP-a za 33.000 EUR.

Efekat povećanja sopstvene proizvodnje električne energije na zaposlenost i na budžet je takodje evidentan. Zaposlenost bi se povećala za 0,3% a budžetski prihod za 4,9%.

Kako se Studija bavila samo obračunom direktnih efekata povećanja proizvodnje električne energije, realno je pretpostaviti da bi cjelokupan pozitivan efekat kako na BDP tako i na zaposlenost i budžet bio veći od procijenjenog.

Razvoj energetskog kompleksa u Pljevljima

Fichtner je 2009 godine za potrebe Ministarstva za ekonomski razvoj izradio studiju u kojoj je analiziran tehnološki i ekonomski aspekt razvoja energetskog kompleksa u Pljevljima. U studiji je razvijeno više scenarija a kao ekonomski i tehnološki najprihvatljiviji je ocijenjen scenario gradnje TE Maoče 500 MW sa pripadajućim rudnikom bez izgradnje drugog bloka u TE Pljevlja. Projekat je dizajniran prema BOT sistemu bez učešća Vlade u finansiranju. Ekonomska analiza se nije bavila uticajem gradnje ovog objekta na BDP već samo direktnim uticajem na budžet Crne Gore. Ukupni direktni prihodi budžeta za period od 45 godina (izgradnja TE 5 god. + 40

god. eksploatacije) proračunati su na nominalnih 673 mil. EUR i odnose se na prihode od carine, poreze fizičkih i pravnih lica i koncesionu naknadu.

Procjena ekonomskih efekata uticaja izgradnje sistema hidroelektrana na rijeci Morači

U cilju procjene ekonomskih efekata i njihovog uticaja na BDP i budžet Crne Gore, autori su kreirali tri scenarija. Bazni scenario (scenario 0) pretpostavlja da se neće graditi hidroelektrane na Morači. Scenario 1 (i 1a) pretpostavljaju izgradnju 4 hidroelektrane sa tzv. visokim Andrijevom 285 mnm po BOT aranžmanu na period od 30 (50) godina. Scenario 2 (i 2a) pretpostavlja izgradnju takođe 4 hidroelektrane sa tzv. niskim Andrijevom 250 mnm na period od 30 (50) godina. Rezultati analize koji se odnose na Scenario 1 prikazani su u Tabeli 4.1.

Tabela 4.1: Neto efekat uticaja izgradnje HE na Morači na kretanje realnog BDP-a

Godina	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2046	2047	2066
Povećanje BDP – Scenario 1 prema Scenario 0 (mil. EUR)	0,7	0,8	1,1	1,2	1,4	0,1	1,6	1,7	1,7
Povećanje BDP (mil. EUR, tekuće cijene)	22,3	28,7	39,7	48,4	58,4	6,4	303,5	339,4	793,7
Povećanje BDP (mil. EUR u cijenama iz 2010.)	21,8	27,3	36,7	43,6	51,3	5,5	143,5	157,3	252,6

Izvor: Procjena ekonomskih efekata uticaja izgradnje sistema hidroelektrana na rijeci Morači – tim nezavisnih eksperata, 2010

Prikazani rezultati ne uzimaju u obzir multiplikativni efekat na rast BDP-a iako je realno pretpostaviti da će u trenutku preuzimanja od koncesionara i nakon toga HE na Morači generisati visoke prihode i da će značajan dio tih prihoda biti usmjeravan u nove investicije koje mogu dodatno uticati na rast BDP-a.

Analiza efekata izgradnje pomorske HVDC interkonekcije između Italije i Crne Gore

Ključna analiza u ovoj ISSP studiji odnosi se na scenario koji pretpostavlja izgradnju podmorskog kabla HVDC kapaciteta 1.000 MW između Crne Gore i Italije. Nosioci posla su CGES i kompanija Terna, italijanski operator prenosnog sistema. Izgradnja kabla i pratećih objekata trajaće 5 godina a investicije u Crnoj Gori zajedno sa dokapitalizacijom CGES iznose 334 mil. EUR od čega investicije CGES iznose oko 100 mil. EUR. Cilj ove analize je da se kvantifikuju efekti promjena do kojih će doći realizacijom projekta izgradnje podmorske HVDC interkonekcije te da se dobijeni rezultati uporede sa procjenama o rastu BDP-a u slučaju da je HVDC izgrađen sa nekom drugom državom umjesto sa Crnom Gorom.

U cilju procjene direktnih efekata, kreiran je makroekonomski model i procijenjen multiplikator investicija od 1.17, što praktično znači da investicija od 334 mil. EUR. povlači za sobom povećanje BDP za 390 mil. EUR ili prosječno 78 mil. EUR godišnje.

Na osnovu svog makroekonomskog modela utvrđen je i koeficijent elastičnosti budžetskih prihoda u odnosu na BDP u nivou od 0.28. Kako je prema prethodnom utvrđeno povećanje BDP-a u periodu od 5 godina za 13%, to implicira i povećanje budžetskih prihoda u istom periodu za 3,54% ili oko 41 mil. EUR.

5. REZERVE I POTENCIJALI IZVORA ENERGIJE U CRNOJ GORI

Prema zvaničnim podacima Crna Gora raspolaže sa značajnim rezervama uglja i potencijalima obnovljivih izvora energije dok su eventualne rezerve nafte i gasa još u fazi istraživanja.

5.1 UGALJ

Poslije hidropotencijala, ugalj je drugi najznačajniji izvor energije u Crnoj Gori. Radi se o geografski dva odvojena područja na sjeveru i sjeveroistočnoj strani Crne Gore, Pljevaljsko područje i Beransko područje:

- **Pljevaljsko područje** obuhvata 3 basena:
 - Pljevaljski basen (ležišta: Potrica sa Cementarom, Kalušići, Grevo, Komini i Rabbitje) sa gravitirajućim malim basenima (ležišta: Otilovići, Glisnica i Mataruge)
 - Ljuće-Šumanski basen (ležišta: Šumani I i Ljuće II)
 - Basen Maoče

Stepen istraženosti je visok. Ukupne bilansne rezerve na pljevaljskom području su oko 188,4 mil. tona, od toga u maočkom basenu 109,9 mil. tona, pljevaljskom basenu 76,8 mil. tona i u Ljuće-Šumanskom basenu 1,7 mil. tona.

Procjenjene rezerve u basenima Glisnica i Mataruge su sa značajnim stepenom pouzdanosti. Basen Glisnica je u završnoj fazi istraživanja i definisanja ležišta, a bazen Mataruge istraživan je u dva perioda (1982. i 1994. godine) i prema tim podacima ne dovode se u pitanje količine uglja, ali je potrebno izvršiti dataljno geološko istraživanje u cilju definisanja količina i kvaliteta uglja.

- **Beransko područje** (baseni: Polica, Petnjik i Zagorje) je nedovoljno istraženo. Geološke rezerve mrkog uglja iznose oko 158 mil. tona, ali eksploatacione rezerve procijenjene u 2008. godini iznose maksimalno 17,8 mil. tona (IMC studija, 2008).

Stanje rezervi uglja na dan 31. decembar 2010. godine na pljevaljskom području je prikazano u Tabeli 5.1.

Tabela 5.1: Rezerve uglja na pljevaljskom području

RB	Basen /ležište	Kategorija	Rezerve (t)	Otkrivka (m ³)	DKV (kJ/kg)	Sred. koef. otkrivke (m ³ /t)
1	Pljevaljski basen					
	Potrica (sa Cementarom)	A+B+C1	43,393,192	175,522,891	11,048	4.04
	Kalušići	A+B+C1	13,808,391	34,799,000	8,231	2.52
	Grevo	C1	2,288,757	4,183,000	12,812	1.83
	Komini	C1	7,039,460	8,932,000	11,515	1.27
	Rabbitje	C1	5,486,126	40,947,000	13,663	7.46
	Ukupno 1		72,015,926			
2	Ljuće-Šumanski basen					
	Šumani I	A+B+C1	651,632	1,323,673	7,684	1.15
	Ljuće II	B+C1	1,056,085	500,000	5,572	0.60
	Ukupno 2		1,707,717			
3	Maoče	B+C1	109,900,000	715,300,000	12,504	6.90
4	Otilovići	B+C1	3,490,885	11,887,300	10,510	3.78
5	Bakrenjače	A+B+C1	1,315,466	1,151,000	10,296	0.89
	Ukupno 3-5		114,706,351			
	UKUPNO BILANSNE		188,429,994			
6	Mataruge	C1	7,500,000	15,500,000	8,000	2.00
7	Glisnica	C1	3,000,000	8,000,000		
	Ukupno 6-7		10,500,000			
	UKUPNO SVA LEŽIŠTA		198,929,994			

Izvor: Rudnik Uglja AD Pljevlja osim za Maoče (Fichtner studija, 2009)

5.2 NAFTA I GAS

Prema zvaničnim podacima Crna Gora ne raspolaže sa rezervama nafte i prirodnog gasa.

Dosadašnja istraživanja nafte i gasa u crnogorskom podmorju ukazuju na perspektivu ovog područja. Postojanje osnovnih preduoslova za proizvodnju nafte i gasa u podzemlju južnog jadranskog geološkog basena je dokazano, i direktna potvrda ove činjenice je proizvodnja u albanskom, italijanskom i hrvatskom dijelu basena.

Od rezultata istraživanja u narednih 5-10 godina zavisi kada bi, u slučaju povoljnih rezultata, Crna Gora mogla računati na mogućnost eksploatacije sopstvene nafte i prirodnog gasa. Tada će biti jasni i tehničko-tehnološki uslovi, ekonomija i dinamika eksploatacije ali čak i u najpovoljnijim uslovima to se ne može očekivati prije 2020. godine. Zbog velike neizvjesnosti na tom području, Strategija za sada ne predviđa da će Crna Gora koristiti sopstvene izvore nafte i prirodnog gasa.

Prema ZoIPU-u koji je usklađen sa EU Direktivom (94/22/EC) predviđena je nova raspodjela terena za istraživanje (vidi Sliku 9.1 u Pogl. 9).

Radovi će se realizovati u skladu sa međunarodnim i crnogorskim propisima koji se odnose na zaštitu životne sredine: Međunarodna Konvencija o mjerama protiv zagađivanja mora ugljovodonicima, London, 1954/62; Konvencija o intervencijama na otvorenom moru u slučaju zagađivanja mora ugljovodonicima, Brisel, 1969; Konvencija o otvorenom moru, Ženeva, 1958; Zakon o životnoj sredini; Zakon o vodama i pomenutim ZoIPU-om.

5.3 OBNOVLJIVI IZVORI ENERGIJE

5.3.1 Hidropotencijal

Teoretski hidropotencijal Crne Gore je uvršten u Strategiju razvoja energetike do 2025. godine iz 2007. godine (SRE-2007). Nije zabilježen značajan napredak u procjeni ovog potencijala budući da su podaci koji su sadržani u njemu preuzeti iz Vodoprivredne osnove iz 2001. godine.

Postoji potreba za ažuriranjem Vodoprivredne osnove i izradom Plana upravljanja vodama na svim rijekama. Plan upravljanja vodama mora biti pripremljen u bliskoj saradnji sa sektorom energetike budući da mora da uzme u obzir ambiciju sektora energetike da valorizuje hidropotencijal izgradnjom hidroelektrana, kao i Okvirnu direktivu o vodama.

Na osnovu podataka koji su uvršteni u SRE-2007 i osnovne studije koje su izrađene u 2005-2006, sljedeća Tabela 5.2 predstavlja pregled hidropotencijala u Crnoj Gori.

Tabela 5.2: Teoretski i tehnički hidropotencijal u Crnoj Gori

Teoretski potencijal	Tehnički potencijal
Glavni vodotoci: 9,8 TWh <i>1)</i>	Glavni vodotoci: 3,7 - 4,6 TWh <i>2)</i>
Manji vodotoci: 0,8-1,0 TWh	Manji vodotoci: 0,4 TWh
Ukupno: 10,6 – 10,8 TWh	Ukupno: 4,1-5,0 TWh

Napomena:

1) glavni vodotoci pogodni za izgradnju velikih hidroelektrana: Tara (2,255 TWh), Zeta (2,007 TWh), Morača (do Zete) (1,469 TWh), Lim (1,438 TWh), Piva (1,361 TWh), Čehotina (0,463 TWh), Mala Rijeka (0,452 TWh), Cijevna (0,283 TWh) i Ibar (0,118 TWh)

2) bez prevođenjavode iz Tare u Moraču

Iz prethodnog iskustva u pogledu projekata malih hidroelektrana, teoretski i tehnički potencijal malih rijeka je potcjenjen. Počev od 2007. godine Crna Gora je obavila hidrometrijska mjerenja na lokacijama na malim rijekama koje bi mogle da se koriste za izgradnju malih hidroelektrana. Mjerenja su pretežno obavljena na glavnim pritokama većih rijeka u Crnoj Gori. Tri serije mjerenja u trajanju od jedne godine su obavljene na približno 40 lokacija, odnosno na 35 rijeka. Program se nastavlja i hidrometrijska mjerenja su i danas u toku. Nije rijedak slučaj da se za ove pritoke izrade studije izvodljivosti koje opravdavaju izgradnju niza malih hidroelektrana ukupne instalisane snage veće od 10 MW.

Pored toga, hidrometrijska mjerenja na najmanjim rijekama su započela u 2010. godini, posebno na onim malim rijekama koje bi se na najbolji način mogle valorizovati kroz izgradnju malih hidroelektrana instalisane snage do 1 MW (mini hidroelektrane). Pored prethodnih i tekućih mjerenja, državna mreža hidrometrijskog mjerenja se neprekidno poboljšava u pogledu broja automatskih hidrometrijskih stanica i kvaliteta opreme. Dakle, očekuje se da će procjena hidropotencijala za pojedinačne vodotoke postati lakša i pouzdanija.

5.3.2 Vjetropotencijal

Potencijal vjetra, sunčevog zračenja i biomase je analiziran po prvi put u 2007. godini u studiji CETMA-e pod nazivom "Procjena potencijala obnovljivih izvora energije Republike Crne Gore". Vjetropotencijal je bio procjenjen na osnovu trodimenzionalnog makroskopskog numeričkog modela, uz kalibraciju rezultata putem mjerenja na terenu. Rezultat je makroskopski vjetropotencijal na cijeloj teritoriji Crne Gore.

U cilju procjene tehničkog vjetropotencijala, ograničenja kao što su nadmorska visina, putna i željeznička infrastruktura, elektroenergetska mreža i nacionalni parkovi ili zaštićene oblasti su uzete u obzir. Najinteresantnije zone za eksploataciju vjetropotencijala, na osnovu studije, su:

- Priobalna područja - sa većim brzinama vjetra preko 6 m/s u prosjeku, i
- Brda oko Nikšića sa prosječnim brzinama vjetra u rasponu od 5,5-6,5 m/s.

Pod pretpostavkama da se samo visoka i srednja produktivnost potencijala uzima u obzir, studija je pokazala da ukupan bruto kapacitet vjetroeletana koji može biti instaliran iznosi približno 400 MW. Od toga, 100 MW u oblastima visoke produktivnosti (odnosno sa približnim 30% faktorom kapaciteta) i 300 MW u oblastima srednje produktivnosti (odnosno sa približnim 25% faktorom kapaciteta). Tehnički vjetropotencijal se procjenjuje da iznosi približno 900 GWh/god.

Osim na kopnom području Crne Gore, italijanski, hrvatski i albanski partneri u saradnji sa ministarstvom nadležnim za energetiku rade na projektu procjene vjetropotencijala na Jadranskom moru (ošor) u okviru IPA Jadranski program prekogranične saradnje 2007-2013. Ovaj projekat je fokusiran na procjenu ošor vjetropotencijala kroz izradu numeričkog modela za analizu potencijala, kao i postavljanje mjernih uređaja na obalama u cilju kalibracije dobijenih rezultata. Projekat ima za cilj da da pregled ošor tehnoloških i fizičkih ograničenja mogućnosti korišćenja vjetropotencijala na Jadranskom moru.

Pregled i ocjena postojeće elektroenergetske mreže, plan za njeno poboljšanje i plan investicija su razrađeni u Studiji integracije rada i održavanja novih vjetroeletana u Crnoj Gori². Zaključak studije je da je povećanje ukupne stabilne (garantovane) instalisane snage proizvodnih kapaciteta u Crnoj Gori preduslov za integraciju vjetroeletana u elektroenergetski sistem Crne Gore.

5.3.3 Sunčevo zračenje

Crna Gora se nalazi u Jugoistočnoj Evropi i insolacija je u opsegu sličnom drugim južno-evropskim zemljama. Horizontalna insolacija, odnosno godišnja raspoloživa količina sunčevog zračenja kao primarnog izvora energije po kvadratnom metru u Podgorici iznosi oko 1.600 kWh/m²god. Digitalne mape globalnog sunčevog zračenja na teritoriji Crne Gore su već dobro predstavljene. Mape sunčevog zračenja pokazuju teoretski potencijal energije sunčevog zračenja, odnosno raspoloživo globalno sunčevo zračenje na lokaciji u određenom vremenskom periodu. Ukoliko pretpostavimo da je prosječna sunčeva insolacija 1.450 kWh/m²god u Crnoj Gori, teoretski potencijal sunčevog zračenja se može procijeniti na oko 20 PWh/god. Urađena je studija valorizacije prostora u cilju proizvodnje energije iz solarnih izvora.

5.3.4 Biomasa

5.3.4.1 Drvna biomasa

U 2008. godini, sječa ogrijevnog drveta kao što je navedeno od strane MONSTAT-a je iznosila 156.181 m³ što je jednako 411 GWh/god. S druge strane, studija koja je urađena u okviru FODEMO projekta (2010) je izračunala da je potrošnja ogrijevnog drveta u toj godini iznosila 260.474 m³. Prema publikaciji Zavoda za statistiku Crne Gore (Potrošnja drvnih goriva u 2011. godini u Crnoj Gori, Podgorica, februar 2013, u saradnji sa FODEMO projektom), potrošnja ogrijevnog drveta u Crnoj Gori u 2011. godini je bila 732.911 m³ (1868 GWh) U Strategiji se procjenjuje da će taj nivo biti zadržan do 2020. godine a da će se nešto smanjiti. do 2030. godine.

Potrošnja ostalih oblika drvne biomase u 2011.godini je procijenjena na 204 GWh, dok se u Strategiji predviđa da će to do 2030.godine narasti na 330 GWh/god.

² ECA, KPMG, EIHP, EKC: Projekat podrške direktnom finansiranju održivih energetske sistema za Zapadni Balkan: Jačanje institucionalnih kapaciteta, podzadatak br. 6 Crna Gora. Zadatak 1: Pregled i procjena postojeće mreže (jul 2011.); Zadatak 2: Tehnička dijagnoza elektroenergetskog sistema (jul 2011.); Zadatak 3: Ojačanje mreže i investiciono planiranje (jul 2011.)

5.3.4.2 **Biomasa iz poljoprivrede**

Poljoprivredni usjevi (biljke koje se posebno uzgajaju u energetske svrhe)

Crna Gora nema proizvodnju poljoprivrednih usjeva u cilju dobivanja energije u ovom trenutku. Ukoliko se uzmu parametri iz susjednih zemalja u primjeru Crne Gore, može se grubo izračunati tehnički potencijal biomase koja bi se mogla dobiti iz poljoprivrede od 492 GWh/god.

S druge strane, u studiji o bioenergiji u Evropi navodi se da 3 do 10% obradivih površina može da se tehnički koristi za gajenje energetskih usjeva. Imajući u vidu infrastrukturu i specifičnu geografiju Crne Gore, smatra se da maksimalan iznos obradive površine koja bi se mogla koristiti u energetske svrhe iznosi do 3%. Prema tome, površina zemljišta koje može da se upotrebi za energetske usjeve iznosi do 15.482 hektara. Uzimajući srednju specifičnu vrijednost konverzije, odnosno 155 GJ/ha, energetski usjevi mogu da obezbijede 667 GWh/god.

Potrebno je izvršiti detaljno istraživanje i analizu potencijala biomase iz poljoprivrede, ali budući da u Crnoj Gori takve studije još nisu završene, predloženo je da se, za sada, uzme srednja vrijednost vrijednosti izračunatih na osnovu dva različita načina. Približna vrijednost bi iznosila 580 GWh/god.

Nus-proizvodi dobijeni iz poljoprivrede (biljni i životinjski ostaci)

Prema CRES studiji (2010) u poglavlju "ratarski usjevi" procijenjena je raspoloživost od 30%. Potencijal ratarskih usjeva iznosi 20 GWh. Ostatak iz voćarstva i vinogradarstva je obračun za vinograde, citruse, jabuke, kruške i šljive sa raspoloživosti od 90% i za masline sa raspoloživosti od 50%. Potrebno je uzeti u obzir da određeni dio otpada u poljoprivrednim aplikacijama mora ostati kao đubrivo naročito kada je riječ o vinogradima i voćnjacima. U suprotnom, kvantitet i kvalitet proizvoda će opadati tokom godina. Imajući u vidu iskustvo u razvijenim zemljama EU procjenjuje se da 50% ostatka iz voćarstva i vinogradarstva mora da ostane za đubrivo i 20% ostatka može biti korišćeno u energetske svrhe. Prema ovim navodima potencijal ostatka iz voćarstva i vinogradarstva iznosi 20 GWh/god.

Procjena tehničkog potencijala biljnog ostatka iznosi ukupno oko 40 GWh/god.

Tehnički potencijal izračunat na osnovu raspoloživosti od 10% od ukupnog životinjskog fonda rezultira sa ukupno 17 GWh/god potencijala.

5.3.4.3 **Biomasa iz otpada**

Procjena teoretskog potencijala čvrstog komunalnog otpada u izvještaju CRES-a iznosi 197 GWh za cijelu Crnu Goru. U Strategiji se procjenjuje da će se taj nivo povećati na 280 GWh/god do 2030. godine. Zbog značaja rješavanja ekoloških problema u oblasti otpada Strategija snažno podržava korišćenje otpada u energetske svrhe.

Što se tiče strategije za otpad, sve opštine bi trebalo da izgrade sanitarne deponije. Danas su aktivne deponija u Podgorici i regionalna deponija "Možura" koju koriste opštine Ulcinj i Bar. Sakupljanje gasa na deponiji u Podgorici je već u toku. Postrojenje za kogeneraciju za korišćenje gasa iz sanitarne deponije je takođe u pripremi. Očekuje se da će i druge deponije koje su izgrađene u Crnoj Gori ići u istom pravcu. Međutim, zbog diversifikacije mjesta u Crnoj Gori, tehnički potencijal biološkog otpada, koji iznosi oko 60 GWh/god., je znatno niži od teoretskog potencijala. U Strategiji se procjenjuje da će se taj nivo povećati na 105 GWh/god do 2030. godine.

Korišćenje otpada iz postrojenja za prečišćavanje otpadnih voda u energetske svrhe takođe treba uzeti u razmatranje, bar kad su u pitanju veći gradovi gdje se otpadne vode tretiraju u posebnim postrojenjima za tretman otpadnih voda. Teoretski potencijal je procijenjen na oko 24 GWh/god.

Budući da Crna Gora nema industriju papira, kartona ili paleta, ne postoji potencijal u ovom sektoru, bar za sada.

5.3.5 **Aerothermalna, hidrotermalna i geothermalna energija**

Južni i centralni dio Crne Gore ima mediteransku klimu sa relativno blagim zimama i visokim prosječnim temperaturama u zimskim mjesecima što predstavlja veliku mogućnost upotrebe toplotnih pumpi koje koriste toplotu okolnog vazduha. Toplotne pumpe koje koriste aerothermalnu energiju su već dobro poznata i korišćena tehnologija za grijanje domaćinstava i radnih prostorija u ovim dijelovima Crne Gore.

Hidrotermalna energija rijeka, podzemnih voda, jezera i mora može se koristiti kao izvor toplotne energije za upotrebu toplotnih pumpi na mjestima u blizini takvih izvora. Podgorica i Nikšić se nalaze na podzemnim jezerima pa se hidrotermalna energija podzemnih voda može koristiti u ove svrhe u ovim gradovima, ali se i većina ostalih gradova u Crnoj Gori nalazi na obalama rijeka ili mora pa se ovaj izvor energije može uzeti u razmatranje. Vlada bi trebala razmotriti uvođenje podsticaja za ugradnju toplotnih pumpi u javnim zgradama, kao što su škole, bolnice, domovi i slično, na osnovu analiza ekonomske opravdanosti na duže periode.

Postojeće globalne mape geotermalnog potencijala ne prepoznaju ovaj potencijal kao značajan obnovljivi izvor energije za Crnu Goru.

6. SWOT ANALIZA

SWOT analiza obuhvata četiri standardna elemenata:

- S (*Strengths*) – prednosti,
- W (*Weaknesses*) – nedostaci,
- O (*Opportunities*) – prilike,
- T (*Threats*) – prijetnje.

SWOT analiza je urađena sa posebnim osvrtom na izabrana tematska područja (8) koja su detaljnije analizirana i koje je potrebno prepoznati i uvažiti kod Strategije, a to su:

1. Aspekti uticaja energetike na nacionalnu ekonomiju i blagostanje stanovništva.
2. Domaći potencijal energetske resursa.
3. Okruženje – međunarodni aspekti, zainteresovanost investitora.
4. Iskustvo sa realizacijom postojeće SRE-2007 i AP-2008.
5. Stepen nacionalnog konsenzusa.
6. Sigurnost snabdijevanja energijom.
7. Razvoj konkurentnog tržišta energije.
8. Održivi energetske razvoj.

Strategija treba da:

1. prepozna **prednosti** i da maksimalno razvije aktivnosti (programe, projekte, mjere i dr.) na osnovu toga,
2. bude sveobuhvatna, i da ne potcjenjuje i da poboljša **nedostatke**,
3. u maksimalno mogućoj mjeri iskoristi **prilike**,
4. bude sveobuhvatna i savjesno prikaže / prepozna **prijetnje**, da razradi put za njihovo uklanjanje i da ukaže na rezervni plan ukoliko je potrebno.

S – prednosti

- 1) EP-2011 prepoznaje Energetiku kao stub sveukupnog, održivog i dugoročno stabilnog razvoja države Crne Gore, sa evidentno pozitivnim makroekonomskim efektima,
- 2) jasno opredjeljenje Crne Gore za Evropske integracije i aktivna uloga u međunarodnoj saradnji na području energetike (Sporazum o formiranju Energetske zajednice, Kjoto protokol, Ministarska deklaracija za Jonsko-jadranski gasovod, Memorandum za Trans-jadranski gasovod, Sporazum o izgradnji podmorskog 400 kV kabla jednosmjerne struje prema Italiji i dr.),
- 3) postoji značajan potencijal za iskorišćavanje obnovljivih izvora energije, a posebno hidroenergije,
- 4) Crna Gora se nalazi na strateški važnim pravcima izgradnje energetske koridora prema Hrvatskoj, BiH, Srbiji, Kosovu, Albaniji i Italiji,
- 5) povoljni uslovi za ulaganje privatnog sektora u oblast energetike u Crnoj Gori; rezultati naročito prepoznati na području obnovljivih izvora energije,
- 6) prepoznat napredak Crne Gore od strane institucija Energetske zajednice na aktivnostima reformi u energetske sektoru po pitanjima *Acquis-a* iz Sporazuma o osnivanju Energetske zajednice; naročito na području transpozicije relevantnog zakonodavno-regulativnog okvira i uspostavljanja institucionalno-organizacijskog okvira u energetici,

- 7) uključivanje privatnog kapitala u glavne energetske subjekte: izvršena djelimična privatizacija/dokapitalizacija EPCG AD, potpuna privatizacija Jugopetrola AD Kotor i dokapitalizacija CGES AD,

W – slabosti

- 1) nepostojanje šireg nacionalnog konsenzusa oko važnosti investiranja u energetiku sa ciljem podržavanja ukupnog razvoja zemlje i neodlučnost u vezi aktiviranja velikog hidroenergetskog potencijala,
- 2) Crna Gora je energetske visoko zavisna od uvoza (cjelokupne potrebe tečnih i gasovitih goriva i oko 1/3 električne energije),
- 3) veoma ograničene mogućnosti za supstituciju energenata - dominacija električne energije u energetske bilansu; Crna Gora još nema pristup međunarodnim koridorima prirodnog gasa,
- 4) nedovoljna istraženost određenih resursa: nafte i gasa, kao i pojedinih obnovljivih izvora energije,
- 5) gubici u prenosu i distribuciji električne energije, kao i energetska neefikasnost u potrošnji finalne energije, što povećava inače već visoki energetske intenzitet,
- 6) trend gradnje zgrada sa neadekvatnim energetske karakteristikama; odsustvo energetske menadžmenta u javnom sektoru (na državnom i lokalnom nivou) i kod velikih potrošača energije; nedovoljna razvijenost institucionalnog okvira za energetske efikasnost,
- 7) nepostojanje fondova za istraživanje i tehnološki razvoj u energetici, kao i nedovoljnost modela finansiranja za podršku investicijama u energetske efikasnost i obnovljive izvore energije,
- 8) nekontrolisana upotreba biomase: nekontrolisana sječa šuma, neefikasno korišćenje biomase za pripremu sanitarne tople vode i zagrijavanje prostorija, neiskorišćene mogućnosti upotrebe biomase za proizvodnju drvnog goriva, ili biomase za daljinsko grijanje,
- 9) visoka amortizovanost postojeće energetske infrastrukture i potreba njene ubrzane revitalizacije i tehnološke modernizacije,
- 10) zbog relativno malog broja kupaca i malog broja energetske subjekata ograničeni efekti otvaranja nacionalnog tržišta električne energije bez razvoja integrisanog regionalnog tržišta u Jugoistočnoj Evropi (JIE),
- 11) neregulisani odnosi sa susjednim državama oko optimalnog korišćenja zajedničkih vodotoka,
- 12) kašnjenje programa i projekata u realizaciji aktuelne Strategije razvoja energetike Crne Gore do 2025. godine (zajedno sa Akcionim planom 2008-2012); nije realizovano institucionalno praćenje sprovođenja Strategije i Akcionog plana,
- 13) nedovoljna uključenost domaćih naučnih i stručnih institucija u rješavanje problema energetske sektora;
- 14) nepostojanje domaće industrije koja bi aktivno podržavala razvoj energetike i stvarala nova radna mjesta.
- 15) Neiskorišćen potencijal otpada u energetske svrhe.

O – prilike

- 1) Crna Gora može tokom i po uspješnom završetku procesa pridruživanja Evropskoj uniji, ostvariti pozitivan uticaj na energetiku,
- 2) Crna Gora ima mogućnost za korišćenje velikog potencijala obnovljivih izvora energije, što bi moglo dovesti do manje zavisnosti od uvoza energije i povećane sigurnosti snabdijevanja, investicionih prilika i održivog razvoja na nacionalnom i lokalnom nivou, dobre pozicije za učestvovanje u trgovini pravima za emisiju CO₂, kao i do ispunjavanja nacionalnih ciljeva po pitanju učešća obnovljivih izvora energije u ukupnoj finalnoj potrošnji energije,
- 3) potpisan sporazum o izgradnji podmorskog 400 kV kabla jednosmjerne struje prema Italiji, odgovarajuće pojačanje 400 kV mreže u Crnoj Gori i interkonekcija sa susjednim elektroenergetskim sistemima što dovodi do povećanja mogućnosti za razmjenu električne energije, i povećanja sigurnosti snabdijevanja,
- 4) Akcioni plan energetske efikasnosti za period 2010-2012. godina usvojen od strane Vlade Crne Gore, dok je Akcioni plan za razvoj obnovljivih izvora energije u završnoj fazi pripreme,

- 5) otvoreno tržište električne energije za sve kupce (nakon 1. januara 2015. godine),
- 6) Crna Gora prihvatila ponudu i odluku Savjeta ministara Energetske zajednice (2008.) da Koordinaciona aukcijska kancelarija za upravljanje prekograničnim kapacitetima za prenos električne energije bude u Crnoj Gori,
- 7) visoki potencijal uštede energije u Crnoj Gori pomoću mjera energetske efikasnosti,
- 8) potencijalno postojanje komercijalno isplativih rezervi nafte i gasa u Crnogorskom podmorju gdje je implementacija moguća (poslije 2025. godine),
- 9) mogućnost bržeg povezivanja Crne Gore u gasovodni sistem regije preko Jonsko-jadranskog gasovoda i/ili Trans-jadranskog gasovoda,
- 10) solidne rezerve uglja za nastavak proizvodnje električne energije uz pozitivan socio-ekonomski razvoj sjeverne regije,
- 11) značajan interes privatnih investitora i donatora za projekte u različitim sektorima energetike Crne Gore (elektroenergetika, energetska efikasnost, obnovljivi izvori energije, nafta i gas i dr.).

T – prijetnje

- 1) naslijeđena energetska intenzivna industrija, koncentracija potrošnje kod dva velika potrošača obojene i crne metalurgije i veliki udio domaćinstava u potrošnji finalne energije,
- 2) produženje nedefinisanog statusa glavnog potrošača električne energije (Kombinat Aluminijuma Podgorica) , što ne pruža stvarnu sliku o mogućnosti daljnjeg razvoja i rada tog subjekta,
- 3) eventualni nastavak visokog nivoa uvoza električne energije – izloženost nepredvidljivim uslovima i troškovima (prijetnja za budžet, spoljno-trgovinski bilans, potrošače, sigurnost snabdijevanja, konkurentnost ekonomije Crne Gore u cjelini i dr.),
- 4) eventualno kašnjenje u realizaciji energetske reformi ograničava integraciju Crne Gore u regionalna tržišta, i takođe ograničava ostvarenje ciljeva Evropskih integracija,
- 5) glavni energetska resurs - hidropotencijal Crne Gore - sa mogućnošću komercijalnog iskorišćavanja za dobrobit Crne Gore i za potrebe Crne Gore i vanjskog tržišta (JIE i EU) se ne koristi do nivoa koji je optimalan za razvoj države,
- 6) cijene energije, nepravovremeno uklanjanje barijera i neadekvatna organizaciona struktura sektora ne stimulise i ne garantuje ostvarenje ciljeva mjera energetske efikasnosti u Strategiji,
- 7) povezivanje u regionalne gasovodne sisteme kasni i/ili rezultati daljnjih istraživanja u podmorju Crne Gore ukazuju na komercijalnu neisplativost rezervi,
- 8) rehabilitacija postojećih objekata kasni i/ili kašnjenje izgradnje predviđenih novih elektrana u Crnoj Gori prema Strategiji,
- 9) nedostatak jasnih i pravovremenih opredjeljenja i odluka za strateška pitanja u energetici od strane nadležnih organa, postojeći investitori napuštaju Crnu Goru i traže prilike za investiranje kod konkurencije u okruženju (JIE),
- 10) neregulisani odnosi sa susjednim državama oko optimalnog korišćenja zajedničkih vodotoka koči napredak na razvoju projekata,
- 11) nepovoljna budžetska situacija ne dopušta novo zapošljavanje i jačanje ljudskih resursa u državnoj administraciji i takođe smanjuje mogućnosti državne podrške energetici, naročito razvoju i realizaciji programa energetske efikasnosti.

7. POTROŠNJA FINALNE ENERGIJE (PFE)

Sva stručna razmatranja sa konačnim ciljem da se odredi energetske bilans zemlje počinju sa analizom buduće potrošnje energije, koja se prema pravilu određuje na nivou potrošnje finalne energije (PFE).

Prognoziranje PFE je složen zadatak jer je prema definiciji svako određivanje budućeg stanja u okolnostima velikih nepredvidljivosti, naročito u dugoročnom razdoblju, veoma neizvjesno. Sa stručnog aspekta problemu je pristupljeno sa tzv. Scenarijskim pristupom, koji može pretpostaviti različite situacije i procijeniti njihove posljedice u scenarijima..

Strategija je u svrhe proračuna scenarija PFE primjenila model MAED koji je bio upotrebljen takođe već 2005-2006. godine kod izrade SRE-2007, ali sa novim podacima (2008. kao bazna godina) i pretpostavkama koje odražavaju trenutne obaveze Crne Gore prema Energetskoj zajednici i najnovija razmišljanja i saznanja o budućem razvoju Crne Gore.

Cilj proračuna ograničenog broja scenarija PFE je odrediti gornji i donji granični scenario razvoja PFE i unutar te putanje odrediti onaj scenario PFE koji najbolje odgovara ciljevima i zadacima usvojene EP-2011 prema više kriterijuma – Referentni scenario PFE (RSPFE).

Osnovne odrednice energetske potrošnje Crne Gore

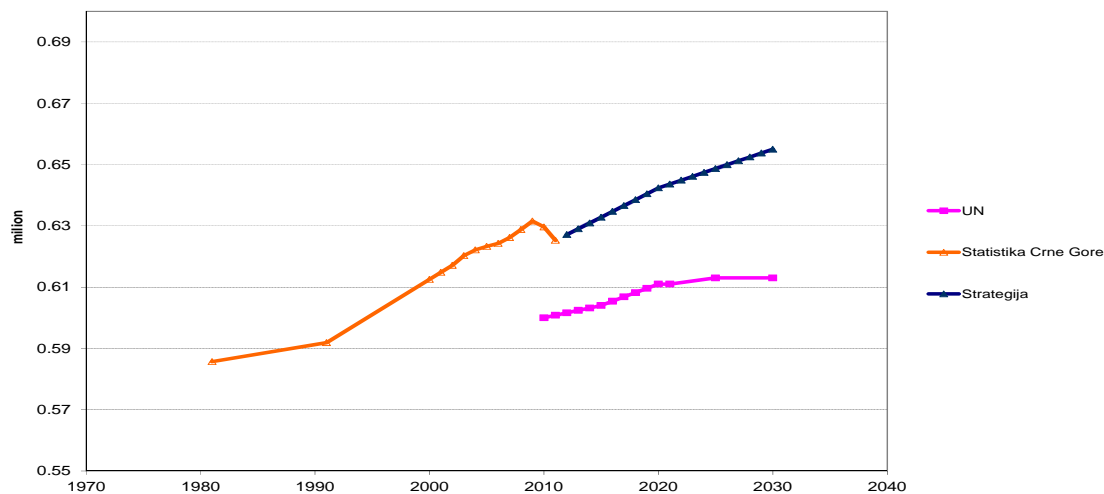
Za potrebe izrade ažurirane / dopunjene Strategije bila su analizirana tri osnovna scenarija razvoja osnovnih odrednica energetske potrošnje Crne Gore, između kojih je izabran scenario sa sljedećim odrednicama:

- *Politički kontekst:*
 - ključnu inicijativu i ulogu u trajnom rješavanju političkih pitanja u Jugoistočnoj Evropi ima EU
 - jaka institucionalizacija crnogorskog društva u cilju ubrzanog ekonomskog, ali ekološki i socijalno održivog rasta
 - Crna Gora postaje članica EU do 2020. godine
- *Razvoj tržišta i konkurencije:*
 - globalizacija značajno utiče na razvoj tržišta
 - energetska tržišta u regiji su otvorena i vrlo aktivna
- *Rast i struktura ekonomije Crne Gore:*
 - nakon 2015. godine ubrzan rast ekonomije
 - rast ekonomije zasnovan na intenzivnom razvoju prerađivačke industrije i uslužnog sektora
 - rast prerađivačke industrije se zasniva na proizvodnji trajnih dobara
 - poljoprivreda je i dalje značajan sektor ekonomije
- *Sigurnost snabdijevanja energijom:*
 - doprinos evropskog okruženja je značajan
 - do 2020. godine izgradnja IAP gasovoda
 - intenzivno korišćenje obnovljivih izvora energije i primjena mjera za poboljšanje energetske efikasnosti
- *Zaštita životne sredine i klimatske promjene:*
 - na visokom nivou, u skladu sa preuzetim međunarodnim obavezama, na lokalnom i regionalnom nivou
- *Energetska struktura i tehnologije:*
 - struktura finalne potrošnje se mijenja u korist kvalitetnijih energenata: prirodnog gasa, toplote iz daljinskog grijanja, električne energije te motornih goriva, a na štetu uglja i ogrijevnog drva
 - izrazitiji uticaj obnovljivih izvora energije i energetske efikasnosti
 - relativno niže energetske intenzivnosti u svim sektorima potrošnje.

7.1 NAJZNAČAJNIJI GENERATORI POTRAŽNJE ZA ENERGIJOM I SCENARIJI PFE

7.1.1 Stanovništvo

Ukupan broj stanovnika u Crnoj Gori do 2030. godine je u Strategiji predviđen sa daljim porastom. UN (*Population Division of the Department of Economic and Social Affairs of the United Nations Secretariat*) procjena je vidno manja od službene statistike postojećeg stanja, stoga je primjenjena ekstrapolacija kao na Slici 7.1. Broj stanovnika bi od 629.603 u 2010. godini porastao na približno 655.000 u 2030. godini, a ova dinamika rasta stanovnika je jednaka u svim scenarijima.



Slika 7.1: Broj stanovnika Crne Gore do 2030. godine

7.1.2 Bruto domaći proizvod (BDP)

U Zelenoj knjizi su obrađena tri scenarija porasta BDP-a: visoki, srednji i niski. U visokom scenariju je faktor porasta BDP-a u 2030. godini, u odnosu na 2010. godinu, bio 3,4. U niskom scenariju je taj faktor bio 1,6, a u srednjem scenariju je taj faktor bio 2,4. Uvažavajući izostanak očekivanog porasta BDP-a u vremenu 2011-2013. godine, kao referentni scenario za Bijelu knjigu je uzet srednji, malo modificirani i on je nazvan umjereni scenario.

Tabela 7.1 prikazuje stope porasta BDP-a po pojedinim periodima, prema kojima su utvrđene očekivane potrošnje svih oblika energije u budućnosti. Iskustvo zemalja koje su prije dvadeset godina bile ispod ili malo iznad 10.000 EUR₂₀₀₀ po stanovniku, pokazuje da je samo Irska uspjela više nego udvostručiti taj iznos. Za Španiju i Portugal je to 1,7 puta, a za Grčku samo 1,33. Stoga ocjena povećanja bruto domaćeg proizvoda po stanovniku od dva puta za Crnu Goru u periodu od 2010. do 2030. godine, predstavlja relativno zahtjevan cilj, ali vjerovatno ostvariv, s obzirom da će u posmatраних dvadesetak godina tehnologije i produktivnost rasti brže nego je to bio slučaj u prethodnih dvadeset godina.

Tabela 7.1: Godišnje stope rasta BDP po periodima (%)

2003-2010	2010-2015	2015-2020	2020-2025	2025-2030	Faktor povećanja BDP 2010-2030
4,4	3,7	3,9	3,5	3,4	2,05

7.1.3 Potražnja za finalnom energijom po sektorima

Poljoprivreda, građevinarstvo i ne-energetsko rudarstvo: Uz električnu i toplotnu energiju, u poljoprivredi je dominantna potrošnja motornih goriva, uglavnom dizela za pogon traktora. Uz poljoprivredu, i u

građevinarstvu je dominantna potrošnja motornih goriva, dok je u ne-energetskom rudarstvu to električna energija. U odnosu na 2010. godinu potrošnja ovih sektora će se do 2030. godine povećavati i brže od rasta pripadnog BDP.

Prerađivačka industrija: Energetska intenzivnost prerađivačke industrije Crne Gore (mjerimo je potrošenom energijom po jedinici pripadnog BDP), je u skupini sa najintenzivnijim tranzicijskim zemljama. Te su intenzivnosti i više od deset puta veće od onih u najrazvijenijim evropskim zemljama. Prema analogiji razvoja tih indikatora za razvijenije zemlje u prošlosti, predviđen je razvoj energetske intenzivnosti prerađivačke industrije Crne Gore u budućnosti.

Kad se radi o potrošnji energije, a posebno u industriji, ona je u velikoj mjeri zavisna o budućnosti KAP-a. Zato je budući rad KAP-a uveden kao dodatni parametar scenarija. U Zelenoj knjizi su obrađene varijante : KAP radi sa 100 % kapaciteta, KAP radi s 84 MW i KAP se gasi od početka 2015. godine. **U Bijeloj knjizi odabrana je varijanta u kojoj KAP radi sa 84 MW.**

Saobraćaj: S rastom industrijske proizvodnje ubrzano raste i teretni transport. Uz teretni transport domaćih proizvoda doći će do porasta i tranzitnog prometa robe. S višim životnim standardom udvostručice se i broj privatnih automobila, što uprkos očekivanom osjetnom poboljšanju specifične potrošnje goriva saobraćajnih vozila, znači i više od udvostručenja potrošnje energije u transportu.

Domaćinstva: Uprkos relativnoj stagnaciji broja stanovnika, broj stambenih jedinica i dalje raste, a nastavljaju se i migracije prema većim urbanim centrima. Sve novogradnje se izvode prema pravilnicima koji tokom vremena postavljaju sve strožije zahtjeve u pogledu toplotnih gubitaka. Iako su uređaji u domaćinstvu i klima uređaji sve efikasniji, potrošnja električne energije po domaćinstvu raste zbog njihove sve veće zastupljenosti. Rast potrošnje električne energije u domaćinstvima je s druge strane usporen supstitucijom potrošnje električne energije za grijanje, kuvanje i pripremu tople vode TNG-om, lož uljem i prirodnim gasom prema dinamici dostupnosti različitom za svaki od scenarija. Mreža prirodnog gasa će se razviti u priobalnom pojasu i na nju se do 2030. godine priključuje od 5 do 9% domaćinstava. Ogrijevno drvo i dalje ostaje energent vrlo zastupljen u grijanju domaćinstava.

Predviđa se postepeno uvođenje sistema grijanja sa briketima i peletima u domaćinstvima praćeno instalacijom energetske efikasnijih peći.

Usluge: I sektor usluga se ubrzano širi. Dominantni energent u sektoru usluga je električna energija, i to će ostati i u budućnosti. Uz znatan rast potrošnje električne energije i sve efikasnije tehnologije korišćenja energije, potrošnja energije u sektoru usluga će samo pratiti brzinu ekspanzije tog sektora.

Predviđa se postepeno uvođenje sistema grijanja sa briketima i peletima u uslugama praćeno instalacijom energetske efikasnijih peći.

7.2 REFERENTNI SCENARIJ POTROŠNJE FINALNE ENERGIJE

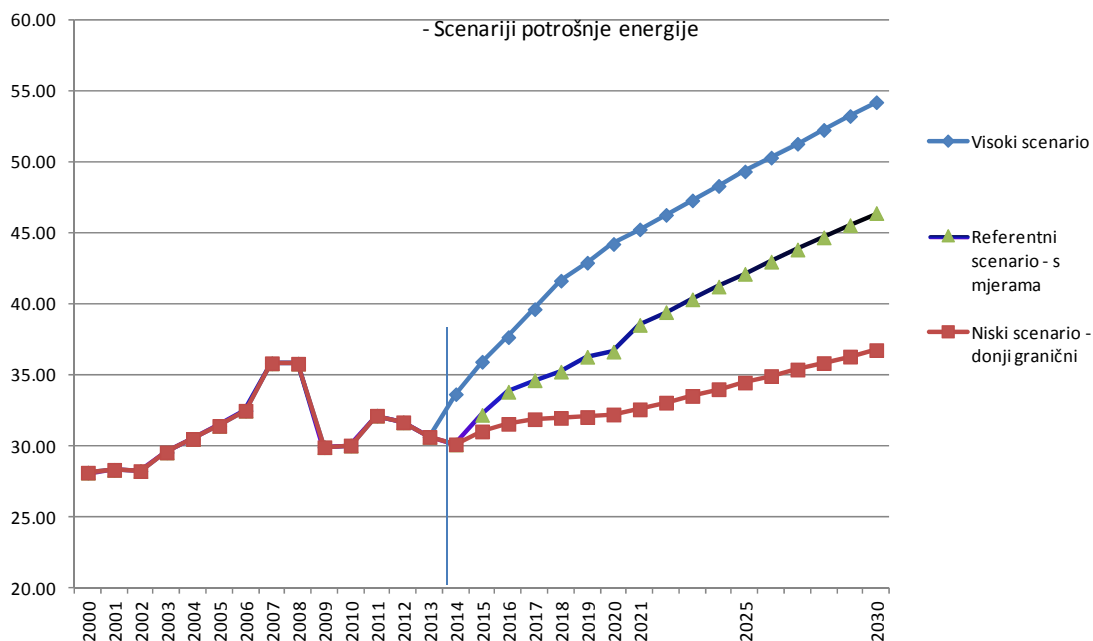
U Zelenoj knjizi obrađeno je pet scenarija potrošnje finalne energije. Dva (od pet) su zasnovana na visokom porastu BDP-a, jedan sa mjerama energetske efikasnosti, a drugi bez mjera. Također su dva bila zasnovana na srednjem porastu BDP-a, jedan sa mjerama energetske efikasnosti a drugi bez tih mjera. Peti scenarij je bio zasnovan na niskom (pesimističnom) porastu BDP-a. Kao referentni scenarij potrošnje finalne energije (RSPFE) u Bijeloj knjizi izabran je onaj koji je zasnovan tzv. umjerenom scenariju porasta BDP-a.

Veliki uticaj na poboljšanje energetske efikasnosti ima transfer tehnologija preko saobraćajnih vozila, industrijskih pogona i uređaja u domaćinstvima iz drugih, uglavnom razvijenijih zemalja. Taj proces se odvija dosta spontano pomoću marketinga proizvođača i prisutnih tržišnih mehanizama i nije nužno rezultat unaprjeđenog regulatorno-institucionalnog okvira, interventno-podsticajnih mjera državne politike i regulacije sektora.

Taj je transfer tehnologija već uključen u scenario sa mjerama. Također su, uz transfer tehnologija, dodane i aktivna politika i mjere države.

Scenariji potrošnje finalne energije (RSPFE) do 2030. godine prikazani su na Slici 7.3.

Prema standardnoj metodologiji granični scenariji (Gornji i Donji) treba da ukažu na ekstremni ali ipak mogući nivo potrošnje finalne energije u budućnosti do kojeg može doći uz niz upotrebljenih pretpostavki. Kao referentni **scenario** je izabran scenario s umjerenim porastom BDP-a s mjerama.



Slika 7.3: Ključni scenariji potrošnje finalne energije - realizacija (2000-2013) i prognoza do 2030. godine, (PJ)

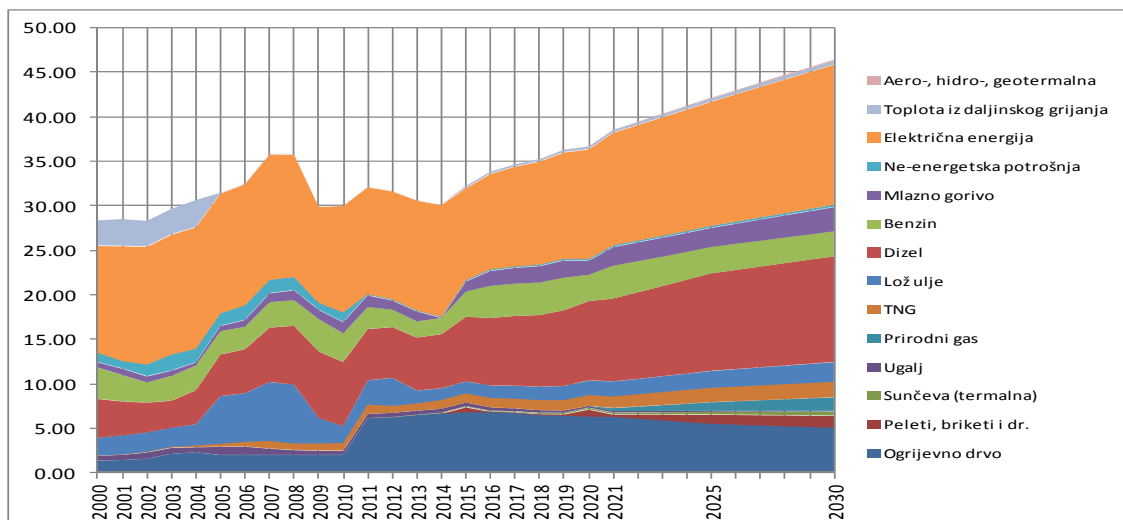
7.2.1 RSPFE prema oblicima energije

Potrošnja ukupne finalne energije prema RSPFE, prema energentima, je prikazana u Tabeli 7.2 i na Slici 7.4 koje prikazuju realizaciju za razdoblje 2000-2010 i prognozu do 2030. godine.

Tabela 7.2: Realizacija (2000-2010) i predviđena potrošnja ukupne finalne energije po energentima do 2030. godine - Referentni scenario, KAP 84 MW, (PJ)

Oblik energije	2000	2005	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Ogrijevno drvo	1.394	2.016	2.016	2.016	6.880	6.373	5.554	5.116
Peleti, briketi i dr.	0.000	0.000	0.000	0.000	0.532	0.788	1.028	1.328
Sunčeva (termalna)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.063	0.141	0.247	0.436
Ugalj	0.514	0.895	0.525	0.441	0.393	0.187	0.135	0.097
Prirodni gas	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.956	1.493
TNG	0.060	0.376	0.767	0.905	1.100	1.275	1.678	1.813
Lož ulje	2.011	5.376	6.630	1.932	1.342	1.655	1.903	2.209
Dizel	4.348	4.661	6.603	7.181	7.240	8.893	10.930	11.842
Benzin	3.500	2.600	2.895	3.197	2.864	2.972	2.995	2.853
Mlazno gorivo	0.585	0.587	1.093	1.262	1.108	1.572	2.137	2.729
Ne-energetska potrošnja	1.099	1.439	1.491	1.126	0.159	0.180	0.204	0.231
Električna energija	12.007	13.427	13.736	11.951	10.315	12.310	13.933	15.717
Toplota iz daljinskog grijanja	2.805	0.031	0.032	0.018	0.182	0.251	0.314	0.389
Geotermalna *)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.005	0.035	0.090	0.130
UKUPNO	28.323	31.408	35.788	30.028	32.182	36.632	42.105	46.382

*) predstavlja korisnu toplotu iz zemlje koju koriste toplotne pumpe na geotermalnu energiju



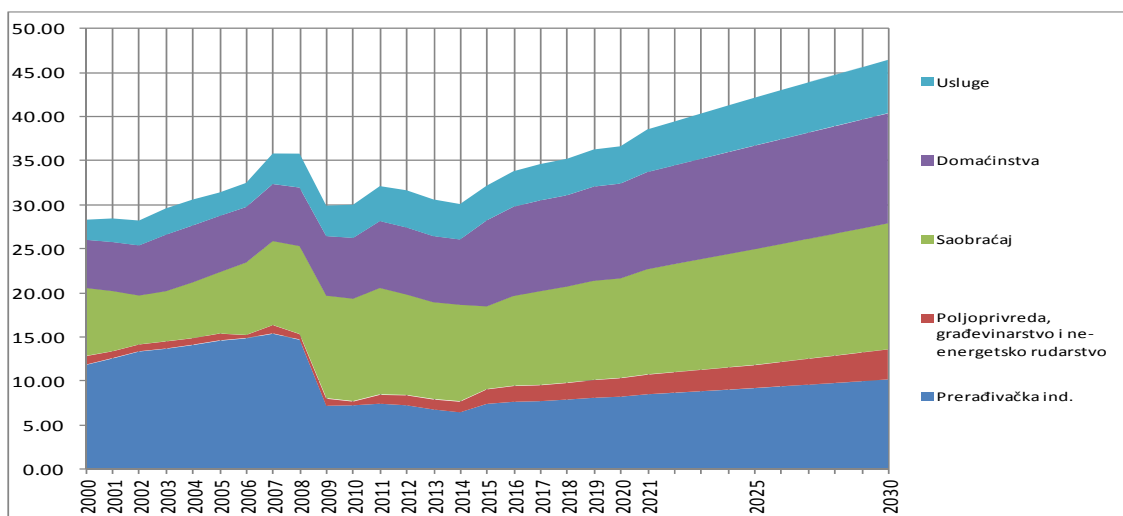
Slika 7.4: Realizacija (2000-2010) i predviđena potrošnja ukupne finalne energije po energentima do 2030. godine - Referentni scenario, KAP 84 MW, (PJ)

7.2.2 RSPFE prema sektorima potrošnje finalne energije

Potrošnja ukupne finalne energije prema RSPFE prema sektorima je prikazana u Tabeli 7.3 i Slici 7.5 koje prikazuju realizaciju za razdoblje 2000-2010 i prognozu do 2030. godine. U odnosu na 2010. godinu, potrošnja finalne energije će do 2030. godine porasti nešto više od 50 %.

Tabela 7.3: Realizacija (2000-2010) i predviđena potrošnja ukupne finalne energije po sektorima do 2030. godine - Referentni scenario, KAP 84 MW, (PJ)

Sektor	2000	2005	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Industrija, od toga:	12.829	15.358	15.304	8.031	7.711	9.074	10.333	11.805	13.573
Prerađivačka ind.	11.861	14.605	14.719	7.236	7.298	7.454	8.268	9.231	10.215
Poljoprivreda, građevinarstvo i ne-energetsko rudarstvo	0.969	0.753	0.585	0.795	0.413	1.620	2.065	2.574	3.358
Saobraćaj	7.738	6.987	10.019	11.681	11.645	9.413	11.329	13.160	14.321
Domaćinstva	5.483	6.406	6.645	6.753	6.919	9.764	10.758	11.728	12.467
Usluge	2.272	2.656	3.820	3.445	3.753	3.931	4.212	5.412	6.021
UKUPNO	28.323	31.407	35.787	29.910	30.028	32.182	36.632	42.105	46.382



Slika 7.5: Realizacija (2000-2010) i predviđena potrošnja ukupne finalne energije po sektorima do 2030. godine - Referentni scenario, KAP 84 MW, (PJ)

8. RAZVOJ SEKTORA UGLJA

8.1 ISTRAŽIVANJA I PLANIRANA DINAMIKA KORIŠĆENJA UGLJA

8.1.1 Postojeći rudnici sa koncesionim ugovorima

Pljevaljsko područje – Basen Pljevlja

Pljevaljski basen se nalazi u sjevero-istočnom dijelu Crne Gore, nekih 110 km vazdušne linije od Podgorice. Basen obuhvata ležišta uglja Potrlica sa lokacijama Cementara, Kalušići, Grevo, Komini i Rabitnje.

Potrlica / Cementara ležište uglja sa oko 43,39 mil. tona predstavlja 60% rezervi uglja (A+B+C1) pljevaljskog basena. Prosječna donja toplotna vrijednost je 11.048 kJ/kg³, a prosječne karakteristike uglja su: pepeo – 23,76%, sumpor - 1,17% i vlažnost – 28,44%.

Ležište uglja na lokaciji Cementara je direktno proširenje postojećih rudnika uglja na lokaciji Potrlica sa formacijom uglja koja se nalazi u prilično plitkom podbasenu. Koeficijent otkrivke je prilično povoljan (2,7 m³/t).

Ležište uglja na lokaciji Kalušići predstavlja oko 13,81 mil. tona ili 19% rezervi (A+B+C1) pljevaljskog basena. Prosječna donja toplotna vrijednost je 8.231 kJ/kg, a prosječne karakteristike uglja su: pepeo – 32,65%, sumpor - 1,60% i vlažnost – 33,11%. Ležište uglja formirano je u zalivu pljevaljskog basena.

Na ležištu uglja na lokaciji Kalušići rađeni su istražni radovi, odnosno bušotine u 1953, 1980/81 i 1983. godini. Prema postojećoj dokumentaciji, preporučeno je da se izvrše dodatna istraživanja u sjevernom dijelu ležišta. Rezerve se nisu promjenile od 1981. godine jer nije bilo dodatnih eksploatacija.

Glavne stavke u vezi sa eksploatacijom ležišta uglja Kalušići se odnose na znatno manju neto toplotnu vrijednost, i gusto naseljeno područje koje bi zahtjevalo prethodno preseljenje stanovništva. Prema tome, ugalj iz ležišta na lokaciji Kalušići se smatra kao resurs za eventualno produženje trajanja eksploatacije rudnika, a ne kao dostupna rezerva u ovom trenutku. Inače, ležište uglja Kalušići ima veoma povoljan koeficijent otkrivke (2,52 m³/t).

Rezerve uglja na lokaciji Grevo, Komini i Rabitlje se tretiraju u ovom trenutku kao C1 rezerve.

Prema preporuci Fichtner-ove studije⁴ (2009), ležišta uglja Kalušići, Grevo, Komini i Rabitnje kao ekonomski neiskoristivi rudnici ne bi trebalo da u ovom trenutku budu uključeni u bilo koji scenario rezervi uglja na osnovu kojeg će se zasnovati buduća strategija proizvodnje energije.

Rudnik uglja AD Pljevlja posjeduje koncesiju zaključenu u martu 2007. godine za ležišta Potrlica, Cementara, Kalušići, Komini, Grevo, Rabitlje i Šumani na period od 20 godina (do 15.06.2025. godine)⁵. Pored toga posjeduje RUP i koncesiju od juna 2009. godine za ležište Glisnica koja važi do februara 2023. godine.

Indikativni trošak revitalizacije / rehabilitacije rudnika Pljevlja za stabilizaciju proizvodnje za potrebe prvog bloka TE Pljevlja je procenjen na 51 mil. EUR što predstavlja razliku između procjene iz AP-2008 (69 mil. EUR za period 2009-2025. godine) umanjeno za realizovane investicije u period 2009-2011 odnosno oko 18 mil. EUR (izvor: RUP).

Prema procjenama iz AP-2008 investicija u proširenje kapaciteta RUP-a za potrebe TE Pljevlja II bi iznosila oko 68.61 mil. EUR.

Pljevaljsko područje – Basen Ljuće-Šumani

Ležište uglja na lokaciji Šumani se nalazi u posebnoj strukturnoj jedinici i praktično je eksploatisano (ostalo je manje od 1 mil. tona), lokacija Ljuće predstavlja B+C1 rezerve veoma ograničenih količina (oko 1 mil. tona). Kao takvi, oni prema tome predstavljaju prilično beznačajan resurs za ekonomsku eksploataciju.

³Izvor: podaci RUP-a.

Napomena: prepoznata su odstupanja u prosječnoj energetskoj vrijednosti uglja iz pljevaljskog basena. Prema izvještaju RAE za 2010. godinu: pljevaljski basen - oko 10,5 MJ/kg, maočki basen - 12,5 MJ/kg, dok se u energetskim bilansima Ministarstva ekonomije upotrebljava 9,208 MJ/kg za lignit (pljevaljski basen) i 16,75 MJ/kg za mrki ugalj.

⁴ Fichtner: "Razvoj i učešće privatnog sektora u Pljevaljskom termo-energetskom kompleksu", konačni izvještaj, 9 septembar 2009.

⁵ Prema podacima o realizaciji RUP je od početka primjene koncesionog ugovora (jun 2005. god.) pa do kraja 2010. godine proizveo oko 8 mil. tona. Sa planiranim nastavkom rada TE Pljevlja i izgradnjom drugog bloka predviđenom Strategijom od 2020. godine na dalje, ugovorena količina od 50,25 mil. tona bi bila postignuta sredinom 2030. godine. Za potrebe rada TE Pljevlja II u narednih 40-11=29 godina nakon toga biće potrebno još oko 45 mil. tona.

Beransko područje

Nalazi se oko 120 km sjeverno-istočno od Podgorice, u blizini grada Berane. Obuhvata basene / ležišta Polica, Petnjik i Zagorje, od kojih posebno Zagorje traži dodatna istraživanja jer se njegove rezerve mogu smatrati samo kao potencijalne zbog teških uslova eksploatacije i kontradiktornih procjena u dosadašnjim studijama. Takođe nedostaci ukazuju na to da je ugaj ispod postojeće infrastrukture i da je na relativno velikoj udaljenosti od potencijalne lokacije buduće termoelektrane. Preporučuje se dalje istraživanje sa bušotinama i izrada dodatne studije za Zagorje basen.

Proračuni energetske resursa iz 2008. godine urađeni od strane IMC na osnovu studije ukazuju da Petnjik basen ima oko 15 mil. tona u glavnom sloju i dodatnih 4,3 mil. tona na prvom sloju ispod toga (-1) ili ukupno 19,3 mil. tona. Prema klasifikaciji rezervi to predstavlja 17,5 mil. tona rezervi - tipa B, C1 i C2 (A nema). Ali debljina sloja dosta varira pa bi jedan dio ostao neeksploatisan na kraju. Dalje analize ukazuju na eksploatacione rezerve od oko 10,6 mil. tona na glavnom sloju sa mogućnošću za dodatnih 1,5-2 mil. tona u -1 sloju ili maksimalno 12,5 mil. tona ukupno.

Polica basen ima oko 13,4 mil. tona rezervi od kojih se maksimalno 5.2 mil. tona može smatrati za eksploatacione.

Indikativni trošak za uspostavljanje minimalne proizvodnje komercijalnog uglja je procenjen na 2 mil. EUR (izvor: ME).

8.1.2 Novi rudnici

Pljevaljsko područje – Basen Maoče

Basen Maoče se nalazi oko 15 km vazdušne, odnosno 30 km drumske udaljenosti od Pljevalja. Basen uglja Maoče se nalazi u neogenom basenu na nadmorskoj visini od 880 do 980 metara u planinskoj oblasti. Prosječne godišnje padavine iznose 900 mm. Procječna godišnja temperatura je 7°C i broj hladnih dana (temperatura vazduha ispod 0°C) je 40 do 50 dana godišnja.

Najvažniji vodotoci koje treba razmotriti prilikom planiranja rudnika su rijeka Čehotina (istočno od ležišta uglja) i rijeka Maočnica (srednji dio ležišta uglja). Na području Maoče prevladavaju travnate površine sa šumama u obližnjim planinama.

Geološke rezerve iznose oko 123 mil. tona (B+C1) i obuhvataju glavni srednji sloj kao i površinske i donje slojeve. Ovjerene rezerve koje su potvrđene od strane Komisije za rudne rezerve Crne Gore u 1990. godini iznose 109 mil. tona mrkog uglja - lignita (90,1 mil. tona B i 19,8 mil. tona C1 kategorije), od čega je 93 mil. tona eksploatacionih rezervi.⁶ Međutim, prema konačnom iskopu po modelu iz studije Fichtner-a (2009), iskoristive rezerve uglja su procijenjene na 103 mil. tona sa prosječnim koeficijentom otkrивke od 6,9m³/t. Zapravo, koeficijent otkrивke i uglja izračunat za iskoristive rezerve kreće se između 5 i 8 m³/t.

8.2 SPECIFIČNOSTI SEKTORA UGLJA

Zakon o energetici se ne primjenjuje na djelatnosti koje se odnose na istraživanje i eksploataciju uglja. Međutim, zbog značaja uglja kao energenta za proizvodnju električne energije i potrebe praćenja ostvarenja troškova uglja za proizvodnju električne energije u TE Pljevlja, RAE nastavlja da prati poslovne rezultate rada RUP-a. Prema Izvještaju o stanju energetske sektora Crne Gore u 2010. godini RAE, prosječna ostvarena cijena uglja u toj godini je bila 25,80 EUR/t uglja.

Prema stanju krajem 2011. godine u Crnoj Gori postoje dva pravna lica: Rudnik uglja AD Pljevlja (RUP) u mješovitom vlasništvu i Rudnik mrkog uglja »Ivangrad« AD Berane u privatnom vlasništvu sa koncesijama za eksploataciju ugljena u Pljevaljskom i Beranskom bazenu. Trenutna proizvodnja uglja se 100% zasniva na RUP-u, jer poslije privatizacije proizvodnja uglja u Beranama još nije počela, a više od 95% proizvodnje RUP-a je godišnje predato TE Pljevlja. Godišnja prodaja uglja između RUP-a i EPCG za potrebe TE Pljevlja se realizuje na osnovu direktnih pregovora i zaključivanja godišnjeg ugovora. Ostatak uglja se prodaje na otvorenom tržištu Crne Gore. Pored toga se uvozi i zanemarljiva količina kvalitetnijeg uglja za komercijalnu potrošnju u domaćinstvima i ostaloj širokoj potrošnji (npr. usluge) pomoću trgovačkih posrednika.

Sa očekivanim ponovnim početkom proizvodnje kvalitetnog uglja u bazenu Berane očekuje se veća raspoloživost komercijalnog uglja za tržište Crne Gore koja bi nadoknadila sadašnji uvoz mrkog uglja iz inostranstva za potrebe široke potrošnje i djelimično potrebe industrije. Time bi se takođe potrošnja manje kvalitetnog uglja iz Pljevalja u

⁶ Mine design study (Techno-ekonomska analiza otvaranja i eksploatacije uglja u basenu Maoče), 1989.

Concession report for Maoče (Koncesioni elaborat za eksploataciju mrkolignitnog uglja u ležištu »Maoče« kod Pljevlja, 2007.

finalnoj potrošnji uglja (do 10% godišnje proizvodnje) zamjenila sa ugljem iz Berana a uglj iz Pljevlja bi se isključivo koristio za proizvodnju električne energije u TE Pljevlja.

Izrada idejnog projekta i studija opravdanosti⁷ oko izgradnje drugog bloka u Pljevljima je završena 2012. godine. Očekivani rezultati studije su utvrdili uslove, tehnička rješenja i isplativost tog bloka, za koji je već u fazi izgradnje prvog bloka bio planiran kapacitet od 225 MW. U okviru studije je takođe razmotrena opcija oduzimanja toplote iz drugog bloka za potrebe daljinskog grijanja grada Pljevlja.

Preduslov za izgradnju drugog bloka je takođe praktično udvostručenje sadašnjeg kapaciteta RUP-a za paralelan rad oba bloka. Veći kapacitet RUP-a će zahtjevati investicione troškove u pogledu ekspropriacije zemljišta na novim lokacijama eksploatacije uglja, razvoj novih ležišta, nabavku opreme i razvoj ostale potrebne infrastrukture kao i za zaštitu životne sredine i naknadnu rekultivaciju zemljišta. Prema raspoloživim procjenama preuzetim iz AP-2008 početna investicija u proširenje kapaciteta RUP-a za potrebe TE Pljevlja II bi prema grubim procjenama iznosila oko 68,61 mil. EUR.

U svrhu izbjegavanja nejasnoća oko vrijednosti uglja, postizanja optimizacije tehnno-ekonomskih procesa u lancu od iskopa uglja do prodaje električne energije iz TE Pljevlja, adekvatnog i koordinisanog investiranja i veće finansijske i tržišne snage, ukazuje se potreba za pravnim udruživanjem poslovnog subjekta nadležnog za TE Pljevlja i RUP-a kao strateški najbolje rješenje za oba partnera.

Dalja revitalizacija TE Pljevlja I i izgradnja TE Pljevlja II sa pratećim ulaganjima u RUP treba da se realizuju istovremeno, pa stoga model implementacije i finansiranja treba tome prilagoditi. Zbog tehničkih uslova, TE Pljevlja I i TE Pljevlja II obavezno treba da su u istom preduzeću i takođe zajedno sa RUP-om.

Korišćenje kvalitetnijeg uglja u finalnoj potrošnji je u skladu sa politikom države u pogledu zaštite životne sredine dok ponovno pokretanje proizvodnje uglja u Beranama ima takođe pozitivne socijalne efekte (nova radna mjesta, podrška lokalnoj ekonomiji i dr.). Uloga države u tome je aktivno posredovanje između privatnog vlasnika rudnika mrkog uglja, lokalne samouprave, potencijalnih strateških partnera oko zaključivanja komercijalnih ugovora o prodaji uglja i sl.

8.3 BILANS UGLJA U PROŠLOSTI I STRATEGIJA ZA BUDUĆNOST

Strategija predviđa energetske bilans (EB) uglja sa kojim se utvrđuju: (i) procjena potrošnje, (ii) mogućnosti proizvodnje i uvoza, (iii) količina uglja za proizvodnju električne energije, industrijsku i široku potrošnju, (iv) izvoz uglja i (v) druga pitanja od značaja za ostvarenje bilansa uglja.

8.3.1 Bilans uglja u prošlosti (1990-2010)

Prema zvaničnim podacima iz EB Crne Gore za period 2005-2010 i raspoložive energetske baze podataka u Ministarstvu ekonomije za prethodni period, EB uglja je prikazan u pojednostavljenoj EUROSTAT formi u Tabeli 8.1. U prosjeku 96% domaće proizvodnje je bilo za potrebe TE Pljevlja a ostalo je bilo korišćeno u finalnoj potrošnji. Potrošnja uglja u domaćinstvima i uslugama je veća nego u industriji. Većinu potrošnje uglja predstavlja domaći lignit dok su zanemarljive količine kvalitetnijeg uglja bile uvožene a dio domaćeg uglja izvožen.

⁷ Naručilac: EPCG, izvođač: Esotech, Slovenija.

Tabela 8.1: Bilans uglja, 1990-2010. (PJ)

RB	Pojednostavljena EUROSTAT forma	1990	2000	2005	2008	2009	2010
1+2	Primarna proizvodnja energije + povraćeni proizvodi	16.373	14.408	12.007	16.022	8.812	17.845
3+5	Neto uvoz (uvoz - izvoz)	- 4.305	- 0.649	- 0.253	0.001	- 0.166	- 0.503
4+6	Saldo skladišta + međunarodnih bunkera brodova	0.106	0.058	0.236	- 0.388	- 0.012	0.219
7	Bruto domaća potrošnja energije	12.174	13.817	11.990	15.635	8.634	17.561
8	Transformacije - ulaz	11.564	13.303	11.089	15.103	8.174	17.114
17	Transformacije - izlaz	-	-	-	-	-	-
30	Potrošnja grane energetike	-	-	0.006	0.007	0.008	0.006
31	Gubici prenosa i distribucije energije	-	-	-	-	-	-
32	Raspoloživo za finalnu potrošnju	0.610	0.514	0.895	0.525	0.453	0.441
33	Finalna ne-energetska potrošnja	-	-	0.034	0.018	-	-
36	Finalna potrošnja energije	0.610	0.514	0.862	0.506	0.453	0.441
37	Industrija	-	0.019	0.359	0.131	0.087	0.050
48	Saobraćaj	-	-	-	-	-	-
53	Ostala potrošnja	0.610	0.494	0.503	0.375	0.365	0.391
54	Domaćinstva	0.230	0.221	0.263	0.276	0.247	0.229
	Trgovina i javne usluge	0.377	0.260	0.237	0.099	0.114	0.159
55	Poljoprivreda	-	-	0.000	0.000	0.000	0.000
	Neodređeno / ostalo	0.004	0.014	0.003	-	0.005	0.003
56	Statistička razlika	-	-	-	-	-	-

Izvor: EB (2005-2010), energetska baza podataka (Ministarstvo ekonomije)
Napomena: RB odgovara rednom broju redaka u EUROSTAT formi EB

8.3.2 Bilans uglja do 2030. godine

Bilans uglja za izabrane godine do 2030. godine, za scenario KAP 84 MW, prikazan je u Tabelama 8.2-8.3, u skraćenoj EUROSTAT formi.

Predviđa se da se u budućnosti mrkolignitni ugalj u Crnoj Gori koristi za proizvodnju električne energije u postojećim i novim termoelektranama, što znači sljedeće:

- TE Pljevlja I – 225 MW sa prosječnom potrošnjom uglja od 1,54 mil. t/god. i nešto manjom 1,44 mil. t/god. poslije 2013. godine zbog poboljšanja stepena iskorišćenja postrojenja. Zbog povećanja izlazne snage elektrane je i proizvodnja nešto veća nakon 2013. godine. Elektrana radi do kraja životnog vijeka tj. do kraja 2030.godine, s tim da u periodu od 2020. godine radi sa približno pola kapaciteta (600 GWh godišnje)
- TE Pljevlja II – 225 MW od 2020. godine, sa prosječnom potrošnjom uglja od 1,56 mil. t/god., period rada: 40 godina, znači do kraja 2059. godine.

Ugalj nije predviđen za kotlarnice kao ni za kogeneracije za proizvodnju toplote za daljinsko grijanje. Obim korišćenja uglja u finalnoj potrošnji se još dalje smanjuje i na kraju postaje zanemarljiv.

Vlada CG će nastojati da se ponovo pokrene proizvodnja uglja većeg kvaliteta na beranskom području koji će se koristiti kao komercijalni ugalj za tržište u Crnoj Gori, kao dodatni ugalj ili rezerva za potrebe postojeće TE Pljevlja I i TE Pljevlja II. Zbog trenutne neizvjesnosti mrki ugalj iz Berana se predviđa u EB uglja kao komercijalni ugalj u veoma ograničenom opsegu.

Tabela 8.2: Bilans uglja do 2030. godine – Scenario, KAP 84 MW (PJ)

RB	Pojednostavljena EUROSTAT forma	2010	2015	2020	2025	2030
1+2	Primarna proizvodnja energije + povraćeni proizvodi	17.845	13.641	21.333	21.281	21.243
3+5	Neto uvoz (uvoz - izvoz)	0.503	0.000	0.000	0.000	0.000
4+6	Saldo skladišta + međunarodnih bunkera brodova	0.219	0.000	0.000	0.000	0.000
7	Bruto domaća potrošnja energije	17.561	13.641	21.333	21.281	21.243
8	Transformacije - ulaz	17.114	13.248	21.146	21.146	21.146
17	Transformacije - izlaz	-	-	-	-	-
30	Potrošnja grane energetike	0.006	-	-	-	-
31	Gubici prenosa i distribucije energije	-	-	-	-	-
32	Raspoloživo za finalnu potrošnju	0.441	0.393	0.187	0.135	0.097
33	Finalna ne-energetska potrošnja	-	-	-	-	-
36	Finalna potrošnja energije	0.441	0.393	0.187	0.135	0.097
37	Industrija	0.05	0.073	0.04	0.045	0.049
48	Saobraćaj	-	-	-	-	-
53	Ostala potrošnja	0.391	0.319	0.146	0.090	0.048
54	Domaćinstva	0.229	0.144	0.074	0.047	0.024
	Trgovina i javne usluge	0.159	0.176	0.072	0.042	0.024
55	Poljoprivreda	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Neodređeno/ostalo	0.003	-	-	-	-
56	Statistička razlika	-	-	-	-	-

Tabela 8.3: Proizvodnja uglja prema područjima – Scenario, KAP 84 MW (PJ, 1000 t)

Vrsta i izvor uglja	2010	2015	2020	2025	2030
	(PJ)	(PJ)	(PJ)	(PJ)	(PJ)
1 Mrki ugalj (Berane)	0.000	0.000	0.187	0.135	0.097
2 Mrkolignitni ugalj (Pljevlja)	17.561	13.641	21.146	21.146	21.146
3 Mrkolignitni ugalj (Maoče)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4 Ukupno	17.561	13.641	21.333	21.281	21.243
	(1000 t)	(1000 t)	(1000 t)	(1000 t)	(1000 t)
1 Mrki ugalj (Berane)	0.0	0.0	11.2	8.1	5.8
2 Mrkolignitni ugalj (Pljevlja)	1,907	1,461	2,296	2,296	2,296
3 Mrkolignitni ugalj (Maoče)	0.0	0.0	0	0	0
4 Ukupno	1,907	1,461	2,307	2,304	2,302

8.4 GLAVNE PREPORUKE STRATEGIJE

Glavne preporuke Strategije na području sektora uglja su prikazane u Bloku 8.1.

Blok 8.1: Sektor uglja – glavne preporuke Strategije

- Nastaviti sa rehabilitacijom rudnika uglja u Pljevljima za potrebe rada postojeće TE Pljevlja I i istraživanjima kako bi se obezbijedile što bolje podloge kako bi Vlada i koncesionari mogli donijeti odluke o investiranju u drugi termo-blok u Pljevljima, odnosno TE Pljevlja II.
- Nastaviti s istraživanjima rezervi uglja u basenu Maoče. *
- Nastaviti sa istraživanjima rezervi uglja u Beranama i pokrenuti proizvodnju uglja za tržište i eventualno mješanje sa lignitom za potrebe termoelektrana u Pljevljima. *
- Postepeno smanjiti potrošnju uglja u širokoj potrošnji zbog negativnih efekata na zaštitu životne sredine.
- Udružiti poslovne subjekte RUP-a i TE Pljevlja I (i kasnije TE Pljevlja II) u jedinstveni pravni subjekt.

* Sredstva nisu predviđena strategijom. Bit će definisana Akcionim planom.

9. RAZVOJ SEKTORA NAFTE I GASA

Zakon o istraživanju i proizvodnji ugljovodnika (ZoIPU) opredjeljuje područje tzv. *upstream* operacija na području nafte i gasa koje uređuje taj zakon.

Upstream je termin kojim se opisuju operacije koje se odnose na vađenje ugljovodnika iz ležišta i izgradnju ili korišćenje postrojenja za potrebe proizvodnje i isporuke nafte i gasa, uključujući istraživanje, bušenje, proizvodnju, transport i korišćenje nafte i gasa za potrebe proizvodnje, osim transporta nafte ili gasa na veliko željezničkim, vazduhoplovnim, drumskim vozilima ili plovnim objektima. Drugim riječima upstream predstavlja sve operacije koje su vezana za ležište ugljovodnika.

Preostale energetske djelatnosti koje su vezane na naftu i gas su u nadležnosti ZoE, a te su *downstream* operacije):

- nabavka gasa
- skladištenje gasa
- prenos gasa
- distribucija gasa
- snabdijevanje gasom
- transport nafte naftovodima i drugi oblici transporta nafte koji nijesu uređeni posebnim propisom
- transport naftnih derivata naftovodima i drugi oblici transporta naftnih derivata koji nijesu uređeni posebnim propisom
- trgovina na veliko naftnim derivatima
- trgovina na malo naftnim derivatima
- skladištenje nafte i naftnih derivata
- transport i skladištenje tečnog prirodnog gasa (TPG)
- upravljanje postrojenjem za TPG
- trgovina na veliko i snabdijevanje krajnjih kupaca TPG

Tačka razdvajanja između upstream i downstream operacija je tačka na određenom terminalu na kojoj se vrši mjerenje količine i isporuka ugljovodnika koji su proizvedeni iz ležišta.

9.1 UPSTREAM OPERACIJE

9.1.1 Istraživanje nafte i gasa

Podaci koji se odnose na podmorje značajno pokrivaju ovu oblast. Na podmorju je do sada izvršeno oko 10.000 km 2D seizmičkih profila, 4 bušotina i oko 310 km² 3D seizmičkih istraživanja. Dosadašnja istraživanja ukazuju na postojanje rezervi ugljovodnika, međutim ozbiljene procjene zaliha ugljovodnika mogu biti izvršene, tek nakon završetka faze verifikacije rezervi.

Sa eksploatacijom bi se moglo početi nakon objavljivanja vijesti o komercijalnom otkriću, odnosno tokom faze razvoja ležišta. U svakom slučaju ne ranije od 3 godine od dana potpisivanja ugovora o proizvodnji. Prema navedenom terminskom planu, to bi u najoptimističnijoj varijanti moglo da bude oko 2020.godine.

Država će razmotriti sve moguće poreske i fiskalne mjere da se ekstrakcija nafte i gasa realizuje u interesu države i njezinih građana.

Okvirne troškove potrebnih investicija u istražne radove nije moguće procijeniti u trenutnoj fazi razvoja, ali iskustva ukazuju da je za fazu istraživanja po jednom ugovoru o proizvodnji potrebno uložiti oko 150 mil. dolara.

Bijela knjiga pretpostavlja da će biti sacinjena tri ugovora sa ukupnom vrijednoscu 450 mil. dolara. Ukoliko do izrade Akcionog plana budu poznati stvarni podaci sa njima će se uci u isti.

Prednosti Crne Gore u slučaju mogućnosti sopstvene proizvodnje nafte i prirodnog gasa su brojne: veća sigurnost snabdijevanja, manja energetska zavisnost, bolji spoljno-trgovinski bilans, porast BDP, budžetski priliv i dr.

U slučaju istraživanja i proizvodnje nafte i gasa, socio-ekonomske koristi koje se ostvaruju za društvo u cjelini su u svakom slučaju mnogo značajniji nego što je to negativan uticaj na životnu sredinu koji se kod primjene najboljih raspoloživih tehnologija (*Best Available Technology – BAT*) može svesti u prihvatljive okvire.

Postojanje IAP i TAP-a ili bilo kog drugog regionalnog gasovoda bi bio od neprocjenjivog značaja za valorizaciju mogućih gasnih depozita Crne Gore. Za razliku od nafte koja se direktno iz bušotine može utovariti u tanker i odvesti u bilo koju rafineriju u svijetu sa gasom to nije slučaj. Gasu je potrebno tržište odnosno gasovod.

9.2 DOWNSTREAM OPERACIJE

9.2.1 Sektor nafte

9.2.1.1 Bilans naftnih derivata u prošlosti (1990-2010) i scenariji finalne potrošnje naftnih derivata do 2030. godine

Strategija utvrđuje EB nafte, naftnih derivata, biogoriva i gasa (bez prirodnog gasa). Sa time se određuje: (i) procjena potrošnje, (ii) mogućnosti proizvodnje i nabavke, i (iii) upotreba nafte i naftnih derivata u neenergetske svrhe.

Potrošnja naftnih derivata u prošlosti (2010. godina)

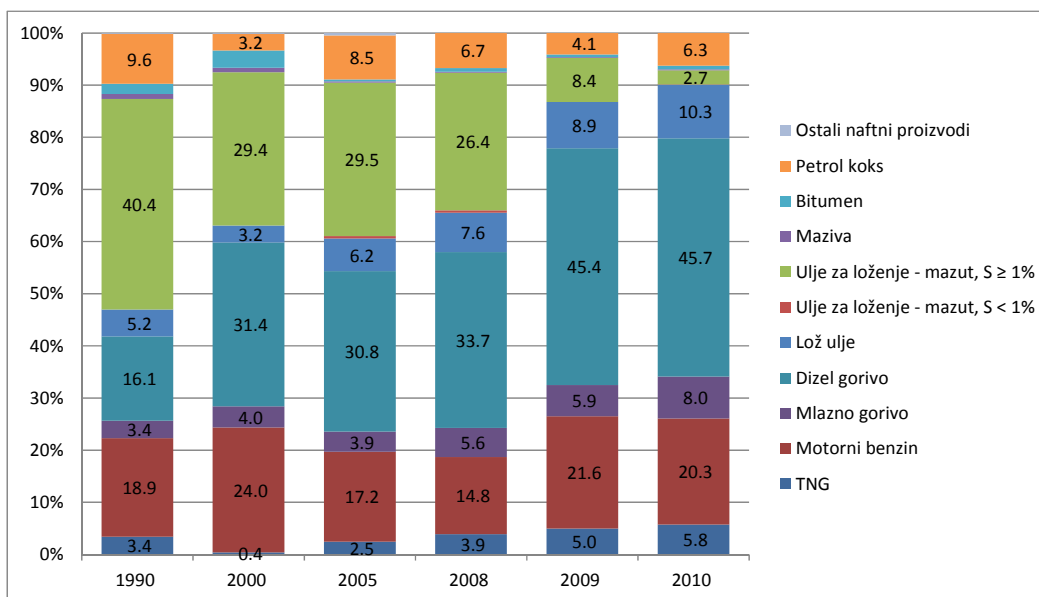
Crna Gora nema sopstvenu proizvodnju nafte, nema rafinerije i ne planira izgradnju istih. Naftni derivati se u potpunosti uvoze i većina njih se uvozi iz Grčke.

Realizovan EB naftnih derivata, u energetskim jedinicama (PJ) i u pojednostavljenom obliku je prikazan u Tabeli 9.1 dok Slika 9.1 prikazuje strukturu korišćenja naftnih derivata u istim godinama.

Bilans naftnih derivata u karakterističnim godinama u budućnosti, prema Referentnom scenariju, je prikazan u Tabeli 9.2, dok Tabela 9.3 prikazuje potrošnju naftnih derivata prema oblicima derivata.

Tabela 9.1: Bilans naftnih derivata, 1990-2010. (PJ)

RB	Pojednostavljena EUROSTAT forma	1990	2000	2005	2008	2009	2010
1+2	Primarna proizvodnja energije + povraćeni proizvodi	-	-	-	-	-	-
3+5	Neto uvoz (uvoz - izvoz)	16.457	14.667	12.224	17.637	14.420	13.821
4+6	Saldo skladišta + međunarodnih bunkera brodova	- 0.235	- 0.066	2.903	1.951	2.495	1.902
7	Bruto domaća potrošnja energije	16.223	14.601	15.127	19.588	16.915	15.723
8	Transformacije - ulaz	4.026	2.756	0.088	0.109	0.058	0.121
17	Transformacije - izlaz	-	-	-	-	-	-
30	Potrošnja grane energetike	0.103	0.243	-	-	0.196	-
31	Gubici prenosa i distribucije energije	-	-	-	-	-	-
32	Raspoloživo za finalnu potrošnju	12.094	11.602	15.038	19.480	16.661	15.602
33	Finalna ne-energetska potrošnja	0.504	0.634	0.146	0.310	0.132	0.140
36	Finalna potrošnja energije	11.590	10.968	14.891	19.170	16.529	15.462
37	Industrija	4.366	1.990	6.571	7.090	2.890	2.117
48	Saobraćaj	5.304	7.655	6.901	9.935	11.610	11.565
53	Ostala potrošnja	1.921	1.324	1.420	2.144	2.030	1.780
54	Domaćinstva	0.444	0.043	0.174	0.199	0.211	0.208
	Trgovina i javne usluge	0.810	0.586	0.539	1.527	1.086	1.206
55	Poljoprivreda	0.420	0.310	0.301	0.418	0.327	0.366
	Neodređeno / ostalo	0.248	0.384	0.406	-	0.406	-
56	Statistička razlika	-	-	-	-	-	-



Izvor: Energetska baza podataka Ministarstva ekonomije

Slika 9.1: Struktura potrošnje naftnih derivata, 1990-2010. (%)

Tabela 9.2: Bilans naftnih derivata do 2030. – Referentni scenarij (PJ), KAP 84 MW

RB	Pojednostavljena EUROSTAT forma	2010	2015	2020	2025	2030
1+2	Primarna proizvodnja energije + povraćeni proizvodi	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3+5	Neto uvoz (uvoz - izvoz)	13.821	13.812	16.547	19.846	21.677
4+6	Saldo skladišta + međunarodnih bunkera brodova	1.902	0.000	0.000	0.000	0.000
7	Bruto domaća potrošnja energije	15.723	13.812	16.547	19.846	21.677
8	Transformacije - ulaz	0.121	0.000	0.000	0.000	0.000
17	Transformacije - izlaz	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30	Potrošnja grane energetike	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
31	Gubici prenosa i distribucije energije	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
32	Raspoloživo za finalnu potrošnju	15.602	13.812	16.547	19.846	21.677
33	Finalna ne-energetska potrošnja	0.14	0.158	0.18	0.203	0.231
36	Finalna potrošnja energije	15.462	13.654	16.367	19.643	21.446
37	Industrija	2.117	2.992	3.463	4.286	4.807
48	Saobraćaj	11.565	9.142	10.649	12.624	13.419
53	Ostala potrošnja	1.780	1.519	2.255	2.732	3.220
54	Domaćinstva	0.208	0.246	0.345	0.370	0.510
	Trgovina i javne usluge	1.206	0.802	0.929	0.978	0.963
55	Poljoprivreda	0.366	0.471	0.981	1.384	1.748
	Neodređeno/ostalo	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
56	Statistička razlika	-	-	-	-	-

Prema referentnom scenariju ukupna potrošnja naftnih derivata će dostići oko 380 hiljada tona u 2020. godini i oko 500 hiljada tona u 2030. godini.

Prema usmjerenju energetske politike EU, Crna Gora će ispuniti zahtjev od 10% udjela obnovljivih izvora energije u potrošnji goriva u sektoru saobraćaja prema metodologiji iz Direktive 2009/28/EC do 2020. godine. To bi pored korišćenja električne energije iz OIE tražilo i uvođenje biogoriva. Prema EB biogoriva se uvoze.

Tabela 9.3: Potrošnja naftnih derivata do 2030. godine – Referentni scenario (1000 t), KAP 84 MW

Oblik energije (1000 t)	2010	2015	2020	2025	2030
1 TNG	19.600	26.912	29.938	35.713	39.973
2 Motorni benzin	71.700	51.599	54.331	55.290	49.375
3 Mlazno gorivo	28.705	23.359	29.853	41.092	50.369
4 Dizel gorivo	168.138	138.215	173.132	215.112	239.444
5 Lož ulje	37.997	72.879	88.417	103.876	113.414
6 Ulje za loženje - mazut S < 1 %	0.100	10.214	0.000	0.000	0.000
7 Ulje za loženje - mazut S ≥ 5 %	10.584	0.000	0.000	0.000	0.000
8 Maziva	0.770	0.767	0.882	1.097	1.267
9 Bitumen	3.411	1.207	1.410	1.747	2.027
10 Petrol koks	31.805	14.293	0.000	0.000	0.000
11 Ostali naftni derivati	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12 Ukupno naftni derivati	372.810	339.444	377.962	453.928	495.869
13 od toga biogoriva	0.000	7.103	23.996	24.105	21.275

9.2.1.2 Obavezne rezerve naftnih derivata

Naftna kriza do koje je došlo u godini 1973-74 ukazala je na potrebu da se poveća sigurnost snabdijevanja naftom za industrijalizovane zemlje i zemlje koje uvoze naftu. U to vrijeme stupile su na snagu dvije inicijative koje su u većoj ili manjoj mjeri imale sličan pristup za sprovođenje politike kroz mehanizme koje su bili funkcionalni i pouzdani i koji su mogli da se implementiraju na kooperativnoj osnovi. Ovo su bile inicijative IEA i Evropske komisije i uglavnom su bile koncentrisane na uspostavljanje obaveznih 90-dnevnih naftnih rezervi (strateške rezerve).

Pored toga, Energetska zajednica (EnC) je inicirala usklađivanje napora zemalja učesnica sa pravilima Evropske komisije i IEA o skladištenju obaveznih rezervi naftnih derivata. Ovo obuhvata snabdijevanje, trgovinu, obradu i transport sirove nafte i naftnih derivata u okviru Direktive Evropske unije unije br. 2006/67/EC a samim tim i Direktive Evropskog savjeta br. 2009/119/EC od 14 septembra 2009. godine koja nameće obavezu državama članicama da održavaju minimalne rezerve sirove nafte i/ili naftnih derivata.

Crna Gora u potpunosti zavisi od uvoza naftnih derivata iako postoje pozitivne perspektive za lokalna naftna polja čije je istraživanje kapaciteta i održivosti u pripremi. Potrošnja naftnih derivata u 2009. godini je iznosila 360.000 tona naftnog ekvivalenta koji se uglavnom sastoji od dizel goriva (45%), motornog benzina (22%) i mlaznog goriva/TNG (11%). Prisutan je pad potrošnje mazuta zbog smanjenja potrošnje KAP-a u 2009-2010. godini. U posljednjih nekoliko godina ekonomska kriza je negativno uticala na potražnju svih naftnih derivata.

Ukupan skladišni kapacitet kojim raspolaže naftni sektor Crne Gore na kraju 2010. godine iznosi 192.593 m³. Od ukupnog kapaciteta 124.757 m³ pripada Jugopetrolu. Skladišni kapaciteti zapremine 53.300 m³ (52.300 m³ za naftne derivate i 1.000 m³ za TNG) ranije vlasništvo bivše Savezne direkcije za robne rezerve, koji su ustupljeni na korišćenje Montenegro Bonus DOO Cetinje, ne koriste se već nekoliko godina zbog spora oko vlasništva od strane Jugopetrola. Preostali dio skladišnih kapaciteta od 14.482 m³ nalaze se na benzinskim stanicama ostalih privrednih subjekata.

Skladišni kapaciteti sastoje se od nekoliko manjih rezervoara i rezervoara srednje veličine koji su uglavnom locirani u Baru, Lipcima i Bijelom Polju. Rezervoari koji su u upotrebi trenutno se koriste u isključivo komercijalne svrhe kompanija (operativne rezerve); stoga je samo manji dio postojećih kapaciteta operativan i najveći dio neiskorišćenih kapaciteta zahtjeva značajne investicije i održavanje.

Aktuelne potrebe skladišnih kapaciteta u pogledu obaveze održavanja 90-dnevnih strateških rezervi, u skladu sa metodologijom obračuna EU, za zemlju iznose od 90.000 – 100.000 m³, što bi trebalo biti dovoljno do 2020., a do 2030. godine bi te potrebe narasle na oko 130.000 m³. Procijenjeno je da će potrebe za operativnim rezervama biti u opsegu od 30.000 – 40.000 m³.

Prema tome, evidentno je da postojeći skladišni kapaciteti ne mogu da potpuno zadovolje potrebe rezervi naftnih derivata do 2020. i dalje do 2030. godine čak u slučaju da se pored odgovarajuće rehabilitacije postojećih naftnih rezervoara promjeni i njihova prvobitna namjena. Pored modernizacije postojećih skladišnih kapaciteta (prvi prioritet) potrebno je, u nekom opsegu, izgraditi i nove kapacitete, iako ZoE takođe dopušta mogućnost korišćenja skladišnih kapaciteta i drugih država.

Vrsta i obim aktivnosti u pogledu održavanja rezervi naftnih derivata u Crnoj Gori se u velikoj mjeri odnose na sljedeće aspekte o kojima država treba da donese odluku nakon donošenja plana aktivnosti održavanja obaveznih rezervi naftnih derivata:

- **Stopa rasta** obaveznih rezervi naftnih derivata u smislu broja dana pokrivenosti potrošnje. Kao što je međunarodna praksa, cilj je da se dostignu obavezne 90-dnevne rezerve kako bi se uskladilo sa obavezom članica EU ili IEA. Ovaj nivo, iako neophodan i izvodljiv, ne može da se postigne za kratko vrijeme zbog neophodnog prilagođavanja tržišta nafte i inkorporiranih troškova koji će biti alocirani direktno ili indirektno krajnjim potrošačima; time povećavajući cijene raznih usluga.
- **Unaprijeđenje aktivnosti koje se preduzimaju** na osnovu rasporeda koji će uzeti u obzir sticanje iskustva i znanja o aktivnostima održavanja rezervi naftnih derivata. Logično je da će tokom početnog perioda biti implementirani pristupi koji su jednostavniji i efikasniji, do trenutka kada budu usvojene sofisticiranije tehnike i metode.
- **Razvoj nacionalnog i međunarodnog obima** aktivnosti obezbjeđivanja rezervi naftnih derivata ukoliko lokalni kapaciteti i trgovačke aktivnosti dozvoljavaju takav razvoj. Opravdano je i dešava se u mnogim zemljama EU koje imaju dovoljno skladišnih kapaciteta da prevashodno vrše aktivnosti održavanja obaveznih rezervi naftnih derivata u okviru svoje teritorije a potom da potraže usluge skladištenja nafte u drugim zemljama, posebno kada ne mogu da ispune svoje obaveze sa postojećim kapacitetima.

Predviđen je sljedeći raspored narednih aktivnosti:

1. Uspostavljanje Centralnog tijela za upravljanje rezervama (CSE) koje će upravljati i vršiti kontrolu pravilne primjene obezbjeđivanja rezervi naftnih derivata i učestvovati u narednim koracima uspostavljanja aktivnosti obezbjeđivanja rezervi naftnih derivata (procijenjeno vrijeme optimalno 2-3 mjeseca).
2. Detaljna izrada plana za obezbjeđivanje rezervi naftnih derivata zemlje (procijenjeno vrijeme 3-5 mjeseci).
3. Izrada Uredbe na osnovu plana iz tč. 2 koja će sadržati sve relevantne detalje da bi se izbegli sporovi i nezakonite radnje od strane učesnika na tržištu (procijenjeno vrijeme 3-5 mjeseci).
4. Saopštenje CSE-a o danu stupanja na snagu i procedurama koje učesnici na tržištu treba da slijede u pogledu svoje obaveze koja se odnosi na aktivnosti obezbjeđivanja obaveznih rezervi naftnih derivata (procijenjeno vrijeme 3 mjeseca nakon proglašenja pomenute Uredbe).

Prema navedenom scenariju potrošnje naftnih derivata, za potrebe izgradnje novih i modernizacije postojećih skladišnih kapaciteta, za formiranje cjelokupnih 90-dnevnih rezervi naftnih derivata, potrebno je obezbjeđiti orijentaciono 31,8 mil. EUR dok je investicija nabavke naftnih derivata procijenjena na oko 117,8 mil. EUR. Ukupni indikativni trošak obezbjeđenja obaveznih 90-dnevnih rezervi naftnih derivata do 2030. godine je tako procijenjen na 149,6 mil. EUR (izvor: procjena EIHP).

9.2.1.3 Specifičnosti sektora nafte

Pravno-regulatorni razvoj

Sektor naftnih derivata se reguliše sljedećim zakonima i podzakonskim aktima:

- Zakon o energetici,
- Zakon o zaštiti vazduha,
- Zakon o opštoj bezbjednosti proizvoda,
- Zakon o inspekcijском nadzoru,
- Uredba o načinu obrazovanja maksimalnih maloprodajnih cijena naftnih derivata,
- Uredba o grančnim vrijednostima sadržaja zagađujućih materija u tečnim gorivima naftnog porijekla.

Organizacija tržišta i razvoj, konkurentnost na tržištu

Osnovna karakteristika tržišta naftnih derivata u Crnoj Gori je dominantan uticaj Jugopetrola Kotor (Hellenic Petroleum) u odnosu na ostale privredne subjekte koji se bave prodajom naftnih derivata.

Uzimajući u obzir načela konkurentnosti, dovoljan broj kompanija koja se bave istom problematikom, obezbjeđivanje istih uslova za rad i stvaranja viška proizvoda koji bi trebao obezbjeđiti konkurentnu cijenu naftnih derivata, poželjan bi bio ulazak još najmanje jedne, konkurentne, naftne kompanije na crnogorsko tržište.

Specifične tehničke i ekonomske karakteristike crnogorskog tržišta naftnih derivata zahtijevaju dobro ustanovljen i transparentan sistem promjena cijena naftnih derivata kako bi budući investitori imali povjerenje o postojanosti i stabilnosti tržišnih zakonitosti.

Formiranjem stabilnog i slobodnog tržišta naftnih derivata, sa većim brojem učesnika, steći će se uslovi za potpunu deregulaciju cijenovne politike.

Nadzor kvaliteta proizvoda

Uredba o graničnim vrijednostima sadržaja zagađujućih materija u tečnim gorivima naftnog porijekla definiše kvalitet naftnih derivata koji se mogu stavljati u promet. Takođe, ovom uredbom je regulisano planiranje i realizacija programa praćenja kvaliteta naftnih derivata na pumpnim stanicama, koji je izrađen na osnovu standarda MEST EN 14274. Program sadrži:

- metodologiju izrade programa (MEST EN 14274 – Aneks D),
- način uzorkovanja, broj i učestalost uzimanja uzoraka goriva na benzinskim pumpama (MEST EN 14275),
- način uzorkovanja, broj i učestalost uzimanja uzoraka dizel goriva iz skladišta (MEST EN ISO 3170),

Uzorkovanje i laboratorijsku analizu vrši ovlašćeno pravno lice, akreditovano prema standardu MEST ISO/IEC 17025.

U Crnoj Gori postoji, za sada, jedna akreditovana laboratorija pa je potrebno stimulisati formiranje više akreditovanih laboratorija, saglasno standardima EN 17020 i EN 17025.

Regulacija sektora

RAE je, u skladu sa Zakonom o energetici donijela Pravilnik o licencama u energetsom sektoru Crne Gore. Ovim pravilnikom, u djelatnostima u oblasti nafte i gasa, RAE je podjelio tri vrste licenci (rokovi važenja licenci u zagradi), za:

- komercijalni transport naftnih proizvoda i gasa (10 godina),
- skladištenje i distribuciju naftnih proizvoda i gasa (15 godina),
- prodaju i snabdijevanje naftnim proizvodima i gasom (8 godina).

Prema ZoE predmet regulisanja u sektoru nafte i gasa su djelatnosti trgovine na veliko i malo, snabdijevanja krajnjih kupaca, skladištenja i transporta naftnih derivata i TNG.

Veliki broj nosioca licenci za određenu djelatnost odražava visok stepen interesa učesnika tržišta što je preduslov za konkurenciju u tom sektoru. Osim Montenegrobonusa d.o.o Cetinje praktično sve ostale kompanije su u privatnom vlasništvu.

Fiskalna i poreska strategija

Država će voditi fiskalnu i poresku politiku koja će u najvećoj mogućoj mjeri biti usaglašena sa EU zakonodavstvom.

9.2.2. Sektor gasa

9.2.2.1 Bilans prirodnog gasa u prošlosti (1990-2010) i scenariji finalne potrošnje prirodnog gasa do 2030. godine

Pošto Crna Gora nema pristup prirodnom gasu, EB prirodnog gasa (uključujući i eventualno TPG i/ili KPG) u Strategiji se može smatrati indikativnim. Dinamika planiranog priključka na IAP i/ili TAP najranije od 2021. godine i moguće pronalaženje i eksploatacija domaćeg gasa još kasnije će odrediti detalje EB gasa u narednim ažuriranjima Strategije.

Scenarij finalne potrošnje prirodnog gasa do 2030. godine

Pretpostavljeno je da će na temelju projekta Jonsko-jadranskog gasovoda korišćenje prirodnog gasa početi od 2021. godine. U proračunima finalne potrošnje prirodnog gasa pretpostavljeno je da će regionalni gasovod IAP proći priobaljem Crne Gore, te da će se gasificirati samo veća priobalna naselja. To će uz rast energetske standarda gasificiranih domaćinstava biti i jak podsticaj daljem razvoju industrije i posebno turizma priobalnog pojasa.

Do 2030. godine finalna potrošnja gasa bi dosegla 46 mil. m³. Glavni udio potrošnje čine domaćinstva, a potom industrija. Usluge, u najvećoj mjeri turizam, bi trošile 9 do 12 mil. m³ prirodnog gasa.

Intenzivnija gasifikacija Crne Gore od 2021. do 2030. godine moguća je u dva slučaja. Kao prvo, nije isključena mogućnost da IAP prođe sjevernije, dakle da obuhvati i Podgoricu. U tom slučaju bilo bi izostavljeno snabdijevanje gasom priobalja, ali bilo bi pokriveno mnogo veće tržište toplote Podgorice. Drugi slučaj

pretpostavlja da se, bez obzira da li IAP prolazi priobaljem ili preko Podgorice, izgradi gasna elektrana koja bi omogućila isplativost transportnog gasovoda između priobalja i Podgorice. Na temelju studije koja je izrađena za potrebe Plinacro-a (operator transportnog gasnog sistema u Hrvatskoj) ocijenjeno je da bi takva gasifikacija podrazumjevala ukupnu potrošnju prirodnog gasa od 570 mil. m³ u 2030. godini (nije sastavni dio EB u Strategiji).

9.2.2.2 Gasifikacija Crne Gore

Postoji više različitih scenarija ili ideja za pravce iz kojih bi moglo doći do snabdijevanja Crne Gore prirodnim gasom. Trenutno su aktuelna dva projekta izgradnje regionalnih gasovoda i to Jonsko-jadranski gasovod, kao dio Trans-jadranskog gasovoda i koncepta gasnog prstena (*Gas Ring Concept*) preko kojeg bi trebalo da se izvrši gasifikacija Jugoistočne Evrope.

I jednim i drugim konceptom se gas iz gigantskog ležišta gasa Shat Denise (Kaspijsko more, Azerbejdžan) pokušava dovesti u Evropu.

Pored izgradnje regionalnih gasovoda koje Crna Gora podržava iako svjesna da ne može da utiče na odluku o njihovoj izgradnji, Crna Gora, u isto vrijeme, pokušava da valorizuje svoje eventualne gasne rezerve iz jadranskog podmorja.

Jonsko-jadranski gasovod (IAP)

Projekat Jonsko-jadranski gasovod (IAP) bi povezivao postojeće i planirane (u izgradnji) sisteme za prenos gasa iz Republike Hrvatske sa Trans-jadranskim gasovodom (TAP⁸), ili sličnim projektom u tom dijelu jugoistočne Evrope. Projekat ima za cilj da se obezbijedi snabdijevanje prirodnim gasom sa Bliskog istoka i iz Kaspijskog regiona. Međutim, IAP projekat je planiran kao dvosmjerni gasovod, tako da je moguće snabdijevanje gasa takođe moglo da bude u pravcu sjever-jug.

Izgradnja IAP/TAP će omogućiti gasifikaciju Crne Gore, pored južne Hrvatske, BiH i Albanije, obezbijedjući raznovrstano i pouzdano snabdijevanje prirodnim gasom duž gasovoda od 540 kilometara ukupne dužine na predviđenom nivou snabdijevanja od 5 milijardi kubnih metara godišnje, od čega bi 0,5 milijardi kubnih metara godišnje bilo rezervisano za Crnu Goru.

Preliminarni troškovi IAP preko Crne Gore su procjenjeni na 60 mil. EUR (izvor: procjena ME), što treba da se potvrdi studijom izvodljivosti kada se odabere konačna trasa.

Trans-jadranski gasovod (TAP)

TAP je regionalni gasovod ukupne dužine od 805 km koji bi trebao da poveže Komotini (Grčka) i Brindizi (Italija). Radi se o reverzibilnom gasovodu planiranog kapaciteta 20 bcm/god. Sa reverzibilnim gasovodom se postiže sigurnost u snabdijevanju u vanrednim uslovima, a TAP omogućava takođe konekciju JIE sa gasom iz Sjeverne Afrike. TAP takođe ima veoma veliki značaj za razvoj i integraciju tržišta gasa u JIE.

Transportni i distributivni gasovodni sistem

Ako IAP ide uz more onda se gasifikuje skoro sigurno samo priobalje, što je predviđeno u Referentnom scenariju Strategije. Ako se želi gasifikovati i Podgorica, mora se izgraditi transportni gasovodni sistem i obezbijediti veći potrošač gasa (npr. elektrana ili kogeneracija na gas) kako bi se isplatila izgradnja gasovoda od obale do Podgorice.

Ako IAP ide preko Podgorice, svakako se gasifikuje Podgorica i još neki sjeverniji dijelovi. Ako se u toj varijanti želi gasifikovati i priobalje mora se opet izgraditi transportni gasovod od Podgorice do obale, a za što opet treba elektrana na gas, te naposljetku dolazimo do istog rješenja.

U slučaju da IAP ide uz more, u maksimalnoj varijanti mogli bi se gasifikovati gradovi Tivat i Lastva, Bar i okolna naselja, Budva, Kotor, Dobrovo i Škaljari, Herceg Novi i Igalo, što bi prouzrokovalo troškove za distributivnu mrežu dužine oko 435 km od oko 21,8 mil. EUR (izvor: EIHP studija, 2006).

Ukoliko bi IAP prolazio kroz Podgoricu, gasifikovala bi se Podgorica i najvjerovatnije Nikšić. Ukupna dužina distributivne mreže uličnih gasovoda bi iznosila oko 495 km sa troškom od oko 24.8 mil. EUR. Ovi troškovi nisu obuhvaćeni u tabeli 17.1.

⁸ Konačna odluka o izgradnji TAP-a još nije donešena.

9.2.2.3 Specifičnosti sektora gasa

Odlukom Savjeta ministara Energetske zajednice od oktobra 2011. godine, stekla se pravna osnova i obaveza za implementaciju tzv. Trećeg paketa zakonodavstva za unutrašnje tržište energije, time je Direktiva 2009/73/EC o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište gasa koja zamjenjuje Direktivu 2003/55/EC, i uredba (EC) br. 715/2009 postala obaveza Crne Gore, ali sa određenim prilagođenjima i dužim terminskim planom implementacije – konačni rok do 1. januara 2015. godine.

Prema ZoE, obavezu za izradu podzakonskih akata na području gasa imaju: RAE, ministarstvo nadležno za energetiku, operator prenosnog i distributivnog sistema gasa, operator postrojenja za TPG i TNG, operator sistema za skladištenje gasa (ili operator kombinovanog sistema u skladu sa ZoE, čl. 124) i javni snabdijevač. U uslovima kada Crna Gora nema pristupa regionalnim gasovodima i budući da se situacija objektivno neće promijeniti u narednih deset godina, izrada podzakonskih akata na tom području ne predstavlja prioritet Crne Gore. Ali Crna Gora će u narednim godinama nastojati da stvori zakonsko-regulatorni i institucionalno-organizacioni okvir za razvoj sektora gasa.

9.3 GLAVNE PREPORUKE STRATEGIJE

Glavne preporuke Strategije na području sektora nafte i gasa su prikazane u Bloku 9.1.

Blok 9.1: Sektor nafte i gasa – glavne preporuke Strategije	
SNABDIJEVANJE NAFTNIM DERIVATIMA	<ul style="list-style-type: none"> Održati visok nivo konkurencije na tržištu naftnih derivata uz stalno praćenje kontrole kvaliteta proizvoda i nivoa usluga preduzeća u skladu sa zakonima i podzakonskim aktima države.
STRUKTURNE PROMJENE U SEKTORU TRANSPORTA	<ul style="list-style-type: none"> Istražiti šire mogućnosti strukturnih promjena u sektoru transporta sa ciljem smanjenja specifične potrošnje goriva na jedinicu usluga (tkm i pkm) i mogućnosti uvođenja obnovljivih izvora energije (biogoriva i električna energija iz OIE).
OSNIVANJE OBAVEZNIH REZERVNIH NAFTNIH DERIVATA	<ul style="list-style-type: none"> Uspostaviti Centralno tijelo za upravljanje rezervama (CSE) za upravljanje i kontrolu pravilne primjene obezbijedivanja naftnih rezervi i koordinaciju implementacije, Pripremiti i usvojiti relevantne podzakonske akte, Uspostaviti 90-dnevne rezerve naftnih derivata prema zakonu i podzakonskim aktima u skladu sa dinamikom i obavezama Crne Gore prema Energetskoj zajednici odnosno Evropskoj uniji, Maksimalno korišćenje postojećih skladišnih kapaciteta uz izgradnju dodatnih skladišnih kapaciteta.
ISTRAŽIVANJE ZALIHA NAFTE I GASA	<ul style="list-style-type: none"> Nastaviti sa intenzivnim istraživanjima na potencijalnim rezervama nafte i gasa u Jadranskom podmorju.
PRISTUP DRŽAVE MEĐUNARODNIM GASOVODIMA	<ul style="list-style-type: none"> Nastaviti sa studijom izvodljivosti za Jonsko-jadranski gasovod i odrediti optimalnu trasu preko teritorije Crne Gore imajući u vidu dugoročni ekonomski razvoj države, Dalje intenzivno saradivati sa ostalim učesnicima ključnih projekata (IAP i TAP) u okruženju.
GASIFIKACIJA DRŽAVE	<ul style="list-style-type: none"> Izraditi studije izvodljivosti moguće gasifikacije većih gradova Crne Gore sa ciljem određivanja strategije razvoja razvodnih i distributivnih gasovoda, * Studijom razmotriti izvodljivost izgradnje elektrane na prirodni gas koja bi omogućila ekonomsko opravdani razvoj gasifikacije države u regionima koji nisu u neposrednoj blizini koridora IAP-a. *
INSTITUCIONALNO I REGULATORNO OKRUŽENJE U SEKTORU GASA	<ul style="list-style-type: none"> Ažurirati ZoE (SL 28/10) sa ciljem usklađivanja sa Trećim paketom u oblasti gasa i usvojiti potrebne podzakonske akte u oblasti gasa u rokovima koji su postavljeni od strane Energetske zajednice, Potrebno osnivanje Operatora prenosnog sistema gasa u skladu sa ZoE kao preduzeće u 100% vlasništvu države koji će imati važnu ulogu u planiranju i razvoju projekta priključenja Crne Gore na regionalne gasovode i koji će takođe pružati podršku državi u daljoj gasifikaciji Crne Gore, Sektor gasa treba ojačati ljudskim resursima i kapacitetom u svim nadležnim institucijama odgovornim za politiku i regulisanje sektora gasa.

Blok 9.1: Sektor nafte i gasa – glavne preporuke Strategije

SNABDIJEVANJE
TEČNIM NAFTNIM
GASOM

- Podržavati uvođenje TNG kao zamjene za naftne derivate i ugalj kao i električnu energiju u uslugama (turizmu) i domaćinstvima.

* Sredstva nisu predviđena Strategijom: Bit će definisana Akcionim planom.

10. RAZVOJ ELEKTROENERGETSKOG SEKTORA

Elektroenergetski sektor je jedan od najvažnijih segmenata energetskega sektora u svakoj zemlji pa tako i u Crnoj Gori. S obzirom na odnos potencijala i onog što se danas koristi, očigledno je da se elektroenergetski sektor mora analizirati sa svih mogućih aspekata.

Osnovna pretpostavka na kojoj se zasniva planiranje razvoja sektora električne energije u Strategiji je potpuno otvaranje tržišta električne energije u skladu sa ZoE od 1. januara 2015. godine, što je u skladu sa obavezama Crne Gore u okviru Sporazuma o formiranju Energetske zajednice.

10.1 POTROŠNJA I BILANS ELEKTRIČNE ENERGIJE

10.1.1 Bilans električne energije u prošlosti (1990-2010)

Prema EB, finalna potrošnja električne energije je u periodu 1997-2010 bila u porastu (1,93%/god., od 3.091 GWh u 1997. godini na 3.816 GWh u 2008. godini) ali je rasla sporije od porasta bruto potrošnje energije (3,86%/god. u periodu 1997-2008). Sa padom proizvodnje u aluminijskom kombinatu Podgorica (KAP) i Željezari Nikšić u 2009. godini finalna potrošnja električne energije je pala na svega 2.989 GWh. U uslovima odlične hidrologije u 2010. godini i natprosječne proizvodnje u svim HE (4.171 GWh bruto) a takođe i TE Pljevlja (1.272 GWh), EES Crne Gore je po prvi put u posmatranom periodu poslije 1990. godine bio u stanju da obezbijedi dovoljno električne energije za pokrivanje potrošnje iz sopstvenih izvora.

U detaljnije razmatranom periodu u posljednjih 5 godina (2005-2010.), prema elektroenergetskom bilansu Crne Gore, uvoz/izvoz, zajedno sa razmjenom sa Republikom Srbijom, na osnovu ugovora između EPCG i EPS o eksploataciji HE Piva, je predstavljao oko 35% svih potreba Crne Gore za električnom energijom, ostalo je pokrivala HE Perućica (22,9%), TE Pljevlja I (22,1%), HE Piva (19,5%) i male HE (manje od 1%) (Tabela 10.1).

Tabela 10.1: Neto proizvodnja električne energije i raspoloživo za elektroenergetski sistem, 2005-2010. (GWh)

		2005	2006	2007	2008	2009	2010
1	Proizvodnja na generatoru (bruto)	2,864	2,952	2,147	2,830	2,762	4,171
2	Sopstvena potrošnja elektrana	117	134	102	143	82	149
3=1-2	Neto proizvodnja elektrana, od toga:	2,747	2,818	2,045	2,687	2,680	4,021
	HE Perućica	1,016	836	739	878	1,100	1,435
	HE Piva	818	889	523	634	943	1,286
	male HE (< 10 MW)	23	19	17	19	20	29
	TE Pljevlja	890	1,075	766	1,155	617	1,272
4	Primljeno od Republike Srbije 1)	1,271	1,204	1,176	1,220	1,184	1,204
5	Predato Republici Srbiji 1)	1,024	991	648	797	1,108	1,451
6	Uvoz 2)	1,587	1,706	2,167	1,572	1,158	732
7	Izvoz 3)	44	73	108	107	172	483
	Odstupanja kod preuzimanja/davanja iz/u EES	6	20	14	10	15	-1
8=3+4-5+6-7	Bruto raspoloživo za elektroenergetski sistem	4,543	4,685	4,647	4,585	3,758	4,022
9=10+11	Gubici u mreži, od toga:	775	850	688	725	718	667
10	Gubici prenosa	175	157	157	157	148	164
11	Gubici distribucije	600	693	531	568	570	503
12=8-9	Neto raspoloživo za elektroenergetski sistem	3,768	3,835	3,958	3,860	3,040	3,354

Izvor: Elektroenergetski bilans Crne Gore, Ministarstvo ekonomije

1) razmjena energije na osnovu ugovora između EPCG (HE Piva) i EPS-a

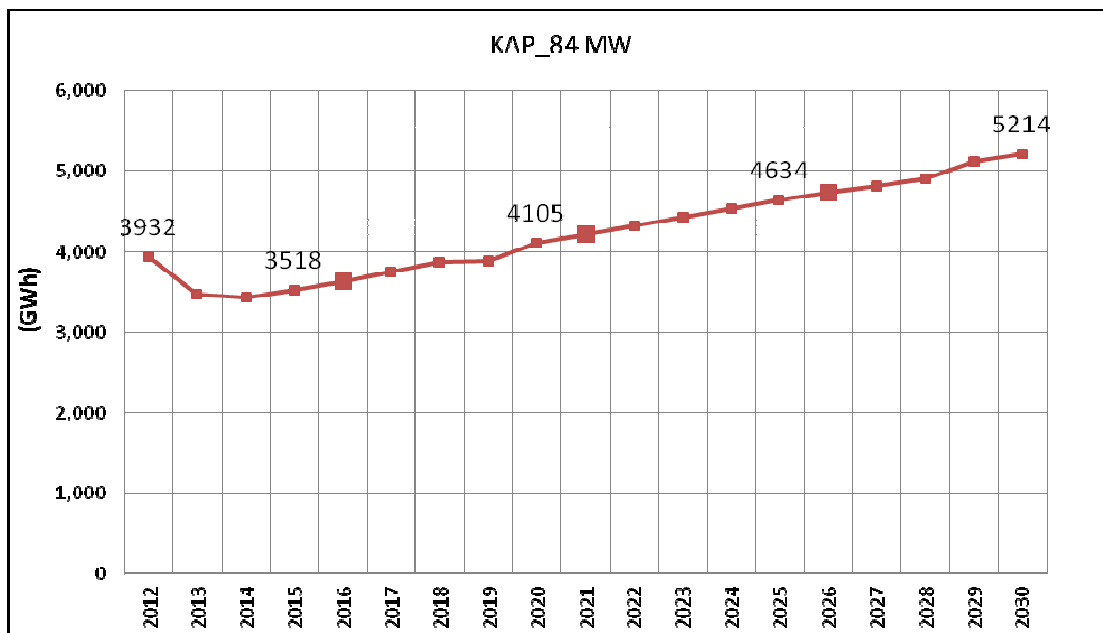
2) na osnovu komercijalnih ugovora i dogovora o razmjeni energije (EPCG) i uvezeno direktno od strane KAP-a

3) na osnovu različitih dogovora o razmjeni energije EPCG

10.1.2 Buduća bruto potrošnja i bilans električne energije

Potrošnja električne energije u budućnosti zavisice u velikoj mjeri o sudbini KAP-a. U Strategiji se pretpostavlja nastavak rada KAP-a s kapacitetom od 84 MW

Na osnovu Referentnog scenarija potrošnje finalne energije iz Pogl. 7 ukupna bruto potrošnja električne energije na prenosnoj mreži (Slika 10.1), za slučaj KAP 84 MW, u 2020. godini je 4105 GWh a u 2030. godini 5214 GWh.



Slika 10.1: Ukupna bruto potrošnja električne energije (na mreži prenosa)

Sa realizacijom planiranih, rehabilitacijama postojećih proizvodnih objekata i izgradnjom novih prema Referentnom scenariju potrošnje finalne energije, koji su prikazani u nastavku ovog poglavlja, bilans električne energije je prikazan u Tabeli 10.2. Prema EB očigledno je da Crna Gora postaje neto izvoznik električne energije poslije 2020. godine što je u skladu sa usvojenom EP-2011.

Tabela 10.2: Bilans električne energije do 2030. godine – KAP 84 MW (PJ)

RB	Pojednostavljena EUROSTAT forma	2010	2015	2020	2025	2030
1+2	Primarna proizvodnja energije + povraćeni proizvodi	-0.890	0.000	0.000	0.000	0.000
3+5	Neto uvoz (uvoz - izvoz)	0.896	0.295	-4.908	-3.370	-1.675
4+6	Saldo skladišta + međunarodnih bunkera brodova	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7	Bruto domaća potrošnja energije	0.006	0.295	-4.908	-3.370	-1.675
8	Transformacije - ulaz	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
17	Transformacije - izlaz	5.069	4.327	7.420	7.547	7.733
26	Proizvodnja iz OIE (HE)	9.945	8.043	12.266	12.478	12.713
30	Potrošnja grane energetike	0.667	0.721	0.000	0.000	0.000
31	Gubici prenosa i distribucije energije	2.402	2.350	2.468	2.749	3.053
32	Raspoloživo za finalnu potrošnju	11.950	10.315	12.310	13.933	15.717
33	Finalna ne-energetska potrošnja	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
36	Finalna potrošnja energije	11.950	10.315	12.310	13.933	15.717
37	Industrija	5.033	3.404	4.006	5.065	6.353
48	Saobraćaj	0.080	0.159	0.265	0.396	0.549
53	Ostala potrošnja	6.837	6.752	8.039	8.472	8.815
54	Domaćinstva	4.453	3.808	4.367	4.605	4.876
	Trgovina i javne usluge	2.383	2.774	3.414	3.518	3.478
55	Poljoprivreda	0.000	0.170	0.258	0.348	0.461
	Neodređeno/ostalo	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
56	Statistička razlika	-	-	-	-	-

10.2 PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Kada se uporedi mogućnost proizvodnje električne energije u Crnoj Gori i ukupna potrošnja električne energije u nekoliko posljednjih godina, uočljiva je relativno velika zavisnost od uvoza električne energije. Prema tom kriterijumu, Crna Gora je, u relativnom iznosu, najveći uvoznik električne energije u regiji. Prosječan uvoz električne energije u periodu 2005-2010. godine je bio oko 30%.

Uz dvije veće hidroelektrane, Perućicu i Pivu te nekoliko malih hidroelektrana, postoji još samo TE Pljevlja. Prema stanju krajem 2011. godine, ukupna proizvodnja svih postojećih elektrana u elektroenergetskom sistemu kreće se oko 3.000 GWh, u prosječnoj hidrološkoj godini, kod ukupne instalisane snage od 854,2 MW (termoelektrane – 218,5 MW, hidroelektrane – 635,7 MW, od toga male hidroelektrane 8,7 MW).

Uvažavajući opredjeljenje Crne Gore da se stvori povoljna investiciona klima za ulaganje u obnovljive izvore energije, a uz već uspostavljeni sistem podsticaja za proizvodnju iz obnovljivih izvora energije, u svim scenarijima predviđen je ulazak u pogon određenog broja malih hidroelektrana, zatim vjetroelektrana, solarnih fotonaponskih postrojenja i postrojenja koja koriste razne oblike biomase za proizvodnju električne energije.

Strategija predviđa nastavak već započete rehabilitacije postojećih proizvodnih objekata kao i izgradnju novih elektrana.

10.2.1 Planovi rehabilitacije postojećih elektrana

Projekat revitalizacije HE Piva

Osnovni ciljevi revitalizacije i modernizacije HE Piva su, pored produženja njenog vijeka trajanja, povećanje stepena pouzdanosti iste, kao i stepena korisnosti.

U namjeri ispunjenja prethodno definisanih ciljeva, sljedeće aktivnosti su identifikovane kao nastavljak već započetih i realizovanih:

- zamjena električne opreme
- zamjena hidromašinske opreme
- rekonstrukcija turbina
- rekonstrukcija generatora
- rekonstrukcija telekomunikacionog sistema
- produbljavanje rječnog korita

U Strategiji se predviđa da će rehabilitacija HE Pive biti potpuno završena najkasnije do kraja 2019. godine, sa čime će se instalisana snaga povećati sa sadašnjih 342 MW (3x114 MW) na 363 MW (3x121 MW) i planirana proizvedena električna energija sa 762 GWh na 800 GWh godišnje.

Prema preliminarnim procjenama ukupna ulaganja do završetka revitalizacije i modernizacije iznose oko 70 mil. EUR (izvor: AP-2008).

Projekat revitalizacije HE Perućica

Planirane aktivnosti u narednih 5 godina sa ciljem revitalizacije, modernizacije i povećanja proizvodnog kapaciteta elektrane obuhvataju:

- rekonstrukciju agregata br. 5 od 40 MVA i agregata br. 6 i 7 od 65 MVA;
- rekonstrukciju telekomunikaciono-informacionog sistema;
- ugradnju opreme za hidrološko-hidraulična mjerenja;
- rekonstrukciju hidromehaničke opreme;
- rekonstrukciju kanala Opačica, Moštanica i Zeta II
- rekonstrukciju opreme 110 kV i 220 kV razvodnih postrojenja;
- rekonstrukciju kompenzacionog bazena.

Preliminarna procjena investicionih troškova je 30 mil. EUR (izvor: AP-2008), a dodatni troškovi ugradnje agregata br. 8 procjenjuju se na oko 14 mil. EUR (izvor: AP-2008).

Poslije rehabilitacije instalisana snaga elektrane bi se povećala, sa sadašnjih 285 MW, na 307 MW, dok bi prosječna godišnja proizvodnja bila 958 GWh godišnje. U Strategiji se predviđa završetak tih radova najkasnije do kraja 2017. godine.

Strategija takođe predviđa ugradnju dodatnog agregata br. 8 (65 MVA/58,5 MW, dodatna godišnja proizvodnja HE Perućica: oko 20 GWh) do 2018. godine. Trenutno se radi na tehničko-ekonomskom razmatranju svih mogućih mjera za poboljšanje rada sistema HE Perućica (npr. skupljanje i upravljanje vodama).

Projekat revitalizacije TE Pljevlja

Poslije uspješnog većeg obima rehabilitacije u 2009. godini (zamjena sistema upravljanja, elektrofilterskog i turbinskog postrojenja sa ciljem povećanja snage i efikasnosti postrojenja), preostali su radovi na rekonstrukciji rashladnog tornja, deponiji i novom transportnom sistemu za šljaku i pepeo, stabilizaciji i rekultivaciji deponije, a u planu je i ugradnja deSOx sistema, kako bi se udovoljilo zahtjevima Direktive 2001/80 EC, odnosno Direktive 2010/75/EU. Izrada idejnih projekata i studija izvodljivosti za novu lokaciju deponije i novi transportni sistem su u toku, kao takođe i glavni projekat stabilizacije i rekultivacije postojeće deponije za šljaku i pepeo.

Revitalizacijom TE Pljevlja povećava se instalisana snaga termoelektrane sa 218,5 MW na 225 MW (od 2015. godine) i prosječna proizvodnja u Strategiji sa 1,150 GWh/god. na 1,179 GWh/god. (vidi Tabelu 10.7).

Primjena Direktive 2001/80 EC, koja govori o ograničavanju emisija nekih polutanata (SO₂, NO_x i čestica prašine) u Crnoj Gori, kao i u ostalim članicama EZ, treba početi najkasnije do 31. decembra 2017.godine. Prema toj Direktivi sve elektrane koje spadaju u grupu tzv. postojećih elektrana (koje su dobile građevinsku dozvolu ili dozvolu za rad prije 1. jula 1992. godine), u periodu od 1. januara 2018. godine do 31. decembra 2023. godine mogu raditi ukupno 20.000 sati. Poslije 1. januara 2024. te elektrane više ne mogu raditi ako ne udovoljavaju kriterijumu ograničenja emisija navedenih polutanata. Ta ograničenja mogu biti zadovoljena samo ugradnjom potrebnih uređaja. Za ugradnju uređaja koji bi doveli spomenute emisije u dozvoljene granice, predviđeno je bilo investirati oko 60 mil. EUR (izvor: EPCG). Ako se ide u gradnju bloka TE Pljevlja II tu bi se morali ugraditi pomenuti uređaji. Ista instalacija se može koristiti i za pročišćavanje dimnih gasova postojećeg bloka. Prema scenariju izgradnje, drugi blok bi trebao biti u pogonu od početka 2020. godine. Do tada Pljevlja I radi punim kapacitetom, a poslije toga s oko pola kapaciteta, s godišnjom proizvodnjom 600 GWh.

Tokom 2013. godine, u okviru Evropske energetske zajednice pokrenuta je inicijativa da se zemljama potpisnicama sporazuma koje nijesu članice EU omogući da koriste izvjesne derogativne mehanizme koji omogućavaju produžavanje roka u kome se moraju poštovati propisane granične vrijednosti. Prema Odluci Ministarskog Savjeta Evropske energetske zajednice od 24. X 2013, o primjeni Direktive 2001/80/EC, u periodu 2018-2024. instalacijama poput postojećeg bloka TE Pljevlja moglo bi da bude dodijeljeno izuzeće od poštovanja graničnih vrijednosti emisija (SO_x i NO_x) pod uslovom da operater instalacije najkasnije do 31. XII 2015. podnese nadležnom organu pismenu izjavu da neće raditi duže od 20.000 radnih sati počevši od 1. I 2018. i najkasnije do 31. XII 2023. Ministarski Savjet će, u formi Odluke i nakon dobijene verifikacije od strane Sekretarijata Evropske energetske zajednice da su uslovi za konkretnu instalaciju zadovoljeni, odobriti izuzeće u formi Odluke koju bi trebalo da podrži većina članica.

Projekat revitalizacije malih hidroelektrana

Pitanje vlasničkih prava je rješeno i posljedično tome pravno/formalni uslovi su uspostavljeni za početak dugo planirane revitalizacije malih hidroelektrana (mHE) Glava Zete i Slap Zete, osnivanjem mješovitog preduzeća ZETA ENERGY DOO u 2010. godini.

Strategija predviđa završetak revitalizacije do kraja 2016. godine. Poslije rehabilitacije bi se instalisana snaga mHE Slap Zete, sa sadašnjih 1,2 MW povećala na 3,2 MW, a godišnja proizvodnja, sa sadašnjih 3,5 GWh bi se povećala na 14,6 GWh. Kod mHE Glava Zete snaga bi ostala jednaka 5 MW, ali bi proizvodnja, zbog rekonstrukcije i zamjene elektromašinske opreme i pomoćne opreme, sa sadašnjih 12 GWh porasla na 15 GWh. Investicioni troškovi za rehabilitaciju se procjenjuju na 8 mil. EUR za mHE Glava Zete, a 10,4 mil. EUR za mHE Slap Zete (izvor: ZETA Energy).

Takođe preostalih 5 mHE u vlasništvu EPCG će se postepeno rehabilitovati u periodu do kraja 2016. godine, sa čime će se instalisana snaga povećati, sa sadašnjih 2,5 MW na 3,2 MW i planirana proizvodnja, sa 5,5 GWh na 7,8 GWh, uz investicione troškove procjenjene na oko 1,6 mil. EUR (izvor: EPCG).

10.2.2 Scenariji izgradnje novih elektrana

U usvojenoj EP-2011 Crna Gora se opredijelila za aktivnu politiku u oblasti elektroenergetike i saradnju sa regijom u smislu proizvodnje i razmjene energije. Detaljnije, EP-2011 postavlja za cilj da Crna Gora od sadašnjeg neto uvoznika poslije 2020. godine postane neto izvoznik električne energije.

Do novih kapaciteta za proizvodnju električne energije moguće je doći izgradnjom novih objekata na kvalitetnim lokacijama, zatim rekonstrukcijom, revitalizacijom i proširenjem postojećih objekata na njihovim lokacijama ili kombinacijom ova dva načina.

Strategija nije zatvorena za bilo koja rješenja ukoliko (i) postoji jasno iskazan interes investitora, (ii) se ispoštuju svi standardi i propisi Crne Gore o uključivanju objekata u prostor i zaštiti životne sredine, (iii) radi se o prenosu najbolje raspoložive tehnologije (BAT), i (iv) su očigledne prednosti za državu izgradnjom takvih postrojenja.

Međutim, ove opcije, s obzirom na sadašnju nepripremljenost projekata i neizvjesnost oko toga, nisu uključene u model za pokrivanje elektroenergetskog bilansa Crne Gore, a time ni u predloženu Strategiju.

Država će stoga nastaviti sa nastojanjima da zainteresuje i privuče potencijalne investitore, da se pripreme studije izvodljivosti za takve projekte, na osnovu kojih će država u skladu sa pravno-regulatornim okvirom preispitati prijedloge i naći najpovoljnija rješenja.

10.2.2.1 Nove termoelektrane

Na osnovu raspoložive tehničke dokumentacije⁹, kao najizgledniji kandidat za izgradnju je TE Pljevlja II instalisane snage 225 MW i moguće godišnje proizvodnje 1360 GWh (instalisana snaga može biti do 300 MW ukoliko se usvoji odgovarajuća ponuda, što će biti obrađeno u Akcionom planu).

Indikativni troškovi novog bloka TE Pljevlja II procijenjeni su na 315 mil. EUR (izvor: ponude na tender). Bijela knjiga predviđa rad TE Pljevlja II od 2020. godine. Ukoliko se ostvare uslovi za puštanje u pogon prije te godine to će biti obrađeno u Akcionom planu.

Termoelektrana Maoče je, u Zelenoj knjizi, također razmatrana kao kandidat za izgradnju, ali su rezultati proračuna pokazali da za nju nema potrebe do 2030. godine.

10.2.2.2 Nove hidroelektrane

Na osnovu pripremnih istraživanja i aktivnosti do sada, identifikovane velike HE za moguću izgradnju su HE na Morači, HE Koštanica, HE Buk Bijela i HE Ljutica (sve na rijeci Tari), HE Komarnica, HE na Čehotini, HE na Limu, HE Kruševo (Piva) i HE Boka (Trebišnjica). Neke od ovih opcija su izbačene iz finalnih scenarija u Strategiji, zbog postojeće Deklaracije o zaštiti rijeke Tare iz 2004. godine ili zbog nepotpune raspoložive projektne dokumentacije za druge pomenute elektrane. Za eventualnu realizaciju projekata HE Kruševo i HE Boka potrebno je prethodno postići međudržavni dogovor o korišćenju hidropotencijala.

U datim okolnostima i u cilju postizanja nacionalnog cilja korišćenja OIE, Crna Gora ima prilično ograničen broj opcija za valorizaciju hidropotencijala. Povoljan scenario bi bio da se dobije dodatnih ~ 400 MW iz velikih HE (npr. HE na Morači i HE Komarnica). Njihova izgradnja ima vrlo važnu ulogu u ispunjavanju nacionalnog cilja za OIE.

Hidroelektrane na rijeci Morači

Posljednji tender za sistem hidroelektrana na rijeci Morači nije uspio (septembar 2011).

Tender je bio zasnovan na dva osnovna rješenja vezana uz kotu HE Andrijevo (285 mnm i 250 mnm), ali je bilo dozvoljeno da ponuđači takođe predlože alternativno tehničko rješenje pod uslovom da je osigurana min. proizvodnja od 600 GWh. Nije bilo ponuda ni za jedno osnovno rješenje kao ni predlog za alternativno rješenje.

Najnovije tehničke studije koje su izrađene u periodu 2009-2010 potvrdile su da ukupni instalisani kapacitet osnovnog rješenja 1 iznosi 238 MW sa očekivanom proizvodnjom od 721 GWh. Prema tom rješenju bila je predviđena izgradnja četiri HE: HE Andrijevo, HE Raslovići, HE Milunovići i HE Zlatica.

Prema varijanti 2 za HE na Morači (koja je također razrađena u DPP-u) kota uspora akumulacije Andrijevo je niža (250 mnm umjesto 285 mnm), manja je korisna akumulacija (100 miliona m³ umjesto 250 miliona m³), manja je proizvodnja (616 GWh umjesto 721 GWh) i manji su troškovi (493,71 miliona EUR umjesto 543 miliona EUR). Varijanta 1 je povoljnija od varijante 2 sa tehničkog i ekonomskog aspekta, ali je nepovoljnija u pogledu zaštite životne sredine, jer varijanta 2 nema nikakav uticaj na plato manastira Morača, niti na veliko klizište Đuđevine (koje je preko puta manastira). Takođe, u ovoj varijanti je manje izmještanje puteva, a manji su i troškovi eksproprijacije zemljišta. Zbog toga je varijanta 2 izglednija za realizaciju. U obje varijante su lokacije za sve četiri brane iste. Obzirom da su svi istražni radovi završeni i urađen idejni projekat (na osnovu koga se dobija građevinska dozvola), sa njihovom izgradnjom se može odmah otpočeti nakon usvajanja odgovarajuće ponude. Ukoliko Vlada CG želi da obnovi tenderski postupak, tenderska dokumentacija je urađena i sa procedurom se može otpočeti odmah. Naravno, ukoliko se usvoji ponuda sa tehničkim rješenjem koje se razlikuje od varijanti 1 ili 2, moraju se obaviti odgovarajući istražni radovi i uraditi idejni projekat. U DPP su obje varijante obrađene u formi nacрта. Predviđeno da, kada Vlada usvoji neku ponudu za HE na Morači, obrađivač treba da uradi predlog DPP-a sa podacima iz usvojenog tehničkog rješenja i dostavi Vladi na usvajanje.

Ministarstvo nadležno za prostorno planiranje je, istovremeno sa nacrtom DPP-a, pripremio i Stratešku procjenu uticaja na životnu sredinu (SEA) za ovaj projekat.

⁹Kao »kandidat« za Strategiju se uzima projekat za kojeg postoji min. tehnička dokumentacija (bar na nivou prethodne studije izvodljivosti) na osnovu koje se može identifikovan projekat tehnički i ekonomski opredjeliti u analitičkom radu Strategije.

U datim okolnostima, imajući u vidu da je projekat HE na Morači ipak daleko najbolje ispitan i dokumentovan projekat, Strategija predviđa da je sistem HE na rijeci Morači kandidat koji može najprije da uđe u elektroenergetski sistem u odnosu na druge kandidate velikih HE, ali realno to ne bi moglo biti postignuto prije 2021. godine. Važno je naglasiti da Strategija u ovom trenutku uzima u obzir rješenje iz varijante 2 (616 GWh/god. i 238 MW).

Period izgradnje HE na Morači se procjenjuje na 6 godina.

Hidroelektrana na rijeci Komarnici

Crna Gora je razvila tehničko rješenje za korišćenje hidropotencijala rijeke Komarnice, koji predviđa izgradnju velike HE ukupne instalisane snage od 168 MW i očekivane godišnje proizvodnje od 232 GWh. Procijenjeni ukupni troškovi izgradnje iznose približno 183 mil. EUR (varijanta 1).

Za HE Komarnica, takođe postoji varijanta 2 razrađena u DPP-u. Ona se od varijante 1 razlikuje po nižoj koti uspora akumulacije (810 mnm umjesto 816 mnm), manjoj korisnoj akumulaciji (130 miliona m³ umjesto 160 miliona m³), snaga 172 MW, proizvodnja 227 GWh i troškovi izgradnje od 178 miliona EUR. Varijanta 1 je povoljnija od varijante 2 sa tehničkog i ekonomskog aspekta, ali je nepovoljnija u pogledu zaštite životne sredine, jer varijanta 2 nema uticaja na kanjon Nevidio (koji bi u varijanti 1 bio poplavljen), niti na Šavnik (koji bi u varijanti 1 bio ugrožen u slučaju velikih voda).

Zbog toga je varijanta 2 izglednija za realizaciju. U obje varijante lokacija brane je ista. Istražni radovi su završeni i urađen je odgovarajući elaborat i u toku su aktivnosti na njegovoj reviziji.

Ovo može znatno da uspori aktivnosti na HE Komarnica, jer poslije uspješno završenih istražnih radova treba raditi na idejnom projektu i tenderskoj dokumentaciji (zato je u Strategiji data prednost izgradnji HE na Morači). U DPP-u su obje varijante obrađene u formi nacрта, a nakon toga obrađivač je pripremio i radnu verziju predloga DPP-a u kojoj je obrađena samo varijanta 2.

Predviđeno je da Vlada sada ne usvaja predlog DPP-a, već kada Vlada usvoji neku ponudu za HE Komarnica, obrađivač treba da uradi novi predlog DPP-a sa podacima iz usvojenog tehničkog rješenja i dostavi Vladi na usvajanje.

Važno je naglasiti da Strategija u ovom trenutku takođe uzima u obzir rješenje iz varijante 2 (227 GWh/god. i 172 MW).

Priključenje na prenosnu mrežu, zavisno od rezultata elaborata o priključenju HE Komarnica, moglo bi se izvršiti sa dva dalekovoda 110kV na TS 400/110kV Brezna.

Period izgradnje ove HE se procjenjuje na 7 godina.

Plan izgradnje malih hidroelektrana

Prema do sada izrađenim analizama, procjenjuje se da na nivou Crne Gore najveći potencijal razvoja među obnovljivim izvorima energije imaju velike hidroelektrane, male hidroelektrane i vjetroelektrane.

Trenutno su u Crnoj Gori zaključene koncesije na 21 vodotok, ukupne instalisane snage od približno 80 MW i planirane proizvodnje procjenjene na približno 250 GWh godišnje

Strategija predviđa izgradnju mHE Rošca (7 MW/35 GWh/god., investicija 20 mil. EUR) na rijeci Zeti i mHE Otilovići (2,96 MW/11,5 GWh/god., investicija 3,5 mil. EUR) na rijeci Čehotini.

Zbog nemogućnosti tačne prezentacije brojnih projekata malih hidroelektrana u Crnoj Gori, a uzimajući u obzir koncesije koje su do sada izdate za gradnju malih hidroelektrana u proračun se ušlo sa pretpostavkom da bi do 2025. godine, prosječna godišnja proizvodnja iz malih hidroelektrana dostigla nivo od 425 GWh (kod oko 132 MW instalisane snage) sa čime bi se praktično iskoristio sav tehnički potencijal za male hidroelektrane iz Vodoprivredne osnove Crne Gore (400 GWh), ali za kojeg se, na osnovu novih mjerenja, smatra da je podcijenjen.

Ukupni indikativni trošak novih mHE iznosi 191 mil. EUR.

10.2.2.3 Plan izgradnje ostalih elektrana na obnovljive izvore energije

Vjetroelektrane

Na osnovu rezultata studije CETMA, Crna Gora je izdala četiri dozvole za mjerenje potencijala vjetra bez ekskluzivnog prava na lokaciju tokom 2008-2009 za specifične geografske oblasti u Crnoj Gori. Dva preduzeća koja su dobila dozvole, dostavila su nadležnom ministarstvu za energetiku tokom 2009. godine svoja mjerenja, analize i potencijalna tehnička rješenja koja su zasnovana na dozvoli. Na osnovu rezultata mjerenja, mišljenja

nadležnog ministarstva za prostorno planiranje i životnu sredinu i mišljenja operatora prenosnog sistema, u decembru 2009. godine raspisan je javni tender za dvije specifične lokacije.

Dvije lokacije za vjetroelektrane, za koje su potpisani ugovori za zakup zemljišta i izgradnju vjetroelektrana su Možura, predviđene snage 46 MW i godišnje proizvodnje od 105,8 GWh i Krново koje bi imalo dvije faze izgradnje. Prva faza instalisane snage 50 MW i godišnje proizvodnje 115 GWh i druga faza dodatnih 22 MW i 50,6 GWh. Osim ovih lokacija, već do 2020. godine i kasnije, dodano je još nekoliko vjetroelektrana, bez precizno utvrđene lokacije, na način da godišnja proizvodnja iz vjetroelektrana do 2020. godine dostigne iznos od 348 GWh (151 MW) i do 2030. godine 436 GWh (190 MW).

Indikativni trošak za vjetroelektranu Možura je procjenjen na 65 mil. EUR (izvor: procjena investitora), Krново – 70+20 mil. EUR (izvor: procjena investitora) i ostale vjetroelektrane – 1.200 EUR/kW (izvor: procjena Obradivača). Ukupni indikativni trošak vjetroelektrana u Strategiji je tako procjenjen na 241 mil. EUR.

Fotonaponske solarne elektrane

Strategija predviđa izgradnju određenog broja postrojenja sa fotonaponskim panelima. Treba pritom imati na umu da se za fotonaponska postrojenja ne može u skorom vremenu očekivati neko značajnije učešće u elektroenergetskom bilansu, kojim će i dalje dominirati velike proizvodne jedinice električne energije.

Korišćenje sunčevog zračenja za proizvodnju električne energije (fotonapon - FN) nije značajno eksploatisano u Crnoj Gori, a očekuje se da korišćenje tih tehnologija neće biti jako veliko ni do 2030. godine.

Podzakonski akti o električnoj energiji iz OIE omogućavaju uspostavljanje "feed-in tarifa" za električnu energiju koja je proizvedena iz FN sistema koji su postavljeni na zgradama ili drugim objektima pa će to u određenoj mjeri ohrabriti investitore u FN postrojenja.

S obzirom na vrlo jasno deklarisanu politiku uspostavljanja ekološke države, s obzirom na ciljeve u vezi sa pristupom EU, s obzirom na potrebu praćenja i korišćenja modernih tehnologija i transfera znanja, pristup uvođenju fotonaponskih postrojenja u Strategiji se označava kao afirmativan. Nastojalo se da se odabere jedna razumna mjera koja je primjerena stanju u Crnoj Gori. Dinamika i očekivana godišnja proizvodnja električne energije iz FN postrojenja je planirana tako da u 2020. godini dostigne iznos od 16,5 GWh (oko 10 MW vršne snage), a u 2030. godini iznos od 52 GWh (31,5 MW vršne snage).

Ali Strategija dopušta mogućnost kasnije revizije tog pristupa ukoliko se pokaže u praksi da će cijene FN panela i postrojenja još dalje padati u budućnosti, što razvojni analitičari i predviđaju, čime bi ta tehnologija postala konkurentnija.

Imajući u vidu broj sunčanih dana u Crnoj Gori, kao i Studiju valorizacije prostora u cilju proizvodnje energije iz obnovljivih solarnih izvora, Strategija dopušta mogućnost da se, ukoliko se pojavi interesovanje investitora za proizvodnju električne energije iz većih FN postrojenja, a bez obaveze garantovanog otkupa električne energije po feed-in tarifama, omogući izgradnja istih u skladu sa raspoloživim prostornim i elektroenergetskim preduslovima i ograničenjima. Proizvedena električna energija može se izvoziti, a može se koristiti i za ostvarenje nacionalnog cilja za OIE u zemlji uvoznici u skladu sa Direktivom 2009/28/EC o OIE.

Indikativni trošak uvođenja FN postrojenja se procjenjuje na 2.400 EUR/kW do 2020. godine i 2.000 EUR/kW do 2030. godine (izvor: procjena Obradivača). Ukupni indikativni trošak FN postrojenja u Strategiji prema tome iznosi 68 mil. EUR.

Proizvodnja električne energije iz biomase

Do sada u Crnoj Gori nije bilo iskustva u pogledu korišćenja biomase za proizvodnju električne energije. Za budućnost je pretpostavljen prilično umjeren scenario izgradnje takvih postrojenja. Za proizvodnju električne energije koristili bi se ostaci od primarne drvne industrije, poljoprivredni usjevi i poljoprivredni nus-proizvodi (biljni i životinjski otpad), mješoviti čvrsti komunalni otpad i biorazgrađivi komunalni otpad (biološki otpad / deponijski gas i metan iz kanalizacije / mulja), primjenom brojnih tehnoloških rješenja za proizvodnju samo električne energije ili u kogeneracijama (električna energija i toplota). Bijela knjiga uključuje postrojenja ovoga tipa ukupne instalisane snage od 39 MW i godišnje proizvodnje od 118 GWh.

Na osnovu idejnog projekta planira se izgradnja kogeneracije na deponijski gas u Podgorici snage 1,1 MW_{el} sa vrjednošću investicije od oko 2,33 mil. EUR.

Strategija predviđa izgradnju postrojenja (spalionice) na mješoviti čvrsti komunalni otpad 2020. godine na još nepoznatoj lokaciji. Spalionica bi proizvodila električnu energiju (oko 10 MW_{el} i 70 GWh/god.) i toplotu (oko 110 GWh/god.). Investicijski troškovi su procijenjeni na 80 mil. EUR.

Referentni scenario predviđa proizvodnju električne energije iz biomase od 101 GWh do 2020. godine i 188 GWh do 2030. godine.

Indikativni specifičan trošak uvođenja postrojenja za proizvodnju električne energije iz biomase (ne uključujući spalionicu) se procjenjuje na 4.500 EUR/kW (izvor: procjena Obradivača) ili ukupno – 126 mil. EUR do 2030. godine.

10.2.2.4 Obnovljivi izvori električne energije u elektroenergetskom sistemu

Obnovljivi izvori električne energije (u ovom kontekstu se ne posmatraju velike hidroelektrane), pored pozitivnih efekata, imaju i neke negativne efekte u elektroenergetskom sistemu. Zbog svoje nepredvidljivosti i brze promjenjivosti u proizvodnji, što se najviše odnosi na vjetroelektrane, ali dijelom i na fotonaponske elektrane i male hidroelektrane, u elektroenergetskom sistemu ovi izvori izazivaju tehničke probleme sa finansijskim posljedicama. Tehnički problemi se, u prvom redu, odnose na održavanje frekvencije, odnosno regulaciju aktivne snage u sistemu, gdje se javlja potreba za većom rezervom snage u sistemu. Veća rezerva snage uzrokuje i veće troškove u sistemu.

Obzirom da ove vrste elektrana imaju prednost u dispečiranju, to može uticati na smanjenje proizvodnje, a dijelom i na smanjenje prihoda ostalih elektrana. Pored toga, cijena energije iz ovih obnovljivih izvora, a naročito iz fotonaponskih elektrana, je veća nego iz konvencionalnih izvora. Sredstva za subvencionisanu cijenu se obezbjeđuju iz određene naknade za obnovljive izvore koju plaćaju svi potrošači električne energije.

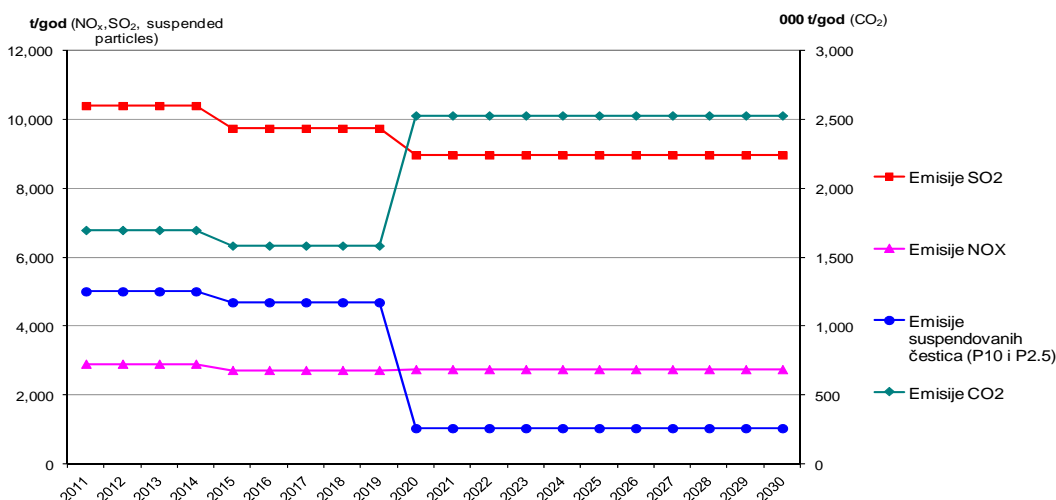
Bez obzira na povećane troškove u elektroenergetskom sistemu, pozitivni efekti izgradnje obnovljivih izvora energije i ispunjavanje obaveza prema EU su ono što motiviše državnu politiku da ih stimulise. U tome treba imati razumnu mjeru, kako bi udio obnovljivih izvora električne energije bio primjeren veličini sistema, ekonomskom stanju u zemlji i tehnološkom nivou razvoja zemlje. Da bi se odredila razumna mjera potrebno je uraditi posebne studijske analize EES-a.

Uvažavajući dinamiku priključenja vjetroelektrana, kao i ostalih elektrana u periodu do 2030. godine, posebno prepoznajući mogućnosti hidroelektrana koje trebaju biti izgrađene u tom periodu, može se zaključiti da je tehnička strana problema koji izazivaju vjetroelektrane, kao i u manjoj mjeri mHE i FN postrojenja, rješiva. Dakle, moguće je obezbjediti stabilan rad EES i dovoljan nivo rezerve snage u sistemu. To su pokazale i neke studije koje su na tu temu izrađene u posljednje vrijeme. Međutim, biće potrebno pratiti situaciju i raditi redovne analize stabilnosti EES i raspoložive rezerve snage kako bi se na vrijeme mogli uočiti eventualni problemi.

10.2.2.5 Emisija CO₂, SO₂, NO_x i suspendovanih čestica iz termoelektrana

Razvoj energetskog sektora imaće uticaj na životnu sredinu. Zato se u energetskom planiranju mora o tome voditi računa kako bi se neželjeni uticaji minimizirali i pozitivni uticaji uvećali.

Emisija CO₂ raste nakon ulaska u pogon termoelektrane Pljevlja II, a poslije toga ostaje na istom nivou, dok ostale emisije ili padaju ili ostaju na istom nivou. Ono što se događa s emisijom suspendovanih čestica (PM10 i PM2,5), je posljedica obaveze primjene Direktive 2001/80/EC (o ograničavanju emisija određenih zagađivača u vazduh iz velikih ložišta) nakon 2017. godine, pa pretpostavljajući da svi termoenergetski objekti u Crnoj Gori ispunjavaju te obaveze u potpunosti, emisija prašine nakon toga opada.



Slika 10.2 : Emisije CO₂, SO₂, NO_x i suspendovanih čestica (PM10 i PM2,5) za slučaj KAP 84 MW

Crna Gora još nije punopravni član Geteborškog protokola kojim se utvrđuju maksimalne nacionalne emisije za SO₂ i NO_x.

Obaveze Crne Gore kao malog emitera GHG gasova neizvjesne su sve do ulaska u EU kada će pored države u cjelini obaveze imati i pojedinačna industrijska postrojenja, a naročito TE koje su obuhvaćene sistemom trgovine emisijama.

Prema zakonodavstvu EU, za sve termoelektrane na uglj, snage preko 300 MW, čija bi izgradnja započela nakon 2020. godine, tražiće se analiza opravdanosti i mogućnost dodatne ugradnje opreme za izdvajanje CO₂, odnosno ugradnja opreme sa kojom bi elektrana bila spremna za kaptažu ugljen-dioksida (*Carbon Capture Ready - CCR*). To znači da bi se prije početka gradnje trebalo bar znati kako će se izdvajati CO₂ ali i neminovno i gdje će se skladištiti. To bi mogao biti problem koji se mora uvažavati kod donošenja odluka o izgradnji novih elektrana na fosilna goriva u Crnoj Gori.

U svakom slučaju, uvođenjem novog modela trgovanja dozvolama za emisije (*Emission Trading Scheme - ETS*) u EU će i ti objekti, u vrijeme kad budu ulazili u pogon, ili kad Crna Gora postane dio EU, biti uključeni u te mehanizme.

10.2.3 Prednosti i nedostaci / ograničenja za realizaciju scenarija izgradnje novih kapaciteta za proizvodnju električne energije

Postoje određena ograničenja koja proizlaze iz obaveza poštovanja prostorno-planskih uslova na lokacijama i uslova zaštite životne sredine.

Generalno govoreći, svaki scenario izgradnje novih kapaciteta za proizvodnju električne energije povezan je sa određenim dilemama i rizicima koji imaju različite uzroke, ali mogu dovesti u pitanje realizaciju scenarija, npr:

- **Termoelektrane;** radi se o velikim potrebnim ulaganjima, koja u današnjim okolnostima nije jednostavno finansirati. Ali za potencijalnog investitora jedno od najvažnijih pitanja je emisija CO₂ i pozicija Crne Gore, odnosno svakog pojedinačnog objekta, po pitanju smanjenja emisija CO₂.
- **Hidroelektrane;** rizik je pravi interes investitora da uđe u (D)BOT ili bilo koji drugi model određen od strane države i po kojim uslovima.
- **Rijeka Tara i ostali vodotoci;** tu postoji Deklaracija o zaštiti rijeke Tare iz 2004. godine, koja zabranjuje bilo koju intervenciju na vodotoku i sa time izgradnju nekih tehno-ekonomski vrlo atraktivnih hidroelektrana na toj rijeci i koje su nekad bile u planu. Vrijeme brzo prolazi te bi stoga Crna Gora trebala da što prije intenzivira studijski rad na pripremi novih projekata koji bi sa time mogli postati kandidati za buduća ažuriranja Strategije. Prvi korak u tome poslu bi trebala biti izrada studija korišćenja hidroenergetskog potencijala svih rijeka, kako u glavnom toku, tako i na pritokama. Naime, na području novih hidroelektrana Crna Gora za sada nema jasno prepoznatih novih objekata poslije 2022. godine osim onih koji su već u Strategiji. Za inače identifikovane elektrane kao HE Boka, HE Kruševo, HE na Čehotini i Limu ne postoji dokumentacija razrađena na zadovoljavajućem nivou.
- **Ostali obnovljivi izvori energije;** Budućnost ostalih OIE (bez velikih hidroelektrana) i dinamika izgradnje zavisi od obaveza poštovanja EU regulative i stava državne politike prema tim izvorima, visine podsticaja koji će biti na raspolaganju za korišćenje OIE i tehničkih mogućnosti EES -a da prihvati određenu količinu (instalisanu snagu) iz takvih izvora. Sistem velikih elektrana i ostalih elektrana na OIE je potrebno planirati i graditi paralelno, čime se stvaraju tehnički uslovi za pouzdan rad EES.
- **Neizvjesnost potrošnje električne energije;** veliki uticaj na scenario izgradnje ima kretanje (porast) potrošnje električne energije, a na potrošnju će najveći uticaj imati budućnost KAP-a i Željezare Nikšić.
- **Stanje na tržištu električne energije** u regiji, prije svega, gradnja novih kapaciteta u zemljama okruženja i kretanje cijena električne energije u budućnosti.

Sa aspekta državne politike, najbitnije je stvaranje povoljne klime za investicije, na način da zakonska regulativa bude transparentna i stabilna. Realno je očekivati da će veći dio investicija u buduće proizvodne elektroenergetske objekte doći iz privatnog i najvjerojatnije međunarodnog sektora.

10.2.4 Predlog scenarija rehabilitacije i izgradnje novih kapaciteta za proizvodnju električne energije

Kao Referentni scenario izgradnje novih proizvodnih kapaciteta Strategija predlaže scenario sa orijentacijom na umjereni izvoz električne energije.

Tabela 10.3 prikazuje dinamiku revitalizacija postojećih objekata i ulaska novih objekata u pogon. Pretpostavlja se da je pomenuti objekat u pogonu od 1. januara pa na dalje u pomenutoj godini sa datim karakteristikama snage i očekivane proizvodnje.

U pogon najprije (u 2015. godini) može ući određeni broj malih hidroelektrana, jedna vrlo mala kvota fotonaponskih panela te postrojenje za korišćenje biomase. U 2017. godini u pogon ulaze vjetroelektrane i dodatni kapaciteti ostalih OIE. U 2020. godini proizvodnja iz OIE, osim velikih HE, je 890 GWh ili 21,7 % ukupne bruto potrošnje električne energije. Na kraju posmatranog perioda, tj. u 2030. godini novi obnovljivi izvori (male HE, vjetroelektrane, fotonaponski sistemi i postrojenja na biomasu) bi došli na nivo proizvodnje od oko 1.098 GWh, što predstavlja 16,3% od ukupne planirane bruto potrošnje električne energije u toj godini.

Prva velika elektrana koja može ući u pogon je TE Pljevlja II (2020. godine). Nakon toga, 2021. godine u pogon ulaze HE na Morači, a nakon njih HE Komarnica (2022. godine).

Tabela 10.3: Dinamika završetka rehabilitacija / revitalizacija postojećih i ulaza u pogon novih objekata za proizvodnju električne energije

Objekat	Godina promjene / ulaza u pogon	Instalisana snaga i planirana proizvodnja (MW / GWh)
Rehabilitacije / revitalizacije postojećih objekata		
TE Pljevlja	2015.	225 MW / 1.179 GWh
HE Piva	2020.	363 MW / 800 GWh
HE Perućica	2018.	307 MW / 958 GWh (365,5 MW / 978 GWh) ¹⁾
mHE – 5 mHE (EPCG)	2017.	3,2 MW / 7,8 GWh
mHE - Glava Zete, Slap Zete	2017.	8,2 MW / 29,6 GWh
Novi objekti		
TE Pljevlja II	2020.	225 MW / 1.360 GWh
HE na Morači	2021.	238,4 MW / 616 GWh
HE Komarnica	2022.	172 MW / 227 GWh
mHE	2015. 2016. 2017. 2018. 2019. 2025.	26 MW / 80 GWh 3 MW / 8 GWh 2 MW / 9 GWh 42 MW / 140 GWh 7 MW / 13 GWh (Ukupno: 120,9 MW / 388,1 GWh)
Vjetroelektrana Možura	2017.	46 MW / 105,8 GWh
Vjetroelektrana Krново (Nikšić)	2017.	50 MW / 115 GWh
Vjetroelektrana Krново (Šavnik)	2017.	22 MW / 50,6 GWh
Vjetroelektrane (lokacija neodređena)	2018. 2020. 2025. 2030.	7,5 MW / 17,2 GWh 25,7 MW / 59,2 GWh 17,1 MW / 39,3 GWh 21,4 MW / 49,2 GWh (Ukupno: 71,7 MW / 164,9 GWh)
Fotonaponske elektrane	2015-2030.	1,5-31,5 MWp / 2,5-52 GWh ²⁾
Spalionica na mješoviti čvrsti komunalni otpad	2020.	10 MW / 70 GWh ³⁾
Elektrane na ostale oblike biomase	2015-2030.	0,4-39,0 MW / 1,1-118 GWh ^{2),4)}

Napomena:

1) zajedno sa agregatom br. 8 (58,5 MW i 20 GWh dodatne energije)

2) „Od – do“ u pomenutom periodu

3) Snaga i energija važe samo za električnu energiju

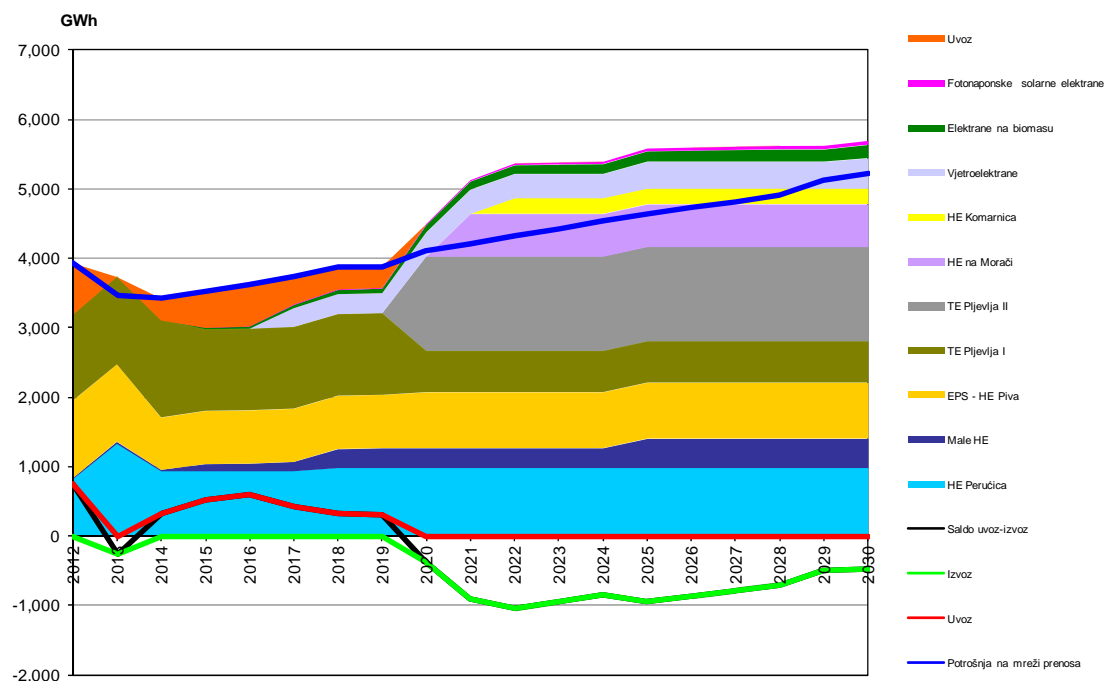
4) predstavlja kapacitet i proizvodnju električne energije koja se isporučuje u mrežu (bez postrojenja u sektorima finalne potrošnje koji proizvode za sopstvene potrebe)

Za pokriti potrošnju i za određenu količinu izvoza dovoljna je izgradnje TE Pljevlja II, uz HE na Morači i HE Komarnica. Ostali OIE su u funkciji ispunjenja NCOIE.

Tabela 10.4 i slika 10.3 prikazuju elektroenergetski bilans za slučaj da KAP radi sa 84 MW do kraja planiranog perioda, dakle do 2030. godine. Sistem proizvodnje je dovoljan da pokrije potrošnju električne energije, a manja količina električne energije se može i izvesti u periodu 2020-2030. godina. Tremoelektrana Pljevlja I nakon ulaska TE Pljevlja II u poogon, a to znači od 2020. godine, radi s nešto malo iznad pola kapaciteta (proizvodi 600 GWh godišnje).

Tabela 10.4 : Elektroenergetski bilans za period 2012-2030. godine - KAP 84 MW (GWh)

Godina	TE		HE		HE na	HE	Male HE	Vjetro-	Fotonaponske	Biomasa	Proizvodnja	Potrošnja	Saldo
	Pljevlja I	Pljevlja II (225 MW)	Piva	Perućica	Morači	Komarnica		elektrane	solarne		svih elektrana	na mreži prenosa	uvoz - izvoz
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2012	1246		1110	809			22				3187	3932	745
2013	1267		1107	1330			28				3732	3465	-267
2014	1407		749	932			21				3109	3424	315
2015	1179		762	932			102		5	23	3003	3518	515
2016	1179		762	932			110		10	31	3024	3627	603
2017	1179		762	932			134	271	12	47	3337	3749	412
2018	1179		762	978			274	289	13	59	3554	3873	319
2019	1179		762	978			287	289	15	65	3575	3881	307
2020	600	1360	800	978			287	348	17	101	4490	4105	-385
2021	600	1360	800	978	616		287	348	19	113	5121	4212	-909
2022	600	1360	800	978	616	227	287	348	23	121	5360	4325	-1035
2023	600	1360	800	978	616	227	287	348	27	129	5372	4431	-941
2024	600	1360	800	978	616	227	287	348	31	136	5383	4538	-845
2025	600	1360	800	978	616	227	425	387	36	144	5573	4634	-939
2026	600	1360	800	978	616	227	425	387	41	153	5587	4729	-858
2027	600	1360	800	978	616	227	425	387	44	162	5599	4811	-788
2028	600	1360	800	978	616	227	425	387	47	170	5610	4908	-702
2029	600	1360	800	978	616	227	425	387	49	170	5612	5117	-495
2030	600	1360	800	978	616	227	425	436	52	188	5682	5214	-468



Slika 10.3 : Elektroenergetski bilans Crne Gore u periodu 2011-2030 - KAP 84 MW (GWh)

10.2.5 Komentar na predloženi koncept razvoja proizvodnje električne energije

Rezimirajući cjelokupnu analizu sprovedenu za plan izgradnje proizvodnih objekata kroz cijeli planski period, među svim važnim pitanjima izdvaja se nekoliko njih, za koje se može reći da su ključna:

1. Pitanje elektroenergetske (ili generalno energetske) zavisnosti je jedno od najvažnijih strateških pitanja. Nivo uvoza električne energije se kretao i do 35% (to naravno zavisi od hidroloških prilika). S obzirom na vrijeme potrebno za izgradnju novih objekata, a uvažavajući porast potrošnje električne energije, jasno je da će ta zavisnost od uvoza i dalje rasti, najmanje do 2019. ili čak realnije do 2020. godine. Naime, čak i da se u 2014. godini donese odluka o gradnji neke od elektrana (bilo termo ili hidro), treba najmanje 4 godine od početka gradnje do puštanja u pogon (za npr. TE Pljevlja II). Budući da je međunarodni tender o gradnji HE na Morači prošao bez ponuda, ni tu se ne može očekivati ulazak u pogon tih elektrana prije 2021. godine. Male HE i vjetroelektrane koji bi trebali ući u pogon do 2017. godine ne mogu umnogome promijeniti ova očekivanja vezana za uvoz električne energije. Naravno, da će u slučaju dodatnog odgađanja tih odluka o gradnji novih objekata zavisnost od uvoza rasti.

Kako se Vlada Crne Gore vrlo jasno opredjelila za: smanjenje uvozne energetske zavisnosti, prvenstveno stvaranjem stabilnih uslova za ulaganja u istraživanje i gradnju novih energetske izvora (naročito na istraženim objektima neiskorišćenog hidropotencijala) i ulaganja u ostalu energetske infrastrukturu, uvoz električne energije je razmatran kao opcija samo u onim godinama kad nije bilo druge mogućnosti.

2. U svim scenarijima je uvažena nova činjenica da se raskida ugovor s EPS-om po pitanje HE Piva i da od 2014. godine HE Piva radi za elektroenergetski sistem Crne Gore, tako da je raspoloživa električna energija manja. To za posljedicu ima povećanje uvoza elektroenergetski energije. U okviru nekih scenarija, analiziranih u Zelenoj knjizi, predviđen je značajniji izvoz električne energije, kao posljedica intenzivne izgradnje domaćih izvora električne energije. Rezultati proračuna sugeriraju kako bi se intenzivnom izgradnjom velikih hidroelektrana i termoelektrana jedan dio njihove proizvodnje mogao plasirati u izvoz, čime bi vlasnici elektrana ostvarili značajne prihode od izvoza električne energije. S obzirom na planiranu izgradnju podmorskog kabla prema Italiji, otvara se jedno značajno tržište električne energije. Međutim, treba najprije vidjeti kakav je interes za investiranje u proizvodne objekte u Crnoj Gori.
3. Važno je pratiti kako će se razvijati cijene na tržištima električne energije u okruženju, dok je, s druge strane, potrebno imati u vidu da mogućnost izvoza zavisi i o izgradnji elektrana u okolnim EES-ima, na što se može vrlo malo ili nikako uticati u okviru domaće strategije razvoja. Kad se posmatra praksa evropskih zemalja, samo je u Francuskoj prisutna dugoročna orijentacija na izvoz u planiranju izgradnje elektrana, no to je prvenstveno posljedica ukupne energetske, pa i ekonomske orijentacije na razvoj nuklearne energetike i prateće industrije. Od ostalih zemalja koje su izraziti izvoznici, njihova je izvozna orijentacija u prvom redu posljedica pojave značajnih viškova proizvodnih kapaciteta nakon dramatičnih strukturalnih promjena u privredi početkom 1990-tih godina, kao i rezultat neostvarenih prognoza porasta potrošnje električne energije i konačno svjetske ekonomske krize.
4. Mogućnost izgradnje novih hidroelektrana je izuzetno važno pitanje u energetskom sektoru Crne Gore. Prema dostupnim podacima i s obzirom na nivo obrađenosti tehničke dokumentacije, gdje se moglo analizirati samo određeni broj hidroelektrana, kriterijum minimuma troškova u modelu planiranja (WASP) je prilično restriktivan prema hidroelektranama. Razlog za to su relativno velike instalisane snage hidroelektrana (što znači i velike ukupne investicije), a prilično male proizvodnje, odnosno kratko iskorištenje maksimalne snage. Potrebno je u što skorijoj budućnosti ažurirati i/ili izraditi tehničku dokumentaciju za hidroelektrane na svim slivovima kako bi se raspolagalo s preciznijim podacima o mogućoj proizvodnji, odnosno instalisanjoj snazi i investicionim troškovima.
5. Zaštiti životne sredine u Crnoj Gori dat je vrlo veliki značaj. Poteškoće koje se mogu pojaviti izgradnjom novih proizvodnih objekata različitog su tipa, zavisno od toga jesu li u pitanju termoelektrane na uglj ili hidroelektrane. Što se tiče termoelektrana na uglj, uz pretpostavku da će ih javnost prihvatiti, biti će potrebno u njih ugraditi moderne tehnologije prečišćavanja dimnih gasova, sa čime se mogu emisije držati u dozvoljenim granicama koje proizlaze iz raznih domaćih zakona ili podzakonskih akata, te međunarodnih konvencija i protokola, uz direktive EU.
6. Izgradnju elektrana je potrebno planirati u kontekstu širem nego što je to Crna Gora, ili drugim riječima planirati na nivou potencijalnog tržišta. Da bi to bilo moguće, od izuzetne je važnosti detaljan uvid u postojeće stanje kao i praćenje planova za svaku zemlju iz regije (tržišta). Potrebna je saradnja i koordinacija aktivnosti među operatorima sistema u regiji, a i šire. Ko bude imao bolji pregled situacije biće mu lakše prilagoditi se onome što dolazi, biće spremniji za tržišno nadmetanje, uz manji finansijski rizik i veću sigurnost snabdijevanja potrošnje.
7. Kad su u pitanju proizvodni objekti, Vlada Crne Gore treba da odluči o budućnosti termoelektrana na uglj. Uz pretpostavljene ulazne parametre (energetske i ekonomske) TE Pljevlja II, od domaćih resursa

izgleda najizgledniji. Obnovljive izvore (osim velikih HE) koji su ovdje razmatrani (male HE, vjetroelektrane, FN postrojenja i elektrane na biomasu) bi trebalo prepustiti interesu primarno privatnog kapitala, uz osiguranje povoljne investicione klime. Obnovljivi izvori (osim velikih HE), bar u posmatranom periodu planiranja, mogu ublažiti problem, ali ne mogu biti glavni oslonac u proizvodnji električne energije.

8. Što se tiče HE na Morači i HE Komarnica, njihova izgradnja ima još više smisla ako se posmatra prostor regije. One mogu biti vrlo dobro rješenje za pokrivanje vršnih dijelova dijagrama opterećenja, kao i za regulaciju sistema u mjeri u kojoj će biti potrebno (ili moguće), s obzirom na veći broj vjetroelektrana koje će u sljedećih desetak godina ući u pogon, kako u Crnoj Gori, tako i u zemljama regije. Da bi se povećao interes za gradnju tih hidroelektrana potrebno je i uspostavljanje tržišta sistemskih i pomoćnih usluga na nivou regije. S druge strane, te su hidroelektrane vrlo važne u ispunjavanju nacionalnog cilja o udjelu obnovljivih izvora energije.
9. U uslovima manjka državnog kapitala u Crnoj Gori za izgradnju elektrana, interes Crne Gore bi trebao biti učesće u vlasništvu, barem nekim dijelom, kako bi i njeni građani imali još više koristi od prirodnih bogatstava koje Crna Gora ima.
10. Za obezbjeđenje uslova za izgradnju termoelektrane TE Pljevlja II potrebno je da se počne na vrijeme sa pripremanja za osposobljavanje rudnika za dovoljnu i stabilnu proizvodnju uglja.
11. Gradnja podmorskog kabla prema Italiji je jedna vrlo dobra prilika za plasman električne energije, praktično u punoj količini koliko bi moglo biti raspoloživo. S druge strane, cijela regija JIE je deficitarna u pogledu električne energije pa plasman na regionalno tržište električne energije proizvedene u Crnoj Gori ne bi trebao da predstavlja problem, ni po pitanju količine, niti po pitanju cijene.
12. U sadašnjoj situaciji u EES-u Crne Gore nedostaje bazna energija. Rezultat toga je da optimizacijski model preferira termoelektanu u odnosu na hidroelektrane. U tom smislu je i aranžman za HE Piva sa EPS-om, do sada, bio prihvatljiv. Međutim, od početka 2014. godine taj ugovor više neće biti konzumiran (raskinut je s krajem 2013. godine), što će učiniti ovu potrebu za baznom energijom još izraženijom.

10.2.6 Glavne preporuke Strategije

Glavne preporuke Strategije na području razvoja proizvodnje električne energije su prikazane u Bloku 10.1.

Blok 10.1: Elektroenergetski sektor / proizvodnja električne energije – glavne preporuke Strategije	
REVITALIZACIJA I REKONSTRUKCIJA POSTOJEĆIH OBJEKATA	<ul style="list-style-type: none"> • Završiti rekonstrukciju i revitalizaciju postojećih elektroenergetskih proizvodnih objekata (TE Pljevlja I, HE Piva, HE Perućica, male HE) sa ciljem ekološke stabilizacije, povećanja proizvodnih kapaciteta i poboljšanja karakteristika (stepen pouzdanosti i stepen korisnosti) postojećih elektrana prema Strategiji.
IZGRADNJA NOVIH ELEKTRO-ENERGETSKIH OBJEKATA	<ul style="list-style-type: none"> • Na osnovu dosadašnjih istraživanja o mogućnostima izgradnje novih elektrana, preporučuje se izgradnja prema Strategiji, • Pravovremeno pripremiti i usvojiti prostorno-plansku dokumentaciju (detaljne prostorne planove, strateške procjene uticaja na životnu sredinu i dr.) za sve predložene elektrane u Strategiji da se ne bi ugrozila dinamika realizacije projekata, * • Izgraditi nove elektrane u skladu sa najboljim međunarodnim standardima i praksom uz poštovanje pravno-regulatornih uslova i zaštite životne sredine, • Izraditi studije korišćenja hidropotencijala za sve rijeke u Crnoj Gori (u glavnom toku i na pritokama), za odabrane objekte izraditi prethodne studije opravdanosti, * • Postizanje dogovora sa susjednim državama u vezi sa optimalnim iskorišćenjem zajedničkog hidropotencijala i upravljanjem vodama.
TE PLJEVLJA II	<ul style="list-style-type: none"> • Osigurati dovoljno kvalitetnih podloga za donošenje investicionih odluka za gradnju elektrane zajedno sa proširenjem kapaciteta rudnika uglja za potrebe TE Pljevlja I i TE Pljevlja II • Izgraditi TE Pljevlja II (sa eventualnim oduzimanjem toplote za toplifikaciju grada Pljevalja).
HE NA MORAČI	<ul style="list-style-type: none"> • Donijeti odluku o modelu za dodjelu koncesije za HE na Morači i intenzivirati proces izbora koncesionara, • Poslije izbora koncesionara, izvesti istražne radove za tehničko rješenje koje je usvojila Vlada u okviru dodjele koncesije,

	<ul style="list-style-type: none"> Izgraditi HE na Morači na osnovu usvojenog tehničkog rješenja sa dalekovodima za njihovo priključenje na prenosnu mrežu.
HE KOMARNICA	<ul style="list-style-type: none"> Donijeti odluku o modelu za dodjelu koncesije za HE Komarnica i intenzivirati proces izbora koncesionara, Izgraditi HE Komarnica na osnovu usvojenog tehničkog rješenja sa dalekovodima za njeno priključenje na prenosnu mrežu.
HE BOKA, HE KRUŠEVO, HE NA ČEHOTINI	<ul style="list-style-type: none"> Intenzivirati analize i istražne radove, uraditi studije izvodljivosti sa ciljem osiguranja dovoljno kvalitetnih podloga za donošenje investicionih odluka za ev. gradnju HE Boka i/ili HE Kruševo poslije 2030. godine, * Nastaviti i intenzivirati pregovore u cilju postizanja dogovora sa BiH i Hrvatskom o podjeli i korišćenju zajedničkog hidropotencijala.
MALE HIDROELEKTRANE	<ul style="list-style-type: none"> Preduzimati dalje aktivnosti na podsticaju izgradnje malih HE po principu dodjele koncesije za istraživanje vodotoka i tehno-ekonomsko korišćenje vodnog energetskog potencijala za proizvodnju električne energije u malim hidroelektranama, Izgraditi male HE prema Strategiji sa dalekovodima za njihovo priključenje na prenosnu, odnosno distributivnu mrežu.
VJETROELEKTRANE, FOTONAPONSKE ELEKTRANE I ELEKTRANE NA BIOMASU	<ul style="list-style-type: none"> Raditi na harmonizaciji zakonske regulative s ciljem da se procedure za dobijanje potrebnih dozvola za izgradnju objekata koji koriste obnovljive izvore energije pojednostave i ubrzaju, Nastaviti istraživanja i studije za moguću realizaciju of-šor vjetroelektrana (nису u Strategiji) i još ubrzanije dinamike realizacije on-šor vjetroelektrana, fotonaponskih elektrana kao i projekata biomase (za proizvodnju električne energije i/ili toplote), * Izraditi sve potrebne analize i studije za potrebe pripreme projekta spaljivanja čvrstog komunalnog otpada u Crnoj Gori (potencijal otpada, lokacija postrojenja i dr.), * Izgraditi vjetroelektrane, fotonaponske elektrane i elektrane na biomasu prema Strategiji sa dalekovodima za njihovo priključenje na prenosnu, odnosno distributivnu mrežu. Podržati moguće interesovanje investitora za proizvodnju električne energije iz većih FN postrojenja i iz vjetroelektrana, a bez obaveze garantovanog otkupa električne energije po feed-in tarifama, i omogućiti izgradnju istih u skladu sa raspoloživim prostornim i elektroenergetskim preduslovima i ograničenjima.
OSTALI OBJEKTI ZA PROIZVODNU ELEKTRIČNE ENERGIJE	<ul style="list-style-type: none"> Podržati jasan interes investitora za istraživanje mogućnosti u izgradnje objekata za proizvodnju električne energije, iako nisu planirani u Strategiji, ukoliko su ispunjeni uslovi: poštovanje standarda i propisa Crne Gore o uključivanju objekata u prostor, uslovi koji se odnose na zaštitu životne sredine, primijenjena BAT, i ako postoje evidentne prednosti za državu kod izgradnje takvih postrojenja. Primjeri takvih mogućnosti su: izgradnja termoelektrane na uvozni ugalj, izgradnja elektrane na gas, ili još ubrzanija izgradnja postrojenja koji koriste obnovljive izvore energije.

* Sredstva nisu predviđena Strategijom. Bit će definisana Akcionim planom.

10.3 PRENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE

10.3.1 Postojeći kapaciteti

Prema stanju na dan 31.12.2011. godine, prenosni elektroenergetski sistem Crne Gore sastoji se od pet dalekovoda 400 kV ukupne dužine na teritoriji Crne Gore 284,3 km; osam dalekovoda 220 kV, ukupne dužine na teritoriji Crne Gore 348,1 km i 40 dalekovoda 110 kV, ukupne dužine 724,3 km, od kojih pet (5), čija je ukupna dužina 120,7 km, rade pod naponom 35 kV.

U sistemu prenosa nalazi se 23 trafostanica: 400/220/110 kV (Pljevlja 2), 400/110 kV (Podgorica 2), 400/110/35 kV (Ribarevine), 220/110/35 kV (Podgorica 1 i Mojkovac), 220/110 kV (Perućica - koja je vlasništvo EPCG), 110/35 kV (Nikšić, Herceg Novi, Tivat, Budva, Bar, Ulcinj, Cetinje, Danilovgrad, Berane, Pljevlja 1, Vilusi, Andrijević i Virpazar) i 110/10 kV (Podgorica 3, Podgorica 4 i Podgorica 5). Na ovim trafostanicama ugrađeno je 44 transformatora ukupne instalisane snage 3.349,5 MVA.

Prenosnu mrežu Crne Gore karakteriše, uglavnom, radijalna struktura na sva tri naponska nivoa (400, 220 i 110 kV), ali i dobra povezanost sa susjednim elektroenergetskim sistemima, što dodatno osigurava elektroenergetski

sistem Crne Gore i omogućava značajnu razmjenu električne energije između sistema u okruženju, usljed čega se preko ove mreže ostvaruje i značajan tranzit električne energije preko teritorije Crne Gore.

Nepovoljna karakteristika prenosne mreže Crne Gore su paralelne 400 kV i 220 kV veze (400 kV Pljevlja 2 - Ribarevine - Podgorica 2 - Trebinje i 220 kV HE "Piva" - Pljevlja 2 - Podgorica 1 - HE "Perućica" - Trebinje) nejednakih prenosnih moći (1.330 MVA po vodu 400 kV nasuprot 280-310 MVA po vodu u 220 kV mreži), usljed čega pri ispadu pojedinih dionica 400 kV mreže, u određenim pogonskim stanjima dolazi do preopterećenja pojedinih dionica 220 kV mreže, što može da izazove ozbiljne poremećaje u radu, čak i raspad elektroenergetskog sistema.

Operativno upravljanje i vođenje elektroenergetskog sistema Crne Gore obavlja se u okviru Nacionalnog dispečerskog centra koji raspolaže sa savremenom opremom za praćenje rada i vođenje sistema u realnom vremenu (SCADA - sistem sa svim potrebnim mjerenjima i sistem telekomunikacionih veza sa svim objektima elektroenergetskog sistema). Nacionalni dispečerski centar raspolaže bazom podataka koja sadrži satne podatke o proizvodnji i potrošnji direktnih potrošača i o predatim količinama električne energije distributivnom sistemu, kao i o razmjeni i tranzitu energije sa susjednim sistemima. Sva mjerna mjesta na interkonekcijama, elektranama, na mjestima isporuke distribuciji i direktnim potrošačima opremljena su uređajima za daljinski prenos podataka.

10.3.2 Razvoj prenosne mreže do 2020. godine sa smjernicama do 2030. godine

Ciljevi razvoja i očekivana tehno-ekonomska poboljšanja

Najbitniji prepoznati ciljevi razvoja do 2020. godine su:

- unaprjeđenje nivoa pouzdanosti napajanja potrošača električne energije u Crnoj Gori
- priključenje novih velikih elektrana - HE na Morači, HE Komarnica i TE Pljevlja II u skladu sa dinamikom u Strategiji (Tabela 10.6 u Pogl. 10.2.4)
- pouzdano i kvalitetno napajanje primorja (u okviru koga postoji priključenje novih velikih potrošača električne energije, npr. Porto Montenegro, Luštica i dr.)
- uspostavljanje nove interkonektivne veze sa Italijom - podvodni 500 kV DC kabal
- priključenje novih elektrana koje koriste obnovljive izvore energije – vjetroelektrana (Krnovo, Možura i dr.) i malih hidroelektrana na različitim lokacijama širom države u skladu sa Programom razvoja i korišćenja OIE do 2020. godine, gdje to tehno-ekonomske analize pokazuju adekvatnim¹⁰
- uklanjanje zagušenja i stvaranje uslova za priključenje novih korisnika prenosnog sistema zamjenom (rekonstrukcijom) elemenata prenosne mreže:
 - zamjena provodnika presjeka 150 mm², i sa time i stubova zbog povećanja kapaciteta, starosti / dotrajalosti elemenata, dodatnog opterećenja postojećih stubova
 - rekonstrukcija transformatorskih stanica svih naponskih nivoa 400 kV, 220 kV i 110 kV: zamjena energetske transformatora, primarne i sekundarne opreme i rekonstrukcija građevinskih objekata bilo da se radi o rekonstrukciji radi starosti ili zamjeni zbog potrebe za povećanjem instalisane snage.

Zbog snažnog međusobnog uticaja i potrebe za koordinacijom rada i razvoja prenosne mreže u regionu, Strategija takođe je uzela u obzir planove razvoja prenosnih mreža susjednih sistema (Srbija, Albanija, BiH, Kosovo) i studija¹¹ izrađenih u prethodnom periodu za izgradnju prenosnog sistema do 2020. godine.

Na osnovu analize tokova snaga, naponsko reaktivnih prilika i analize gubitaka u prenosnoj (i distributivnoj) mreži u okviru pripreme predloženog plana razvoja prenosnog sistema do 2020. godine sa smjernicama do 2030. godine od strane CGES-a utvrđeni su sljedeći ciljevi razvoja prenosnog sistema, koje je preuzela Strategija:

¹⁰ Strategija predviđa da se mHE u principu priključuju na distributivnu mrežu, a na prenosnu mrežu samo u slučaju da tehnički kriterijumi za priključenje na distributivnu mrežu nisu ispunjeni. Priključenje na prenosnu mrežu zbog viših troškova smanjuje finansijsku atraktivnost mHE projekata.

¹¹ IPA-2007 "Tehnička podrška implementaciji Sporazuma o formiranju Energetske zajednice (TA-EnCT)": D4.4: Plan razvoja prenosne mreže (2011-2025), D4.5: Investicioni plan CGES do 2025 i D4.6: Inputi za inoviranu /ažuriranu Strategiju razvoja energetike i AP (2012-2016).

- poboljšanje naponskih prilika, kvalitetnije i efikasnije napajanje transformatorskih područja
- smanjenje gubitaka u prenosnoj (i distributivnoj) mreži
- rasterećenje postojeće mreže i njezinih elemenata (transformatori, vodovi i dr.)
- povećanje snage i rezerve u transformaciji sa ciljem pouzdanijeg rada i smanjenja neisporučene električne energije kod visokih sezonskih opterećenja kao i u slučaju kvarova u sistemu i porasta opterećenja u budućnosti
- poboljšanje naponsko-reaktivnih prilika u prenosnoj (i distributivnoj) mreži
- ispunjenje tehničkih uslova za priključenje novih korisnika
- ispunjenje N-1 kriterijuma sigurnosti napajanja
- formiranje prstena, bolja umreženost elemenata prenosne mreže
- uklanjanje zagušenja i povećanje prenosnih kapaciteta

Postojeći i planirani tranzit

Dominantni tok snaga u regionu JIE je u pravcima sjever-jug i istok-zapad. Najveća promjena tranzita električne energije u prenosnoj mreži će svakako biti u Crnoj Gori nakon izgradnje DC kabla prema Italiji (2017. godina). Potpuno iskorišćenje kabla (1.000 MW) je predviđeno da se ostvari nakon potrebnih pojačanja, kako internih veza u Crnoj Gori, tako i veza od Crne Gore ka susjednim sistemima (BiH i/ili Srbija).

Novi izvori električne energije, posmatrani kroz dugoročni plan, u Srbiji, BiH, Rumuniji, Kosovu i Albaniji dovešće do značajnog povećanja tranzita na jugu ka Italiji. Za realizaciju navedenog tranzita neophodna su pojačanja kako u unutrašnjim mrežama zemalja tako i interkonektivnih dalekovoda. Efekat će pojačati i značajan probij obnovljivih izvora, prije svega vjetroelektrana u regionu.

Značajnije promjene u pravcima postojećih i očekivanih tranzita mogu se očekivati ulaskom u pogon novih elektrana većeg proizvodnog kapaciteta u regionu, što se predviđa za period nakon 2017. godine.

10.3.2.1 Ključni prioriteti za nove investicione projekte

Izgradnja TS 110/35/10 kV Kotor (Škaljari) i dalekovoda 110kV Tivat-Kotor

Područje Kotora napaja se električnom energijom preko dalekovoda 35 kV Tivat-Kotor, presjeka AlFe 95/15 mm². Stalno povećanje potrošnje, zbog velikog broja turista u toku sezone, kao i zbog priključenja novih potrošača, često dovodi do preopterećenja transformatora u TS Tivat. Dalekovod 35 kV TS Tivat –TS Kotor više ne zadovoljava u pogledu propusne moći jer vršno opterećenje voda 35 kV iz Tivta dostiže preko 90%, a zbog starosti sklon je čestim ispadima iz pogona zbog kvarova koji nekad traju i duže vrijeme, što se sve skupa negativno odražava na turističku privredu ovog područja i dovodi do smanjenja prihoda.

Priključenje novih potrošača na čitavom području ED Kotor je uslovljeno izgradnjom nove TS 110/35 kV, jer rezerve u snazi u postojećim transformatorima u TS 110/35 kV Tivat nema, a rasteretio bi se takođe i dalekovod 35 kV TS Tivat – TS Kotor čija je rezerva u prenosnoj snazi mala.

Izgradnja TS 110/35 kV Kolašin (Drijenak) i puštanje 110 kV dalekovoda Mojkovac – Kolašin (koji sada radi pod naponom 35 kV) pod napon 110 kV

U blizini Kolašina se nalaze značajni turistički kapaciteti i prema usvojenom urbanističkom planu očekuje se značajan porast potrošnje na ovom području.

Proširenje TS 110/35 kV Vilusi i priključak na dalekovod 110 kV Nikšić - Bileća po principu ulaz-izlaz; rekonstrukcija 110 kV dalekovoda Nikšić - Vilusi (povećanje kapaciteta dalekovoda na 240 mm²); izgradnja 110 kV dalekovoda Vilusi – Herceg Novi

Imajući u vidu da je planom razvoja prenosne mreže Crne Gore predviđena izgradnja 110 kV dalekovoda TS Vilusi – TS Herceg Novi, čime se stiču uslovi za manju zavisnost napajanja transformatorskih stanica u Crnoj Gori iz prenosne mreže susjedne države (BiH), potrebno je proširiti postojeću transformatorsku stanicu TS Vilusi i obezbijediti njen priključak po principu ulaz/izlaz na dalekovod Nikšić – Bileća. Na taj način bi se razvezala sva kruta čvorišta u prenosnoj mreži Crne Gore i obezbijedilo sigurno i pouzdano napajanje šireg područja Vilusa.

Izgradnja TS 110/10 kV Nikšić 2 (Kličevo) sa priključnim dalekovodima 110 kV Nikšić – Kličevo i Kličevo-Brezna

Područje grada Nikšića se napaja električnom energijom iz TS 110/35 kV Nikšić koja je izgrađena 1956 godine. TS Nikšić je imala u početku transformaciju od tri monofazne jedinice po 10 MVA, kasnije proširena trofaznom jedinicom 31.5 MVA. Veoma brz porast potrošnje električne energije i snage, doveo je do toga da je u toku 2008.

godine postojeći trafo 31.5 MVA koji je bio lošijih karakteristika zamijenjen novim snage 63 MVA tako da je sada ukupna snaga transformacije 94 MVA (30+63) MVA. Pored toga, u zimskim režimima vršnog opterećenja u distributivnom području Nikšić nema dovoljno rezerve u transformaciji za napajanje užeg gradskog područja. Takođe, postojeća 110/35 kV TS Nikšić, kao najstarija transformatorska stanica u Crnoj Gori, zahtijeva rekonstrukciju pa samim tim i izgradnju još jedne napojne tačke grada Nikšića. Ovaj projekat je vrlo značajan i za priključenje VE Krnovo na prenosnu mrežu.

Izgradnja dalekovoda 110 kV Virpazar-Ulcinj

Ovo bi imalo pozitivan podsticaj za očekivani razvoj regiona i potencijalne investicije koje se očekuju u regionu Ulcinja (npr. novi kompleks hotela Velika plaža). Ovaj projekat je vrlo značajan i za priključenje VE Možura na prenosnu mrežu.

Izgradnja transformatorske stanice 400/110 kV, 2x300 MVA u Lastvi Grbaljskoj i povezivanje sa dalekovodom 400 kV Podgorica 2 - Trebinje po principu "ulaz-izlaz"

Prvenstveno za potrebe izgradnje interkonektivne veze (podmorski kabal 400 kV DC, 1000 MW) između Crne Gore i Italije predviđena je izgradnja TS 400/110 kV, 2x300 MVA Lastva Grbaljska koja će se spojiti po principu "ulaz-izlaz" na postojeći 400 kV dalekovod Trebinje – Podgorica 2, pri čemu bi bilo potrebno izgraditi dodatnih 2x35 km 400 kV dalekovoda od tačke ulaz/izlaz do TS 400/110 kV Lastva. Od nove TS 400/110 kV Lastva se očekuje da riješi probleme snabdijevajna potrošnje u primorskom dijelu EES Crne Gore, sa glavnom idejom da rastereti postojeću 110 kV mrežu kojom se napaja primorje iz sjevernog pravca (iz TS Podgorica 1 i TS Podgorica 2). Imajući u vidu da je 220 i 400 kV prenosna mreža Crne Gore relativno slabo opterećena, kao i to da se snaga uglavnom prenosi preko 110 kV mreže, koja tom prilikom dobija izuzetan prenosni značaj, izgradnja pomenute transformatorske stanice uveliko pomaže u boljem iskorišćenju 400 kV mreže, pa samim tim i bitnom smanjenju gubitaka u prenosnoj mreži. Pored navedenog, kao jednu od glavnih prednosti izgradnje TS 400/110 kV Lastva, potrebno je napomenuti da je ona dio šireg projekta priključenja pomorskog DC kabla ka Italiji.

Izgradnja dvosistemskog 110 kV dalekovoda Lastva – Kotor

U fazi povezivanja 110 kV mreže primorja sa TS 400/110 Lastva Grbaljska realizovalo bi se dvostrano napajanje TS Kotor izgradnjom dvosistemskog 110 kV voda. Dvosistemski vod bi išao do lokacije prije aerodroma i onda bi se jedan sistem povezao sa TS Kotor dok bi se drugi sistem eventualno u sljedećoj fazi razvoja 110 kV mreže primorja povezao sa TS Tivat. Na taj način bi se dodatno opteretila TS 400/110 kV Lastva i povećala bi se pouzdanost napajanja potrošača na području Kotora, poluostrva Luštica i Tivta.

Izgradnja TS 110/35 kV Žabljak sa priključnim dalekovodima 110 kV Žabljak - Pljevlja 1 i Žabljak - Brezna

Područje Žabljaka i Šavnika se trenutno napaja radijalno preko 35 kV dalekovoda Pljevlja – Žabljak izgrađenim kao dalekovod 110 kV sa užetom presjeka 150/25 mm². Za napajanje Žabljaka postoji i rezervni pravac napajanja iz Nikšića preko dugačkih 35 kV dalekovoda Nikšić-Brezna-Šavnik-Žabljak. Usljed dinamičnog razvoja tog područja kao zimskog turističkog centra potrebno je povećati kapacitet u transformaciji i obezbijediti sigurnije i pouzdanije napajanje Žabljaka izgradnjom TS 110/35 kV i njenim povezivanjem sa TS Pljevlja preko pomenutog dalekovoda koji trenutno radi na 35 kV naponskom nivou.

Izgradnja TS Brezna (I faza - transformacija 110/35 kV)

Izgradnjom TS 110/10 kV Nikšić 2 (Kličevo) dugoročno se rješava problem nedostatka kapaciteta u transformaciji u gradu Nikšiću. Sa druge strane, podizanjem transformatorske stanice Kličevo na 110 kV naponski nivo stiču se i uslovi za povezivanje TS Brezna preko postojećeg dalekovoda Kličevo – Brezna (AlFe 240/40 mm²) koji je unaprijed dimenzionisan za 110 kV naponski nivo.

Pored priključenja malih hidroelektrana u području Šavnika i Plužina, osnovna ideja izgradnje TS 110/35 Brezna i dovođenja 110 kV naponskog nivoa u ovaj region jeste i priključenje drugih proizvodnih objekata u blizini ove lokacije u jednu tačku u mreži (VE Krnovo 50-72 MW i HE Komarnica 168 MW). Na taj način bi se omogućilo da se u drugoj fazi projekta TS Brezna (koja predviđa izgradnju transformacije 400/110 kV) u slučaju podizanja snage VE Krnovo na 144 MW i izgradnje HE Komarnica značajna instalisana snaga iz ovih proizvodnih objekata evakuiše na 400 kV naponski nivo i tako spriječe pojave zagušenja na 110 kV pravcu HE Perućica – TS Podgorica 1.

Izgradnja dalekovoda 400 kV Pljevlja 2 – Lastva

Kao što je naprijed navedeno nepovoljne karakteristike prenosne mreže Crne Gore su paralelne 400 kV i 220 kV veze nejednakih prenosnih moći pa se ispadom pojedinih dionica 400 kV mreže u određenim pogonskim stajanjima preopterećuju pojedine dionice 220 kV mreže što može izazvati raspad sistema.

Izgradnja novog 400 kV dalekovoda TS Pljevlja 2 – TS Lastva Grbaljska omogućava zatvaranje 400 kV prstena unutar prenosne mreže Crne Gore (Lastva-Pljevlja-Ribarevine-Podgorica) što je čini sigurnijom i pouzdanijom i smanjuje uticaj susjednih sistema u slučajevima velikih sistemskih poremećaja.

Takođe, izgradnja ovog dalekovoda predstavlja osnovni preduslov za iskorišćenje punog kapaciteta od 1.000 MW podmorskog kabla između Crne Gore i Italije.

Izgradnja TS 110 kV/x kV Zeta (Golubovci) i dalekovoda 110 kV Podgorica 5 – Zeta (Golubovci); izgradnja dalekovoda 110 kV Virpazar - Zeta (Golubovci)

Dvostrano napajanje TS Golubovci realizovalo bi se izgradnjom 110 kV dalekovoda Virpazar – Golubovci čime bi se povećala pouzdanost i sigurnost napajanja potrošnje na području Zete.

Izgradnja dvostrukog dalekovoda 110 kV Podgorica 1 – Smokovac; izgradnja TS 110/X kV Smokovac, TS 110/X kV Autoput 1 i dalekovoda 110 kV Smokovac – Kolašin (Drijenak)

Na području Smokovca predviđena je izgradnja petlje autoputa Bar – Boljare i investitor je na ovoj lokaciji predvidio napojnu tačku za dionicu Smokovac – Mateševo. Pouzdano napajanje je veoma bitno zbog očekivanog velikog broja tunela na ovoj dionici.

Izgradnja TS 110/X Autoput 2 i njeno povezivanje na prenosnu mrežu na dalekovod 110 kV Andrijevića – Trebešića

Na području Mateševa investitor autoputa je predvidio izgradnju TS 110/X Autoput 2, kao druge napojne tačke za dionicu Smokovac – Mateševo.

Izgradnja TS Podgorica 6 i njeno povezivanje na prenosnu mrežu preko 110 kV kablova Podgorica 1 - Podgorica 6 i Podgorica 4 – Podgorica 6

Planom razvoja je predviđeno da se postojeća TS 35/10 kV Centar (3x8 MVA) proširi na 110 kV naponski nivo, radi rasterećenja postojeće transformacije 110/10 kV i 35/10 kV u Podgorici. TS 110/10 kV Podgorica 6 bi napajala gradski konzum do Moskovske ulice kao i diplomatsko naselje čija izgradnja je Gradskim urbanističkim planom predviđena duž obale Morače.

Izgradnja TS Brezna (II faza - transformacija 400/110 kV)

U slučaju zahtjeva za podizanjem instalisanog kapaciteta u VE Krnovo nakon 2020. godine na 144 MW, kao i eventualno u slučaju zahtjeva za priključenjem HE Komarnica potrebno je predvidjeti izgradnju nove 400/110 kV transformatorske stanice na lokaciji TS 110/35 kV Brezna. Izgradnjom ove transformatorske stanice koja bi se povezala na 400 kV dalekovod Lastva Grbaljska – Pljevlja po principu ulaz/izlaz omogućila bi se evakuacija snage od oko 200 MW bez HE Komarnica (mHE u području Šavnika i Plužina i VE Krnovo) ili oko 370 MW sa HE Komarnica.

Izgradnja TS 110/x kV Bijela i priključenje na dalekovod 110 kV Herceg Novi - Tivat

Trenutno se TS 35/10 kV Bijela snabdijeva iz 35 kV mreže preko vazdušnog voda 35 kV Cu 50 mm² Kumbor - Kamenari izgrađenog još 1957 godine, po sistemu ulaz-izlaz. Izgradnjom ove transformatorske stanice bi se rasteretila TS H.Novi i 35 kV mreža i povećala pouzdanost snabdijevanja.

Izgradnja vodova 110 kV Tivat – Radovići i TS 110/X Radovići

Obezbjedenje napajanja poluostrva Luštica predviđeno je da se ostvari izgradnjom TS 110/X Radovići i njenim povezivanjem sa prenosnom mrešom 110 kV.

10.3.2.2 Važnije rekonstrukcije prenosne mreže

Rekonstrukcija i revitalizacija dalekovoda

Ove rekonstrukcije se planiraju dijelom zbog starosti postojećih vodova, dijelom zbog planiranog priključenja novih izvora električne energije i novih značajnih potrošača, a u cilju proširenja prenosne moći vodova. Dinamika zamjene će se planirati i usklađivati sa dinamikom realizacije investicija vezanih za izgradnju novih velikih elektrana i potrošačkih centara.

Rekonstrukcije transformatorskih stanica

Planirane su određene rekonstrukcije transformatorskih stanica svih naponskih nivoa (400, 220 i 110 kV). Radi se o rekonstrukcijama vezanim za zamjenu energetskih transformatora, bilo da se radi o zamjeni radi starosti ili zamjeni zbog potrebe za povećanjem instalirane snage, zatim o rekonstrukcijama vezanim za primarnu i sekundarnu opremu i građevinski dio objekata. Prioriteti će se sagledavati kroz redovno ažuriranje planova razvoja, a zavisno od realizacije prethodnih planova i dinamike investicija vezanih za izgradnju novih proizvodnih i potrošačkih centara.

Razvoj sistema upravljanja

Sistem upravljanja predstavlja nerazdvojni dio prenosnog sistema, kojeg treba stalno razvijati i održavati u skladu sa zahtjevima vremena. U ovom periodu predviđena je realizacija niza projekata vezanih za zahtjeve ili preporuke ENTSO-e, a odnose se na nabavku kako novog hardvera, tako i softverskih rješenja u oblasti informacionih tehnologija i telekomunikacija.

10.3.2.3 Izgradnja interkonektivnih vodova

Pljevlja 2 – Višegrad i/ili Pljevlja 2 – B.Bašta

U ovom trenutku, na sjevernom dijelu Crne Gore, prema teritoriji BiH i Srbije ne postoji ni jedna 400 kV veza. Uzimajući u obzir ambiciozne planove razvoja proizvodnih kapaciteta u BiH i Srbiji, kao i projekat izgradnje podmorskog kabla od 1.000 MW između Crne Gore i Italije, još po jedna 400 kV veza između ova dva sistema sa sistemom Crne Gore bi bila od velike koristi u slučaju izvoza iz BiH, odnosno Srbije prema Italiji, i omogućila bi siguran i neometan tranzit električne energije.

Na osnovu urađenih analiza tokova snaga u varijantama bez i sa 400 kV vezama Višegrad – Pljevlja odnosno Pljevlja – B.Bašta, izvedeni su sljedeći zaključci koji potvrđuju opravdanost pojačavanja prenosnih kapaciteta iz pravca BiH i Srbije prema Crnoj Gori:

- Analize su pokazale da bez izgrađenosti jednog od predmetnih dalekovoda neće biti moguća isporuka 1.000 MW na DC kabl u svakom trenutku. Naime, nakon detaljnih analiza se došlo do zaključaka da postoje kritični režimi (izvoz iz pravca Srbije ili BiH) kod kojih nedostatak jednog od ova dva dalekovoda izaziva nesigurna stanja u prenosnoj mreži Crne Gore. Za punu iskorisćenost DC kabla 1.000 MW je dovoljna izgradnja jednog od ova dva dalekovoda, ali pod uslovom da se ne planira uvoz kompletne snage iz pravca susjednog TSO, prema kome se ne planira izgradnja predmetnog dalekovoda (ukoliko se pravi dalekovod prema BiH, neće biti moguć uvoz svih 1.000 MW iz pravca Srbije, odnosno ukoliko se napravi dalekovod prema Srbiji, neće biti moguć uvoz cjelokupne snage iz pravca BiH).
- Na osnovu planova razvoja susjednih TSO-a, izglednija je realizacija veze prema BiH iz razloga što u TS Višegrad već postoji 400 kV naponski nivo. U Srbiji će biti potrebna rekonstrukcija TS Bajina Bašta i njeno podizanje na 400 kV naponski nivo (studija izvodljivosti je završena).
- Za punu iskoristivost kabla će biti potrebna i izgradnja DV 400 kV TS Lastva Grbaljska – TS Pljevlja čije puštanje u pogon se očekuje krajem 2017. godine.

10.3.3 Smjernice razvoja prenosne mreže nakon 2020. godine

Izgradnja TS 110/x kV Tuzi i 110 kV dalekovoda Smokovac - Tuzi – Golubovci

Područje naselja Tuzi se trenutno napaja preko 35 kV dalekovoda (koji je dimenzionsan za rad na 110 kV naponskom nivou) koji je kruto vezan na 35 kV vod Podgorica 1- Kolašin. Prethodno realizovanim projektima izgradnje dvostrukog 110 kV dalekovoda iz TS Podgorica 1 prema TS Smokovac i razvezivanjem ove krute tačke stekli su se uslovi za eventualnu izgradnju TS 110/X na području Tuza i njeno povezivanje sa TS Podgorica 1. Imajući u vidu eventualni dinamičan rast potrošnje u ovom regionu potrebno je nakon 2020. godine predvidjeti izgradnju 110/X TS Tuzi kojom bi se povećali kapaciteti u transformaciji za napajanje ovog područja. Izgradnjom dalekovoda 110 kV 240/40 mm² od TS Tuzi do TS Zeta(Golubovci) dužine 8 km u prvoj fazi bi se omogućilo dvostrano napajanje TS 35/10 kV Tuzi. Na ovaj način otvara se mogućnost formiranja spoljnog 110 kV prstena, Podgorica 2 – Podgorica 5 – Zeta – Tuzi – Podgorica 1 koji će značajno rasteretiti dalekovod TS Podgorica 1 – TS Podgorica 3 koji je u svim analiziranim režimima visoko opterećen.

Napuštanje 220 kV naponskog nivoa

Za period nakon 2020. godine, potrebno je posebno izučiti posljedice eventualnog napuštanja 220 kV naponskog nivoa u prenosnoj mreži. U analizama je, između ostalog, neophodno uzeti u razmatranje i sljedeće činjenice:

- prosječna starost 220 kV dalekovoda i transformatora 220/110 kV će u 2025. godini iznositi 50 godina
- paralelan rad 400 i 220 kV mreže, koje povezuju praktično iste dijelove sistema, prouzrokuje ograničenja prilikom tranzita energije preko prenosne mreže Crne Gore smanjujući prekogranične prenosne kapacitete

- izvjesno podizanje 220 kV mreže u zapadnoj Srbiji na 400 kV naponski nivo
- planovi razvoja prenosne mreže BiH predviđaju izgradnju 400 kV postrojenja neposredno uz granicu sa Crnom Gorom (Buk Bijela)
- pouzdanost DV 220 kV Podgorica 1 – Pljevlja 2 je ograničena postojećim rješenjem, koje je u trenutku izrade bilo optimizovano za sasvim drugačije uslove eksploatacije, a zbog starosti objekta, troškovi održavanja će u narednom periodu konstantno rasti

Čitav projekat zahtijeva mnogo širu analizu, ali je potrebno naglasiti da mreža 220 kV na određen način gubi na značaju, posebno veza Podgorica - Pljevlja, kada se završi projekat TS 400/110 kV Lastva Grbaljska, projekat njenog uklapanja u 400 kV mrežu Crne Gore i izgrade vodovi za povezivanje EES Crne Gore sa EES Italije, BiH i/ili Srbije.

Vrijednost investicija

Prema studiji razvoja prenosnog sistema investicioni troškovi za period 2011-2020 su procjenjeni na 237,3 mil. EUR i za period do 2025. godine dodatnih 8,29 mil. EUR. Za potrebe Strategije, ukupni investicioni troškovi za period do 2030 su procjenjeni na **oko 245 mil. EUR**.¹²

10.3.4 Glavne preporuke Strategije

Glavne preporuke Strategije na području razvoja prenosne mreže električne energije su prikazane u Bloku 10.2.

Blok 10.2: Elektroenergetski sektor / prenos električne energije – glavne preporuke Strategije

- Povezati u prsten mreže naponskih nivoa 400 kV i 110 kV, pošto su mnogi dijelovi ovih mreža radijalni što bitno smanjuje pouzdanost mreže,
- Izgraditi podmorski 500 kV DC kabal prema Italiji sa konvertorskim postrojenjima i povezivanjem na 400 kV mreže Crne Gore i Italije,
- Postići dogovor sa BiH i/ili Srbijom u vezi planiranja i izgradnje novih elektroenergetskih interkonektivnih vodova za vezu sa tim zemljama i izgraditi odgovarajuće 400 kV dalekovode,
- Uraditi studiju opravdanosti prelaska sa 220 kV nivoa na 400 kV sa ciljem povećanja prenosne snage i sigurnosti prenosne mreže,
- Analiza stanja postojećih objekata prenosne mreže i izrada dokumentacije za njihovu rekonstrukciju,
- Rekonstruisati i modernizovati postojeće objekte prenosne mreže sa modernom opremom i digitalnom tehnologijom,
- Izgraditi nove dalekovode i transformatorske stanice prema Strategiji,
- Analiza o mogućnosti uključenja i rada mHE, VE i FN elektrana u EES u terminima kada će biti izgrađene,
- Izrada dokumentacije za rezervisanje trasa za izgradnju novih dalekovoda.

10.4 DISTRIBUCIJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

10.4.1 Postojeći kapaciteti za distribuciju električne energije¹³

Distributivni sistem je dio elektroenergetskog sistema koji služi za prenošenje električne energije od prenosne mreže, elektrana priključenih na distributivnu mrežu, do krajnjih kupaca i čini ga sistem vodova i postrojenja naponskih nivoa 35 kV, 10 kV i 0,4 kV.

Struktura i karakteristike objekata distributivne mreže ukazuju na to da je istorijski razvoj mreže zasnovan uglavnom na dva stepena transformacije 35/10 kV i 10/0,4 kV. U određenim područjima uglavnom rijetko naseljenim, zastupljena je i transformacija 35/0,4 kV, kao i manji dio transformacija 35/6 kV za potrebe industrije (vodovodna postrojenja i rudnici).

Treba istaći da razvoj distributivne mreže posljednjih godina nije u dovoljnoj mjeri usaglašen sa prostorno-planskim dokumentima, usljed čega elektrodistributivni sistem nije u stanju da adekvatno odgovori sve većim zahtjevima potrošnje, odnosno veoma intenzivnoj gradnji, posebno u Podgorici i primorskom dijelu Crne Gore, što nerijetko dovodi do negodovanja investitora.

¹² Izvor: Exergia/Mercados: "Investicioni plan razvoja CGES-a za 2011.-2020. godinu (sa osvrtom na 2025.)" (april 2011)

¹³ Izvor: RAE: Izvještaj o stanju energetskog sektora Crne Gore u 2010. godini (jun 2011. godine)

10.4.2 Razvoj sistema distribucije električne energije

Strategija preuzima i nadograđuje ciljeve razvoja distributivnog sistema koji su bili već definisani u aktuelnoj strategiji (SRE-2007), prije svega u adekvatnima proširenjima mreže u funkciji podrške porasta potrošnje, povećanju efikasnosti sistema i smanjenju gubitaka (kako tehničkih tako i komercijalnih) i poboljšanju kvaliteta isporuke (npr. smanjenje prekida isporuke). To su i osnovne funkcije distribucije te prema tome i najkritičnije kako za sam rad sistema, tako i za nacionalnu privredu.

Uz to, jedna od prvih aktivnosti u narednom periodu je, da se operator distributivnog sistema u saglasnosti sa ZoE veoma brzo pravno formalno i organizaciono razdvoji od tržišnih djelatnosti, kao što su proizvodnja i snabdijevanje.

Na nivou distribucije, osnovni problemi su i dalje proširenje mreže kako bi se zadovoljila sve veća potrošnja i smanjili gubici električne energije. Prema zvaničnim podacima iz elektroenergetskog bilansa zemlje za period 2005-2010, gubici naročito u distribuciji su još uvijek značajno iznad prihvatljivih međunarodnih standarda.

Razvoj distributivne mreže do 2030. godine, treba da je planiran na način, da dovede do povećanja sigurnosti snabdijevanja (obezbjeđenje dvostranog napajanja, posebno u najznačajnijim tačkama distributivne mreže) i smanjenja gubitaka (tehničkih i komercijalnih) električne energije do nivoa ispod 10%. Predviđena je gradnja novih 110/35 kV trafostanica, rekonstrukcija postojećih 110/35 kV trafostanica, proširenje trafostanica 35/10 (20) kV na 110/10 (20) kV i rekonstrukcija usmjerena na povećanje snage postojećih 35/10 kV trafostanica. Sa porastom potrošnje električne energije takva koncepcija distributivne mreže postepeno je postala neadekvatna, naročito u urbanim područjima sa većom gustinom opterećenja. Sprovedene analize i međunarodna iskustva ukazala su na potrebu uvođenja direktne transformacije 110/10 kV. U Crnoj Gori ovakva praksa je započeta 80-tih godina prošlog vijeka izgradnjom TS 110/10 kV Podgorica 3 i TS 110/10 kV Podgorica 4, a završena je i izgradnja TS 110/10 kV Podgorica 5.

Postoje i problemi u obezbjeđivanju standardnih uslova za realizaciju investicionih projekata: nekompletna projektna dokumentacija, nedostatak građevinskih dozvola ili kašnjenja po tom pitanju, nekompletni finansijski resursi. Brojni problemi se odnose na imovinska prava, što ima negativan uticaj na projekte rekonstrukcije, razvoja i gradnje distributivnog sistema.

Sve trafostanice će se kod rekonstrukcija i novogradnji pripremati na daljinsko upravljanje sa ugradnjom numeričkih sistema upravljanja, zaštite i mjerenja. Distributivna mreža će u budućnosti preći na daljinsko upravljanje iz modernog centra za upravljanje, koji je predviđen Strategijom.

Iako tempo implementacije planiranih projekata nije slijedio u potpunosti rokove predviđene u akcionom planu 2008-2012 (AP-2008), došlo je vrijeme, da se u razvojne planove distribucije u novoj Strategiji uključe i novi ciljevi, koji će slijediti moderne funkcije distribucije. Ne samo, da se uvedu dodatne aktivnosti na području postojećih ciljeva, koje se odnose, na primjer, na pitanje tretmana neutralne tačke, automatizacije srednje-naponske (SN) mreže i slično, nego je potrebno napraviti korak dalje. Investicije u razvoj novih djelatnosti, koje treba da pokriva moderna distribucija, u prošlom razdoblju AP-2008 bile su definisane više kao istraživanje mogućnosti i potreba za uvođenje istih. Ali već su započeti radovi na uvođenju numeričke tehnologije, pametnih sistema i koncepcije daljinskog upravljanja u distribuciji u posljednjim godinama, što je i preduslov za dalje korake. Neki od njih su već realizovani i već se mogu upotrebiti stečena iskustva.

Zbog globalnih strukturalnih promjena u privredi generalno, kao i u sektoru energetike, distribuciju čekaju isto tako sasvim novi izazovi i način na koji će ih savladati bitno će uticati i na razvoj nacionalne ekonomije.

Zbog toga treba da uz sadašnje ciljeve razvoja distribucije Crne Gore, Strategija uvodi i nove elemente razvoja distribucije, koji će da:

- stvore uslove za intenzivnije uvođenje distribuiranih postrojenja koja koriste OIE u distributivnu mrežu,
- daju podršku razvoju novih proizvoda na tržištu električne energije sa pametnim sistemima mjerenja,
- stvore uslove za uvođenje DSM sa modernim sistemima komunikacija i pametnog lokalnog i daljinskog upravljanja,
- daju podršku za izgradnju infrastrukture za uvođenje mjesta za punjenje baterija električnih vozila u drumskom saobraćaju.

10.4.3 Ključni investicioni prioriteti u distribuciji električne energije

Finansijski najintenzivniji dio investicija ostaju izgradnja i rekonstrukcija trafostanica i dalekovoda primarne (TS 110 kV/SN, 35 kV vodovi, TS 35/10 kV, TS 35/0,4 kV) i sekundarne mreže (10 kV vodovi, TS 10/0,4 kV i NN mreža).

Investicije se izvode zbog:

- prostornog praćenja potrošnje (novi potrošači na novim lokacijama) što traži nove TS i nove nadzemne vodove i kablovske vodove,
- povećanja potrošnja na postojećim lokacijama što traži pojačanje postojećih objekata ili izgradnju novih,
- zamjene stare i istrošene oprema, koja više ne omogućava sigurnost i traženi kvalitet napajanja potrošača ili čak predstavlja potencijalnu opasnost za potrošače i osoblje distributera (oprema je često stara 40 godina i više),
- rekonstrukcije objekata u svrhu priprema za daljinsko upravljanje mrežom i
- rekonstrukcije objekata u svrhu uvođenja numeričke tehnologije u zaštitu, upravljanje, mjerenja i komunikacije.

Projekti su podjeljeni u više grupa:

- završetak već započetih projekata (uglavnom u 2012. godini i neki još u 2013. godini) na primarnoj mreži, kao na primjer rekonstrukcija TS 110/10 kV Podgorica 3 i izgradnja TS 35/10 kV Škaljari,
- izgradnja novih objekata primarne mreže, kao na primjer TS 35/10 kV Velje Brdo i DV 35 kV TS 110 Podi – TS 35 /10 kV Igalo,
- rekonstrukcija objekata primarne mreže, kao na primjer TS 35/10 kV "Volođa" Radosavac – Pljevlja i DV 35 kV Cetinje – Čevo,
- izgradnja objekata sekundarne mreže, kao na primjer gradske TS 10/0,4 kV i DV 10 kV,
- rekonstrukcija objekata sekundarne mreže, kao na primjer STS 10/0,4 kV i DV NN.

Bitno je naglasiti da operator distributivnog sistema vrši planiranje razvoja mreže u saglasnosti sa ZoE za razdoblja do 10 godina unaprijed i da se ti planovi stalno inoviraju. Tako će se doći do sistemskih rješenja za probleme koji se pojavljuju u mreži što će dovesti do adekvatnije konfiguracije mreže i imati bitan uticaj na smanjenje tehničkih gubitaka. Uz to je nužno i prostorne planove usaglašavati sa mogućnostima razvoja distributivne mreže.

10.4.4 Razvoj koncepcije distributivne mreže

Pametna brojila i mjerna mjesta

Ulaganja u nova mjerna mjesta sa pametnim brojilima su se već u prošlim pilot projektima pokazala kao ekonomsko opravdana ulaganja. Sa pametnim brojilima i izmještanjem mjernih mjesta u velikoj mjeri rješavaju se problemi komercijalnih gubitaka. Time se investicije u mjernu infrastrukturu smatraju kao brzo isplative investicije.

Isto tako, podaci iz pametnih brojila se smatraju kao veoma dragocjeni ulazni podaci za bolje planiranje mreže. Budući da je smanjenje gubitaka u samom vrhu prioriteta razvoja distribucije, od strateškog je značaja i dalje intenzivno ulagati u mjernu infrastrukturu, kako u brojila tako i u mjerna mjesta.

Uz ulaganje u primarnu i sekundarnu mrežu, to predstavlja najveću investiciju u vrijednosti od preko 43 mil. EUR (izvor: plan EPCG FC Distribucija). Time bi i svi potrošači prešli na pametna brojila, koja bi pružala osnovu za dalji razvoj distribucije i njenih servisa za potrošače.

Uzemljenje neutralne tačke

Distributivna mreža u Crnoj Gori funkcioniše uglavnom izolovanom neutralnom tačkom, što važi za 35 kV kao i za 10 kV mrežu. Proširenjima mreža i pogotovo intenzivnijim kabliranjem, kapacitivne struje su prešle granice koje dozvoljavaju rad sa izolovanom neutralnom tačkom. Dodatni problem su prenaponi kao posljedica visokog izokerauničkog nivoa udara groma na području Crne Gore.

Na nekim djelovima prešlo se na uzemljenje neutralne tačke SN mreže preko malog otpora po uzoru iz drugih država nekadašnje Jugoslavije i neki projekti su još u toku (35 kV mreža Nikšića). Postoje određeni problemi kod pojedinih sistema tretmana neutralne tačke u smislu sadašnjih standarda kvaliteta (IEC 50160). Potrebno je uzeti u obzir iskustva stranih zemalja iz posljednjih 20 godina na tom području. Primjer toga je problem kratkotrajnih prekida napajanja potrošača zbog prolaznih kvarova kod uzemljene neutralne tačke, zbog čega se u zemljama u kojima preovladava ova vrsta sistema intenzivno razmišlja o promjeni ili dopunjenju sistema. Slično je kod kompenzovane mreže, gdje je prisutan problem viših harmonika zbog elektronskih potrošača, koji sprječava adekvatan rad sistema kompenzacije i prekida struje kvara. Slično tome, zemlje sa kompenzovanom SN mrežom su u potrazi za novim rješenjima.

Distribucija treba kao strateški cilj da reviduje analize i odluke oko načina uzemljenja/tretmana neutralne tačke imajući u vidu strana iskustva, savremena tehnička rješenja, moderne standarde traženog kvaliteta isporuke energije i specifične lokalne uslove, kao visok izokeraunični nivo (preko 40 kA), teške uslove uzemljenja, potrebu za paralelnim radom i prespajanjem u prelaznom periodu i ograničena investiciona sredstva. Potrebno je da se ispituju i druga tehnička rješenja, koja se uvode u svijetu (npr. zemljospojni prekidač sa poboljšanom koordinacijom izolacije).

To ne smije usporiti tempo rada na području tretmana neutralne tačke, pošto su često u mreži već sada neispunjeni kriterijumi za siguran i pouzdan rad mreže, što iziskuje hitne intervencije. Potrebne investicije u narednih par godina dostižu najmanje 3 mil. EUR (izvor: dopunjeni plan EPCG FC Distribucija – prilog za inovacije studije i analize).

Do 2016. godine potrebno je da se riješi problem u pogledu uzemljenja 35 kV mreže, kod kojih su prekoračeni dozvoljeni parametri za rad sa izolovanom neutralnom tačkom, a do 2020. godine i svi dijelovi sa prekoračenim dozvoljenim parametrima u 10 kV mreži, čiji je trošak procenjen oko 10 mil. EUR.

Pouzdanost snabdijevanja, automatizacija mreže i kvalitet napajanja

Gustoća naseljenosti u Crnoj Gori je, osim u primorju i većim gradovima kao Podgorica i Nikšić, mnogo manja, nego u zapadnim evropskim zemljama, koje često služe kao referenca za analize. Temu slijedi i potrošnja i zbog toga ne možemo planirati ni u budućnosti da će se dužina SN mreže smanjiti. Zbog ekonomije rasklopnih postrojenja (snaga transformacije i druge opreme) uvek će u Crnoj Gori postojati sorazmjerno dugi SN dalekovodi, što znači i više kvarova po izvodu.

Moderni standardi kvaliteta snabdijevanja potrošača električnom energijom traže manji broj i kraće vrijeme prekida snabdijevanja, što će u tom slučaju tražiti zahvate na SN mreži u smislu uvođenja novih rješenja poput automatizacije SN mreže, poluizolovanih ili izolovanih vodiča i slično. Instalacija novih vodiča na problematičnim djelovima trase dalekovoda u velikoj mjeri smanjuje broj kvarova (čak i do 80%), a automatizacija distribucije sa daljinski upravljanim rastavljačima omogućava brzu rekonfiguraciju mreže, izolaciju kvara i napajanje zdravog dijela izvoda.

Distribucija će u narednih 5 godina razviti koncept automatizacije SN mreže, na taj način može se veoma efikasno sa relativno malim ulaganjima poboljšati napajanje potrošača u ruralnom području. Uslijediće implementacija za koju će biti potrebno izdvojiti cca 1,2 mil. EUR godišnje prema situaciji u mreži i stranim iskustvima (Slovenija, Hrvatska).

Uz samu automatizaciju mreže, parametri kvaliteta će se poboljšavati i putem kompenzacije reaktivne snage što utiče na naponske prilike kao i na gubitke. Investicije na nivou 0,1 mil. EUR godišnje (izvor: plan EPCG FC Distribucija).

SCADA i sistem upravljanja distribucije

Sa modernizacijom TS, stvara se uslov za dalju racionalizaciju rada distributivnih mreža, koja je bazirana na daljinskom upravljanju TS i mreže. Kako se već godinama sistematično sve rekonstrukcije i izgradnje novih objekata rade na način da objekti budu spremni za daljinsko upravljanje, distribucija pristupa u narednih 5 godina izgradnji centra za upravljanje.

Do 2016. godine planirana je izgradnja modernog distributivnog centra za upravljanje. Do 2020. godine, sve distributivne TS i mreža 35 i 10 kV bi bile uključene u centar za upravljanje. Centar će u prvoj fazi imati funkcionalnost SCADA-e, koja će se do 2016. godine dopuniti i setom funkcija upravljanja distribucijom (*Distribution Management System*), geografskim informacionim sistemom (*Geographic Information System*), funkcijama za upravljanje resursima (*Asset Management*) i setom funkcija pripreme za radove (*Work Permits/Instructions and Crew Management*). Naravno potrebno je izgraditi i prateće komunikacione sisteme.

Na osnovu iskustava u inostranstvu, potrebna ulaganja u narednih 5 godina su procenjena na oko 5 mil. EUR.

10.4.5 Novi elementi razvoja distributivne mreže

Strategija predviđa uvođenje novih elemenata koji su navedeni u nastavku tog poglavlja.

Razvoj 'pametne mreže'

Termin "pametna mreža" se odnosi na informaciono-komunikacionu tehnologiju (*Information Communication Technology*), koja se ugrađuje u distributivni sistem. Za razvoj distributivnog sistema u cilju postizanja stepena 'pametne mreže' potrebne su značajne investicije koje će prouzrokovati velike dodatne troškove, i to u fazi investicije kao i u toku korišćenja - amortizacija i održavanje čime će opteretiti cijene korišćenja sistema i time cijene električne energije.

Pošto je samo zbog "inteligencije" novog sistema neprihvatljivo povećavati cijenu energije, treba definisati konkretne funkcije "pametne mreže" kroz koje će se trošak ulaganja vratiti. Za Crnu Goru potrebno je dodatno razmotriti još sljedeće funkcije:

- **Podrška uvođenju OIE**

Sam sistem 'pametne mreže' će dugoročno omogućiti priključivanje brojnih distribuiranih proizvođača električne energije iz OIE na različitim lokacijama i proizvodnih kapaciteta različitih kapaciteta i proizvodnih karakteristika, a da se pri tome ne ide na štetu pouzdanosti i stabilnosti rada cjelokupnog distributivnog sistema.

- **Pametna brojila i plasiranje novih proizvoda na tržište električne energije**

Pametna brojila sa sistemom daljinske komunikacije sa mjernim centrom su bitna za uvođenje novih inovativnih proizvoda na tržištu električne energije.

- **Dodatne funkcije i servisi za potrošače**

Sam informacioni sistem koji je jezgro 'pametnih mreža' nudi dodatne mogućnosti za nove funkcije, kao na primjer, daljinski nadzor objekata, tehničko obezbjeđenje objekata i alarmiranje, automatizacija kuće/stana (*Home Automation*), izvođenje mjerenja i obračuna za drugu infrastrukturu (voda, gas, daljinsko grijanje), upravljanja mikroproizvodnje kod potrošača (*Prosumer – Producer Consumer*) u smislu sistemskih usluga i slično.

Potrebna je cjelokupna tehnička i ekonomska procjena na nivou države koja sadrži analizu ukupnih troškova i koristi koje prouzrokuje uvođenje 'pametne mreže' prema različitim scenarijima, različitom dinamikom i načinima izgradnje sistema. Troškovi ovih analiza kreću se prema procjeni oko 0,9 mil. EUR.

DSM

Upravljanje na strani potražnje udružuje sve aspekte uticanja na potrošnju električne energije iz sistema. Područje DSM pokriva veoma širok spektar mjera, da se potrošnja energije prilagođava potrebama sistema, što obuhvata mjere od uticaja na energetska efikasnost, preko smanjenja potrošnje energije i upravljanje opterećenjem (*Load Management - LM*). Mjere su međusobno povezane, ali se ipak mogu obrađivati odvojeno. U kontekstu strategije distribucije obrađuju se samo mjere LM, koje utiču na potrošnju električne energije u smislu vremenskog prilagođavanja potrošnje potrebama sistema.

Osnovni uslov za uvođenje mjera upravljanja potrošnjom je sposobnost potrošnje da se odgovori na mjere (*Demand Response*) koje uvodi operator distributivnog sistema.

Kod pripreme regulative je potrebno posebno uvažiti (i) nivo do kojeg je distribucija uspostavila sisteme mjerenja energije (i snage) i mogućnost upravljanja mreže adekvatnom infrastrukturom, i (ii) stanje ljudskih resursa i znanja za izvođenje mjera DSM.

U prvoj fazi analiza i stvaranja regulatornog okvira, uvođenje DSM bi zahtjevalo investiciju u iznosu od 0,12 mil. EUR u prve 3 godine. Dalje se mjere trebaju finansirati iz smanjenja troškova sistema. Visina tih investicija zavisice od odluka donošenih na osnovu analiza za prve tri godine.

Podrška korišćenju OIE u sektoru transporta

Povećanje učešća OIE u sektoru transporta može se postići takođe upotrebom električne energije. Grupu vozila na električni pogon sačinjavaju uglavnom privatna vozila i manje specijalna vozila ili u izuzetnim slučajevima autobusi. Očekuje se da će u narednih 5 godina njihovo učešće u EU porasti i za to EU predviđa i podsticaje. To će se odraziti i na Energetska zajednicu pa je potrebno pripremiti strategiju uvođenja i podrške električnim vozilima.

Za sada u EU i šire nije usvojen jedinstveni koncept sistema punjenja baterija u vozilima, pitanja njihovog vlasništva, upotrebljavanja baterija vozila priključenih u mrežu za potrebe skladištenja energije (*Vehicle To Grid*) i tako dalje.

Troškovi analiza i praćenja situacije za prvih 5 godina su procjenjeni na 0,5 mil. EUR. Dalje odluke zavise od rezultata tih analiza.

10.4.6 Optimizacija operativnih troškova i zaposlenost

Regulator mora da vrši pritisak na operativne troškove distribucije, dakle na troškove rada i održavanja sistema, vodeći računa o kvalitetu usluga, kako bi se postiglo uvećavanje efikasnosti distribucije na tom području.

Primjeri uspješnih operatora distributivnih sistema u EU ukazuju na to, da distribucija i sama sprovodi komparativne analize troškova, primenjuje planirano postepeno poboljšanje efikasnosti, npr. primjenom metode efikasnosti po stopi rasta sektorske efikasnosti (*frontier shift*) i vrši optimizaciju troškova.

Promjena tehnologije i organizacione strukture zahtjeva promjenu djela zaposlenih, što bi imalo smisla da se obavi postepeno i da bude usaglašeno sa potrebama novog radnog procesa. To neminovno dovodi do problema viška radne snage koji je još više pogoršan zbog načina zapošljavanja i obrazovanja u prošlosti. Problem viška radne snage je veći nego što izgleda na prvi pogled, iskustva iz zemalja gdje su sisteme promjenili prije više godina pokazuju npr. smanjenje broja zaposlenih za 10% odnosno između 25% i 30% zaposlenih ostaje bez posla a 15% do 20% osoba sa drugačijim kvalifikacijama se zapošljava. Potrebno je pronaći rješenje koje će biti primjereno za obe strane, odnosno da ima dovoljno ljudi sa potrebnim novim kvalifikacijama i znanjem i da se riješi problem suficita radne snage. Iskustvo pokazuje i to da se prekvalifikacijom radne snage može samo malo ublažiti situacija, npr. od procenta onih koji ostaju bez posla prekvalifikacijama može da se sačuva možda do 10% radnih mjesta a svi ostali se smatraju kao nepodobni za zapošljavanje.

Ako se u nacrtu Biznis plana EPCG za distribuciju (novembar 2011.) predviđa oko 145 mil. EUR za razdoblje do 2016. godine i ako bi se takva dinamika nastavila, onda bi plan do 2021. godine zahtjevao 290 mil. EUR a cjelokupno razdoblje do 2030. godine oko **550 mil. EUR**.¹⁴ Tu dolaze još novi elementi razvoja distributivne mreže (Pogl. 10.4.5) gde za sada nema jasne procjene ulaganja, ali za analize, studije i procjene za prvih 5 godina to bi bilo dodatno oko 3 mil. EUR.

10.4.7 Glavne preporuke Strategije

Glavne preporuke Strategije na području razvoja distributivne mreže električne energije su prikazane u Bloku 10.3.

Blok 10.3: Elektroenergetski sektor / distribucija električne energije – glavne preporuke Strategije

- Završiti projekat prelaska na pametna brojila i izdvojena mjerna mjesta i time smanjiti komercijalne gubitke,
- Uspostaviti sistem daljinskog upravljanja distribucije i uključiti u njega sve objekte (trafostanice 110 kV/SN, 35/10 kV i samu SN mrežu),
- Poboljšati planiranje izgradnje mreže, rekonstruisati postojeće i izgraditi nove objekte distributivne mreže, riješiti problematiku tretmana neutralne tačke i time povećati pouzdanost napajanja potrošača i smanjiti tehničke gubitke,
- FC Distribucija EPCG AD treba da što prije pristupi izradi analize novih potreba i studija izvodljivosti i započeti prema ovim potrebama uvođenje novih tehnoloških rješenja u distribuciju („pametne mreže“, automatizacija SN mreže, DSM...),
- Uraditi studije na osnovu kojih će se raditi i ažurirati razvojni planovi distributivne mreže,
- Analiza o mogućnosti uključenja i rada mHE, VE i FN elektrana u EES u terminima kada će biti izgrađene.

10.5 PRAVNO-REGULATORNI RAZVOJ

Zakonom o energetici je transponovana Direktiva 2003/54/EC o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije i Direktiva 2005/89/EC o mjerama za obezbjeđenje sigurnosti snabdijevanja električnom energijom i investiranju u infrastrukturu u zakonodavstvo Crne Gore (tzv. Drugi paket zakonodavstva).

Odlukom Savjeta ministara Energetske zajednice iz oktobra 2011. godine, stekla se pravna osnova i obaveza za implementaciju tzv. Trećeg paketa zakonodavstva za unutrašnje tržište energije (EU), time je Direktiva 2009/72/EC o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište gasa koja zamjenjuje Direktivu 2003/54/EC, i uredba (EC) br. 714/2009 postala obaveza Crne Gore, ali sa određenim prilagođenjima i dužim terminskim planom implementacije – konačni rok do 1. januara 2015. godine.

Strategijom se predviđa da će Crna Gora ažurirati ZoE sa ciljem usklađivanja sa Trećim paketom u oblasti električne energije i pripremiti i usvojiti sva potrebna podzakonska akta u oblasti električne energije najkasnije do 1.1.2015. godine i sa time pravovremeno omogućiti uslove za ubrzan razvoj regulisanog tržišta električne energije u Crnoj Gori.

¹⁴ U poređenju sa grubom procjenom iz SRE-2007, distribuciji bi trebalo oko 490 mil. EUR za razdoblje 2007-2025 (takođe 19 godina).

10.5.1 Glavne preporuke Strategije

Glavne preporuke Strategije na području pravno-regulatornog razvoja su prikazane u Bloku 10.4.

Blok 10.4: Elektroenergetski sektor / pravno-regulatorni razvoj – glavne preporuke Strategije

- Ažurirati ZoE i podzakonske akte u skladu sa obavezama prema Energetskoj zajednici,
- Pratiti postojeću regulativu i predlagati njenu izmjenu u cilju omogućavanja zahtjevane sigurnosti snabdijevanja.
- Jačati stručne kapacitete regulatornih tijela i javnih službi.
- Graditi administrativni i pravni okvir da regulatorna tijela nezavisno odlučuju u okvirima zakona.

11. RAZVOJ SEKTORA DALJINSKOG GRIJANJA

11.1 PREGLED STANJA I PLAN RAZVOJA DALJINSKOG GRIJANJA U BUDUĆNOSTI

Zakon o energetici predviđa da se radi godišnji bilans toplote za daljinsko grijanje i/ili hlađenje i industrijsku upotrebu sa kojim se utvrđuju: (i) procjena potrošnje, (ii) mogućnosti proizvodnje, (iii) potrebno održavanje objekata i ocjena potrebnih novih kapaciteta i (iv) druga pitanja od značaja za funkcionisanje sistema toplote za daljinsko grijanje i/ili hlađenje i industrijsku upotrebu.

Daljinsko grijanje ili daljinsko hlađenje je distribucija toplotne energije u obliku pare, tople vode ili rashladnog fluida iz centralnog izvora kroz sistem za više zgrada ili postrojenja, u svrhu grijanja ili hlađenja prostora ili procesa (ZoE).

Centralni izvor može predstavljati postrojenje (kotlarnica, kogeneracija ili bilo koje drugo postrojenje za proizvodnju toplote za daljinsko grijanje i/ili hlađenje) koja se fizički nalazi u sektoru „transformacija“ (javni objekti) ili kod potrošača u finalnoj potrošnji a koji proizvode višak toplote za tržište („samoproizvođači“). Do krajnjih potrošača – kupaca toplote, toplota se distribuira preko sistema za distribuciju pomenutih oblika toplote (parovodi, toplovodi i dr.).

Postojeće stanje

Daljinsko grijanje u Crnoj Gori postoji u veoma ograničenom obimu, nije razvijeno niti je u dovoljnoj mjeri istraženo, uprkos činjenici da su klimatski uslovi i raspoloživost primjernih energenata za korišćenje u te svrhe (npr. biomasa) u planinskim predjelima povoljni za ovu vrstu rješenja.

Prema raspoloživim informacijama, danas postoje i rade samo dvije kotlarnice manjeg značaja u Pljevljima (Javno preduzeće Grijanje i Sportski centar Ada) koje proizvode toplotu za daljinsko grijanje.

Bilans za prošlost

Zavod za statistiku Crne Gore (MONSTAT) i ministarstvo nadležno za energetiku ne raspolažu sa zvaničnim energetske bilansom na području toplote iz daljinskog grijanja.

Postojeći energetske bilansi za period prije 2005. godine ukazuju na značajniji obim proizvodnje i korišćenja toplote za daljinsko grijanje, ali ostaje pitanje da li se može taj cijeli iznos kategorizovati kao daljinska toplota jer su podaci na tom području generalno nepouzdati. Toplota za daljinsko grijanje u tom periodu je bila proizvedena u javnim kotlarnicama i kotlarnicama samoproizvođača, koji su svoje viškove prodavali na tržišta i koje su kao gorivo koristile ugalj i ulje za loženje.

Bilans za budućnost

Strategija predviđa razvoj daljinskog grijanja u Crnoj Gori na osnovu biomase. Kao što je već pomenuto, daljinsko grijanje je u Crnoj Gori aktuelna tema i prema iskustvima država sa sličnim klimatskim uslovima može biti isplativo na sjeveru države, gdje postoje dovoljne količine biomase za takva postrojenja. Naravno, uslovi nabavke biomase i postojanje i lokacija potrebnog toplotnog konzuma može značajno uticati na ekonomičnost projekta.

Toplifkacija grada Pljevlja

Opština Pljevlja, zbog značajnih ekoloških problema sa aktuelnim grijanjem na bazi uglja i sistema grijanja sa jedne tačke (oko 5.000 individualnih ložišta u gradu i 40 u stambenim blokovima), već je počela sa pripremnim aktivnostima za projekat daljinskog grijanja na biomasu sa instalisanim termo kapacitetom od približno 18 MW_{th} na drveni ostatak. Strategija predviđa realizaciju tog projekta do 2015. godine sa indikativnim troškom oko 7,2 mil. EUR¹⁵. Ali taj sistem će u početnoj fazi snabdijevati samo oko 20% stanovnika grada Pljevalja. Prema AF studiji¹⁶, toplotne potrebe grada Pljevalja u 2025. godini su procjenjene na 147,5 MW_{th}, od kojih bi oko 100 MW_{th} moglo biti priključeno na sistem daljinskog grijanja, ali prema procjenama studije, realnije bi bilo oko 50-70

¹⁵Procjena Obradivača: 400 EUR/kW_{th}

¹⁶AF-Consult AB u saradnji sa Oikos: Projekt daljinskog grijanja u Pljevljima, studija izvodljivosti – konačni izvještaj (2011)

MW_{th}. Dinamika uvođenja novih proizvodnih kapaciteta u kotlarnicama značajno zavisi od mogućnosti i dinamike proširenja mreže daljinskog grijanja i priključenja novih potrošača. Stoga bi se projekat razvoja sistema daljinskog grijanja u Pljevljima razvijao postepeno i trajao oko 20-25 godina. Očigledno je varijanta sa postojećim kotlovima na biomasu u postrojenju drvne industrije Vektre-Jakić i uvođenje dodatnog novog kapaciteta samo djelimično i prelazno rješenje za narednih 5-10 godina, dok je dugoročno rješenje kogeneracija u planiranom drugom bloku TE Pljevlja. U tom slučaju bi tada već stari kotlovi na biomasu predstavljali rezervu u sistemu u slučaju isključenja TE Pljevlja II i/ili kao dodatni kapacitet u slučaju vršnog opterećenja.

Kotlarnica na biomasu je sastavni dio Strategije i sa time EB toplote za daljinsko grijanje. Dodatno snabdijevanje grada Pljevlja daljinskom toplotom iz TE Pljevlja II poslije ulaska te elektrane u EES u 2022. godine za sada nije uzeto u obzir u EB daljinskog grijanja i električne energije jer zavisi od više elemenata, rezultata studije opravdanosti izgradnje drugog bloka¹⁷ i konačne odluke investitora u TE Pljevlju II kao i lokalne zajednice koja bi trebala sopstvenim finansijskim sredstvima (oko 20 mil. EUR, izvor: AP-2008) prethodno potpuno završiti distributivni sistem za daljinsko grijanje za veći dio grada Pljevalja (oko 70% stanovnika snabdijevano daljinskim grijanjem). Oduzimanje toplote na TE Pljevlja II (oko 70 MW_{th}) bi smanjilo raspoloživu električnu snagu bloka za oko 15 MW i sa time smanjilo proizvodnju električne energije za tržište najviše u zimskim mjesecima kada su cijene najviše. Takođe, uvođenje kogeneracije bi moglo negativno uticati na ulogu TE Pljevlja II u pružanju sistemskih usluga EES. Stoga će biti potrebni pregovori između svih učesnika oko modela kompenzacije dodatnih investicionih troškova kogeneracije i smanjenja prihoda od prodaje električne energije i sistemskih usluga investitora na jednoj strani i prihoda od prodaje toplote za daljinsko grijanje na drugoj strani, koje je takođe blisko povezano sa tarifom za daljinsko grijanje (u nadležnosti lokalnih vlasti).

U skladu sa odlukom o izgradnji i radu TE Pljevlja II kao postrojenju za kogeneraciju potrebno je ažurirati EB za električnu energiju i daljinsko grijanje u Strategiji u skladu sa dogovorenim režimom rada bloka. Strategija podržava kogeneraciju u TE Pljevlja II.

Drugi gradovi

Pored Pljevalja, druge opštine, kao što su opština Berane i opština Kolašin, su iskazale slična interesovanja za korišćenje biomase, a prema prirodnom bogatstvu biomasom postoje slične mogućnosti i za opštine Žabljak, Plužine i ostale na sjeveru države. U drugim gradovima kao što su Nikšić, Cetinje, Bijelo Polje, Podgorica, potrebno je analizirati toplotni konzum i mogućnosti proizvodnje toplote na lokalnom mikro-nivou, uzimajući u obzir korišćenje otpadne toplote iz industrijskih procesa i sl.

Strategija predviđa izgradnju termo kapaciteta od oko 12 MW_{th} u drugim opštinama sa indikativnim troškom od 4,7 mil. EUR.

Prema rezultatima predviđanja potrošnje finalne energije – Referentni scenario, od 2015. godine daljinsko grijanje je modelirano isključivo na osnovu biomase (peleti, briketi i dr.) a to će predstavljati 3% svih domaćinstava, dok u 2030. godini to iznosi 5% domaćinstava. U sektoru usluga to je 4% svih toplotnih potreba. Peleti za pokrivanje toplotnih potreba daljinskog grijanja se prikazuje u energetske bilansima na strani „transformacija“, i nije iskazana u potrošnji finalne energije.

Strategija predviđa korišćenje peleta, briketa i ostalih proizvoda iz biomase u javnim kogeneracijama i kotlarnicama kao takođe kod samoproizvođača koji proizvode energiju za vlastite potrebe a viškove predaju tržištu (sektor transformacija) za potrebe proizvodnje toplote za daljinsko grijanje.

11.2 INSTITUCIONALNI OKVIR ZA RAZVOJ SEKTORA DALJINSKOG GRIJANJA

Zakon o energetici daje pravnu osnovu za obavljanje djelatnosti u oblasti toplote što podrazumijeva toplotu za (i) daljinsko grijanje i/ili hlađenje i (ii) industrijsku upotrebu.

Proizvodnja toplote za daljinsko grijanje

Proizvodnja toplote je za svrhe snabdijevanja krajnjih kupaca toplotom. Prema ZoE proizvođač toplote dužan je da pri izboru tehnologije za proizvodnju toplote prednost daje tehnologijama koje u potpunosti ili djelimično koriste obnovljive izvore energije ili visokoefikasnu kogeneraciju.

Uloga organa lokalne uprave

Zakonom o energetici posebni zadaci i odgovornosti bile su date organima lokalne uprave, koji:

¹⁷Studija opravdanosti izgradnje TE Pljevlja II završena krajem 2012. godine (naručilac: EPCG, izvođač: Esotech)

- pripremaju godišnji bilans potrebnih količina proizvedene i isporučene toplote na osnovu potreba krajnjih kupaca;
- vode registar proizvođača toplote, koji sadrži tehničke podatke, podatke o lokaciji postrojenja i načinu upravljanja postrojenjima;
- pripremaju propis koji utvrđuje šire uslove rada, prava i obaveza proizvođača i kupaca, tarifne sisteme, daje saglasnot na cijene toplote i druge uslove sa ciljem obezbjeđenja sigurnosti snabdijevanja kupaca toplotom. Istim propisom, organ lokalne uprave, pri izboru rješenja za toplotu, dužan je dati prednost rješenjima koja predviđaju proizvodnju toplote u postrojenjima koja koriste obnovljive izvore energije i kogeneraciju.

Distribucija toplote i snabdijevanje

Zakonom se takođe određuje potreba za osnivanjem Distributera toplote koji upravlja distributivnim sistemom za toplotu i snabdijeva toplotom tarifne kupce pod uslovima utvrđenim zakonom i propisima koje donosi nadležni organ jedinice lokalne uprave.

Distributer toplote je dužan da vrši distribuciju toplote svim kupcima toplote prema zakonu i propisima, da izradi plan razvoja, da omogući priključak novih postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije ili visokoefikasnu kogeneraciju i donese pravila o radu distributivnog sistema, uz saglasnost nadležnog organa jedinice lokalne uprave.

Distributer toplote dužan je da objavi opšte uslove za snabdijevanje toplotom i tarifni sistem za snabdijevanje toplotom.

Promovisanje korišćenja obnovljivih izvora energije za proizvodnju toplote i visokoefikasne kogeneracije je stoga predviđeno zakonom, a Strategija takvo opredjeljenje potpuno preuzima.

11.3 KOGENERACIJA I VISOKOEFIKASNA KOGENERACIJA

U tehnološkom smislu, osim u kotlovnica toplota za daljinsko grijanje se može proizvesti i u kogeneraciji. Kogeneracija je istovremena proizvodnja toplote za daljinsko grijanje i/ili hlađenje i električne energije ili toplote za daljinsko grijanje i/ili hlađenje i mehaničke energije u jedinstvenom procesu.

Visokoefikasna kogeneracija

Visokoefikasna kogeneracija podrazumijeva kogeneraciju koja se zasniva na potrošnji korisne toplote i uštedi primarne energije. Postrojenje visokoefikasne kogeneracije do 10 MW_e ima pravo da stekne status „povlašćenog proizvođača“ električne energije i sa time dostup do podsticajnih cijena otkupa električne energije (*feed-in* tarifa), pod uslovom da je u skladu sa Programom razvoja i korišćenja visokoefikasne kogeneracije.

Direktiva 2004/8/EC o promociji kogeneracije bazirane na korisnim toplotnim potrebama na unutrašnjem tržištu energije nije obuhvaćena Sporazumom o formiranju Energetske zajednice. Uprkos tome, visokoefikasna kogeneracija je predviđena ZoE i podzakonskim aktima.

Prema ZoE, razvoj i korišćenje visokoefikasne kogeneracije utvrđuje se Programom razvoja i korišćenja visokoefikasne kogeneracije, koji donosi Vlada na period od 10 godina.

U uslovima pravne neizvjesnosti u EU, gdje Crne Gora nema međunarodnih pravnih obaveza u okviru Energetske zajednice po tom pitanju i niskog stepena istraživanja na području visokoefikasne kogeneracije u Crnoj Gori, Strategija osim principijelne podrške ne prepoznaje područja visokoefikasne kogeneracije u kvantitativnom smislu, nego se fokusira samo na klasični oblik kogeneracije.

Kogeneracija na nivou finalne potrošnje

Prema Strategiji, do 2030. godine će se 20% toplote za paru i vrelu vodu u prerađivačkoj industriji proizvoditi kogeneracijom. Od tih kogeneracija 20% će biti na biomasu. To je u finalnoj potrošnji peleta u prerađivačkoj industriji u 2030. godini 0,21 PJ, koji proizvode 0,15 PJ toplote i 8,1 GWh električne energije. Ta potrošnja peleta je već uključena u finalnoj potrošnji, kao i proizvedena električna energija koja sa time smanjuje potrebe za električnom energijom iz javne mreže.

11.4 GLAVNE PREPORUKE STRATEGIJE

Glavne preporuke Strategije na području razvoja sektora daljinskog grijanja su prikazane u Bloku 11.1.

Blok 11.1: Sektor daljinskog grijanja – glavne preporuke Strategije

DALJINSKO GRIJANJE I TOPLIFIKACIJA GRADOVA	<ul style="list-style-type: none"> • Izraditi studije uvođenja sistema daljinskog grijanja u lokalnim zajednicama u opštinama na sjeveru Crne Gore (Kolašin, Berane, Žabljak i Plužine), kao i u drugim gradovima Crne Gore (Nikšić, Bijelo Polje, Cetinje, Podgorica) za korišćenje biomase ili otpadne toplote iz industrijskih procesa i projekte realizovati ukoliko studije pokazuju njihovu opravdanost, • Realizovati sistem daljinskog grijanja na osnovu biomase za grad Pljevlja (snabdijevano oko 20% stanovnika), • Izraditi studiju toplifikacije grada Pljevlja (snabdivanje oko 70% stanovnika) i realizovati sistem toplifikacije Pljevalja u slučaju izgradnje TE Pljevlja II koristeći kogeneraciju tog bloka.
KOGENERACIJA I VISOKOEFIKASNA KOGENERACIJA	<ul style="list-style-type: none"> • Izraditi dodatne procjene raspoloživosti resursa za uvođenje industrijskih i malih postrojenja za kogeneraciju i visokoefikasnu kogeneraciju u Crnoj Gori i studije izvodljivosti u lokalnim uslovima u cilju određivanja ekonomskog potencijala korišćenja kogeneracije i visokoefikasnih kogeneracija u konkretnim projektima, * • Izraditi i usvojiti Program razvoja i korišćenja visokoefikasne kogeneracije * • Pratiti razvoj zakonodavnog i regulatornog okvira u EU i pravovremeno transponovati obaveze Crne Gore prema Energetskoj zajednici u zakonodavstvo i regulativu po pitanju kogeneracije i visokoefikasne kogeneracije.
LOKALNA UPRAVA	<ul style="list-style-type: none"> • Jačati kapacitet na lokalnom nivou kako bi se ojačalo promovisanje sektora daljinskog grijanja i ojačao institucionalni okvir potreban za realizaciju Strategije u tom sektoru, a takođe priprema opštinskih koncepata razvoja energetike u skladu sa ZoE.

* Sredstva nisu predviđena Strategijom. Bit će definisana Akcionim planom.

12. ENERGETSKA EFIKASNOST

Opšti cilj Strategije u pogledu energetske efikasnosti (EE) je poboljšanje EE i smanjenje energetske intenziteta u svim sektorima, od proizvodnje do finalne potrošnje energije, kroz jačanje zakonodavnog, regulatornog i institucionalnog okvira i njegovo usklađivanje sa odredbama Sporazuma o formiranju energetske zajednice (EnCT) i kroz implementaciju ciljnih politika, aktivnosti i projekata tehnološkog unapređenja koji su, na odgovarajući način, podržani uvođenjem finansijskih i drugih podsticaja.

12.1 STRATEGIJA ENERGETSKE EFIKASNOSTI U POGLEDU FINALNE POTROŠNJE ENERGIJE

Energetska efikasnost predstavlja jedan od prioriteta nove energetske politike (EP-2011) u Crnoj Gori i šire, u regionu Jugoistočne Evrope i u EU. EE nastavlja da dobija na značaju u ambijentu koji karakterišu i) velika uvozna zavisnost ii) visoke cijene energije i iii) evidentna zabrinutost u pogledu sigurnosti snabdijevanja energijom i klimatskih promjena.

EE je prepoznata kao ekonomičan i brz način za povećanje sigurnosti snabdijevanja energijom i za smanjenje emisija gasova staklene bašte odgovornih za klimatske promjene. Energetski efikasnija privreda ima pozitivan uticaj na ekonomski rast i otvaranje novih radnih mesta.

EE je od velikog značaja za Crnu Goru gdje je potražnja za energijom prilično neujednačena. U 2008 godini, potrošnja dva energetska intenzivna industrijska preduzeća, Kombinata aluminijuma Podgorica (KAP) i Željezare Nikšić predstavljala je oko 45% ukupne finalne potrošnje energije i 50% finalne potrošnje električne energije u Crnoj Gori. Ovo značajno utiče na indikatore energetske intenziteta zemlje koji su na nivou 6 do 8 puta većem od prosjeka u EU. Visok energetski intenzitet se pripisuje i niskom stepenu EE u svim privrednim sektorima.

Osim dva prethodno navedena industrijska preduzeća, značajan udio u finalnoj potrošnji energije ima i sektor transporta (28% u 2008. godini), pa je evidentno da je potencijal EE u ovom sektoru u velikoj mjeri neiskorišćen.

Zgrade u sektoru domaćinstva, komercijalne i javne zgrade u ukupnoj finalnoj potrošnji energije učestvuju sa oko 30%, a karakterišu ih loša energetska svojstva građevinskih konstrukcija i tehničkih sistema, nedostatak održavanja i nizak nivo svijesti krajnjih korisnika. Osim toga, nedostatak prirodnog gasa i niska, subvencionisana cijena električne energije u prethodnom periodu, usloveli su prekomjerno direktno korišćenje električne energije za grijanje prostora i zagrijavanje sanitarne tople vode. Takođe, klima uređaje (tzv. "split" sistemi), čija je upotreba uobičajena širom teritorije Crne Gore, karakteriše loš kvalitet i nepropisno održavanje. Na visok stepen neracionalne potrošnje značajno utiče činjenica da daljinsko grijanje nije razvijeno niti je u dovoljnoj mjeri istraženo, uprkos činjenici da su klimatski uslovi i raspoloživost biomase posebno u planinskim regijama Crne Gore povoljni za ovu vrstu rješenja. Osim toga, solarni sistemi predstavljaju pravu rijetkost čak i u priobalnim područjima gdje postoji veliki solarni potencijal i gdje se, u posljednjoj deceniji, drastično povećava potražnja za sanitarnom toplom vodom tokom ljetnje turističke sezone. Pored navedenog, treba imati u vidu da iako sve veći broj zgrada izgrađenih u proteklih nekoliko godina posjeduju neku vrstu toplotne izolacije, još uvijek postoji veliki broj novih zgrada koje su konstruisane ne vodeći dovoljno računa o njihovim energetskim karakteristikama.

Crna Gora je započela sa aktivnostima na poboljšanju EE osnivanjem Jedinice za energetske efikasnosti u okviru nadležnog ministarstva za energetiku i usvajanjem "Strategije energetske efikasnosti Republike Crne Gore" u oktobru 2005. godine (Strategija EE). Uprkos činjenici da je Strategija EE zastarela po pitanju projekcija, glavni prioriteta i ključne mjere predviđene u ovom dokumentu su i dalje važeće, a potvrđeni su u SRE-2007.

U prethodnom periodu, Vlada Crne Gore, usvojila je nekoliko akcionih planova za realizaciju Strategije EE, a koji su u velikoj mjeri ostali nerealizovani zbog nedostatka pravnog okvira, kao i nedostatka finansijskih i ljudskih resursa. Međutim, određene značajne aktivnosti su implementirane, održavana je aktuelnost teme EE, kao i povećanje opšte svijesti o EE.

Pokretačka snaga za promociju EE u Crnoj Gori je i članstvo Crne Gore u Energetskoj zajednici (EnC). Decembra 2009. godine Ministarski savjet Energetske zajednice (MC-EnC) je donio zvaničnu odluku o usvajanju ključnih Direktiva EU o EE od strane zemalja članica. Kao odgovor na ovu Odluku, Skupština Crna Gora je usvojila Zakon o energetskoj efikasnosti (ZoEE) u aprilu 2010. godine, koji pruža pravni osnov i daje značajan doprinos promociji EE.

Prema ZoEE, politika EE i aktivnosti za unapređenje EE definisani su Strategijom EE čija realizacija se sprovodi trogodišnjim Akcionim planovima EE (APEE). Prvi APEE odnosi se na period 2010-2012 i usvojen je od strane Vlade Crne Gore decembra 2010. godine. Indikativni cilj energetske efikasnosti koji će biti predmet prva tri APEE-a, realizovaće se do 2018. godine. Indikativni cilj, utvrđen je Odlukom Vlade Crne Gore (april 2011. godine) i predstavlja uštedu od 9% prosječne finalne potrošnje energije u petogodišnjem periodu 2002-2006 god.

Tri osnovna zadatka Strategije u pogledu EE na strani finalne potrošnje energije su:

- Sprovođenje ZoEE,

- Izmjene i dopune ZoEE i dalje unapređenje politike EE kroz razvoj regulatornog i institucionalnog okvira i praćenje razvoja u oblasti EE u Crnoj Gori i Energetskoj zajednici,
- Realizacija EE mjera i programa iz APEE-ove do 2018. godine i dalje.

12.1.1 Sprovođenje Zakona o energetskej efikasnosti

ZoEE uvodi opšti okvir za promociju EE na strani finalne potrošnje energije. Ovaj zakon se ne primjenjuje na EE postrojenja za proizvodnju, prenos i distribuciju energije. Pitanja koja se odnose na EE u okviru ovih energetskej djelatnosti su uređena ZoE (Službeni list CG, broj 28/10)..

ZoEE je pisan u skladu sa Odlukom Energetske zajednice 2009/05/MC-EnC i u većoj mjeri transponuje, ili pruža pravni osnov za transponovanje u nacionalno zakonodavstvo, kroz podzakonske akte, Direktivu 2006/32/EC o energetskej uslugama (ESD), Direktivu 2002/91/EC o energetskej karakteristikama zgrada (EPBD) i Direktive o energetskej označavanju uređaja u domaćinstvu (92/75/EEC i implementirajuće direktive). Pored toga, ZoEE omogućava transponovanje okvira za eko dizajn proizvoda koji koriste energiju, a koji predstavlja dio okvira za EE u zemljama Evropske Unije, ali ne predstavlja formalnu obavezu za ugovorne strane EnCT-a.

Odgovornost za sprovođenje ZoEE i EE politike dodijeljena je nadležnom ministarstvu za oblast energetike (ME) i u tom cilju je, oktobra 2009. godine, formiran Sektor za energetskej efikasnostu, okviru ME,

Sprovođenje ZoEE je jedan od ključnih kratkoročnih odnosno srednjoročnih prioriteta Strategije., a što predstavlja dugotrajan i komplikovan proces koji ne podrazumijeva samo usvajanje podzakonskej akata utvrđenej ZoEE-om. Sprovođenje ZoEE-a u praksi zahtjeva koordinirane aktivnosti na jačanju kapaciteta odgovornih institucija za primjenu ZoEE, kao i promotivne mjere u kombinaciji sa efikasnom inspekcijom tržišta i mehanizmima za praćenje i nadzor usaglašenosti između korisnika energije i učesnika na tržištu. Pored toga, u cilju praćenja i verifikacije napretka u oblasti EE, ME mora da razvije odgovarajuće metodologije, kapacitete i infrastrukturu i da raspolaže adekvatnim informacijama i podacima.

U skladu sa iznesenim, kratkoročni odnosno srednjoročni prioriteti za sprovođenje ZoEE uključuju sljedeće:

Dalje unapređenje podzakonskej akata i smjernica utvrđenej ZoEE-om

- **Eventualna revizija podzakonskej akata i smjernica o EE, na osnovu iskustava tokom prve faze implementacije.** Oko 15 podzakonskej akata i smjernica su usvojeni ili su u završnoj fazi usvajanja. Početni period implementacije može otvoriti prostor za eventualne izmjene i dopune;
- **Dalja razrada i dopuna pravilnika koji uređuju oblast energetskej efikasnosti zgrada.** Početna verzija ovih pravilnika zasnovana je na pojednostavljenom pristupu kako zbog složenosti relevantnih metodologija, tako i zbog veoma komplikovanih zahtjeva po pitanu primjene od strane državnih institucija, lokalnih samouprava i učesnika na tržištu. Nakon početne faze implementacije koju su paralelno pratili razvoj neophodnih kapaciteta u različitim institucijama i jasnija definicija relevantnih metodologija na nivou Energetske zajednice, ove pravilnike je potrebno ažurirati i dopuniti. Istovremeno, potrebno je na nacionalnom nivou definisati model softvera koji je neophodan za izvršavanje potrebnih proračuna prema utvrđenoj metodologiji;
- **Postepeno unapređivanje pravilnika o eko dizajnu i energetskej označavanju kako bi se obuhvatili nove grupe uređaja/proizvoda koji utiču na potrošnju energije.** Pravilnici o eko-dizajnu i energetskej označavanju tretiraju veći broj uređaja u domaćinstvu i drugih proizvoda koji utiču na potrošnju energije. Međutim, direktivama i regulativama EU u okviru o energetskej označavanju i eko dizajnu postepeno se dodaju nove grupe uređaja/proizvoda koji utiču na potrošnju energije. U tom smislu, Crna Gora ima obavezu da prati dešavanja i postepeno unapređuje relevantne pravilnike shodno preuzetim obavezama prema EnC;
- **Usvajanje crnogorskej tehničkej standarda** u skladu sa Evropskim standardima (EN) i Standardima međunarodne organizacije za standardizaciju (ISO) neophodnih za primjenu pravilnika u oblasti EE.

Jačanje kapaciteta institucija i učesnika na tržištu

- **Jačanje međuministarske saradnje i jačanje kapaciteta za EE:** Sprovođenje EE politike i ZoEE zahtjeva međusektorski pristup i koordinaciju između različitej ministarstava i nadležnih institucija. Posebno je potrebno dalje jačati saradnju između ministarstva nadležnog za energetiku i drugih ministarstava koja su nadležna za:
 - finansije, za koncipiranje i implementaciju finansijskej i podsticajnih programa za EE i investicionih programa EE,
 - izgradnju objekata, za primjenu okvira u oblasti EE zgrada,

- o javne radove i prostorno planiranje, za uvođenje EE kriterijuma u prostorno planiranje i javne radove,
- o javne nabavke, za razvoj integrisane politike za EE nabavke, kao i za smanjenje barijera kako bi se osigurala implementacija alternativnih mehanizama finansiranja i način ugovaranja koje standardno koriste ESCO kompanije za investicije u EE,
- o trgovinu, za uspostavljanje tržišne inspekcije i mehanizama za nadzor u pogledu sprovođenja okvira za eko-dizajn i energetske označavanje,
- o saobraćaj, za razvoj i koordinirano sprovođenje politike za promociju EE u sektoru saobraćaja,
- o životnu sredinu, za razvoj i koordinirano sprovođenje politika u oblasti EE i zaštite životne sredine,
- o prosvjetu, za uvođenje EE u nastavne planove i programe.

Pored toga, treba ojačati saradnju sa svim ministarstvima, agencijama, javnim preduzećima i drugim relevantnim organizacijama i obezbijediti izgradnju kapaciteta kako bi pomenute institucije ispunile svoje obaveze u skladu sa ZoEE i promovisale EE u sektorima za koja su nadležne;

- **Jačanje saradnje i jačanje kapaciteta lokalnih samouprava u oblasti EE:** ZoEE propisuje veliki broj obaveza lokalnim samoupravama počev od obaveze upravljanja energijom u objektima u kojim obavljaju svoje djelatnosti do uspostavljanja informacionog sistema potrošnje energije i redovnog izvještavanja o EE. Takođe, lokalne samouprave su odgovorne za određene djelatnosti povezane sa primjenom ZoEE, npr. izdavanje dozvola za izgradnju objekata (sertifikovanje zgrade prethodi izdavanju upotrebne dozvole), kao i za izradu lokalnih energetske planova, u skladu sa ZoE. Osim toga, lokalne samouprave, kao administrativni nivo najbliži krajnjim potrošačima energije, imaju važnu ulogu u promovisanju EE građanima i lokalnim preduzećima. S tim u vezi, potrebno je koncipirati i implementirati programe i aktivnosti stalne podrške i izgradnje kapaciteta lokalnih samouprava;
- **Dalja obuka energetske menadžera i energetske auditora:** Prethodne i tekuće aktivnosti obuke za energetske auditore i energetske menadžere treba nastaviti i unapređivati dodavanjem novih tema (npr. energetske preglede u industriji);
- **Promocija umrežavanja energetske menadžera i energetske auditora,** kao sredstvo za razmjenu iskustava i razvoj praktičnog znanja.

Dalje unapređenje centralnog informacionog sistema potrošnje energije i uspostavljanje mehanizama za monitoring i verifikaciju napretka u oblasti EE

- Već razvijeni centralni informacioni sistem potrošnje energije treba po potrebi unaprijediti zavisno od rezultata u početnom periodu implementacije. U daljoj fazi korišćenja informacionog sistema razmotriće se potreba njegovog proširenja na druge kategorije podataka, kao što su klimatski podaci, podaci o stambenom fondu i sl. Centralni informacioni sistem zajedno sa unaprijeđenim sistemom za energetske statistiku i energetske bilanse, treba da pruži sve neophodne informacije za planiranje novih politika i mjera EE, praćenje dešavanja u oblasti EE i o postignutim energetske uštedama i u vezi sa tim omogućiti izvještavanje prema Vladi i međunarodnim organizacijama;
- U okviru Energetske zajednice i u saradnji sa Sekretarijatom EnC-a, treba razviti, uspostaviti i primjeniti kompletnu metodologiju za monitoring i verifikaciju ušteda, uključujući i razvoj neophodnog informacionog modela;
- Kapacitet i sredstva Sektora za energetske efikasnost u pogledu planiranja, upravljanja programima, monitoringa i izvještavanja o EE treba dalje razvijati.

12.1.2 Izmjene i dopune ZoEE i dalje jačanje političkog, regulatornog i institucionalnog okvira

Promocija EE predstavlja zajedničku djelatnost u regionu Jugoistočne Evrope koja je koordinirana od strane Sekretarijata energetske zajednice i Radne grupe za EE, u kojoj Crna Gora aktivno učestvuje. Radna grupa za EE priprema buduće zahtjeve vezane za EE, radi daljeg usklađivanja sa pravnim okvirom EU, i razmatra pitanja implementacije, uključujući harmonizaciju metodologija i pristupa EE u okviru EnC.

Nakon usvajanja ZoEE, pravni okvir u oblasti EE, na nivou EU, je u značajnoj mjeri revidovan i ojačan. Naime, EU je usvojila nove, strožije zahtjeve koji stavljaju van snage prethodni pravni i politički okvir, uključujući pored ostalog donošenje:

- Direktive 2012/27/EU o energetske efikasnosti, kojom se stavlja van snage Direktiva 2006/32/EC o energetske uslugama,

- Direktive 2010/31/EU o energetske karakteristika zgrada koja stavlja van snage Direktivu 2002/91/EC. Izmijenjena direktiva uvodi nešto strožije obaveze po pitanju energetske karakteristika zgrada i u pogledu uvođenja "zgrada sa skoro nultom potrošnjom energije (*near zero energy buildings*)" za nove zgrade nakon 2020. godine,
- Direktive 2010/30/EU o energetske označavanju uređaja koji utiču na potrošnju energije koja stavlja van snage Direktivu 92/75/EEC ,
- Inovirane Direktive 2009/125/EC o uspostavljanju okvira sa zahtjevima za eko-dizajn proizvoda koji utiču na potrošnju energije,
- Više dodatnih regulativa za implementaciju Direktiva 2010/30/EU i 2009/125/EC za pojedine grupe uređaja/proizvoda.

Ministarski savjet EnC odlukama 2010/02/MC-EnC od 24. septembra 2010. godine i 2011/02/MC-EnC od oktobra 2011. godine usvojio je ranije pomenute direktive i propise sa izuzetkom onih koje se odnose na eko-dizajn i koje nijesu dio EnCT. Kao što je već pomenuto, Crna Gora je prihvatila obavezu uvođenja okvira za eko-dizajn kroz donošenje ZoEE, te stoga ima obavezu donošenja relevantnih propisa u ovoj oblasti.

Budući pravci politike EE u EU su uključeni u Plan energetske efikasnosti 2011 (COM 2011/109 od 8.3.2011. godine) i u Bijelu knjigu o transportu (COM 2011/144 od 28.3.2011. godine). Pored toga, Evropska komisija je usvojila novu Direktivu 2012/27/EU o energetske efikasnosti, koja stavlja van snage Direktivu 2004/8/EC CHP i ESD 2006/32/EC. Usvojena direktiva uvodi, između ostalog, integrisani pristup za EE koji tretira i finalnu potrošnju energije i snabdijevanje energijom (proizvodnja, prenos i distribucija).

Očekuje se usvajanje budućih direktiva i regulativa EU od strane EnC, čime će njihova implementacija postati obavezna za Crnu Goru.

U vezi sa prethodno navedenim, ZoEE treba da bude izmijenjen i dopunjen kako bi se uvele nove obaveze Crne Gore preuzete prema EnCT odnosno riješilo pitanje povećanih implementacionih zahtjeva. Osim toga, izmijenjeni i dopunjeni ZoEE će riješiti eventualna sporna pitanja identifikovana tokom svog početnog perioda implementacije. Konkretno, aktivnosti koje treba preduzeti su, u najmanju ruku, sljedeće:

U okviru izmjena i dopuna ZoEE:

- **Obezbijediti usklađivanje ZoEE sa zahtjevima inoviranog pravnog okvira usvojenog od strane EnC odlukama 2010/02/MC-EnC i 2011/02/MC-EnC.** Naime, izmijenjeni i dopunjeni ZoEE će obezbijediti poboljšani implementacioni okvir, zasnovan na stečenom iskustvu na primjeni Zakona. Takođe mogu biti potrebne dalje izmjene ZoEE i relevantnog regulatornog i institucionalnog okvira u Crnoj Gori u cilju obezbjeđenja potpunog usklađivanja istog sa svim novim odredbama koje će biti usvojene od strane EnC-a u oblasti EE. U tom cilju, mogu biti potrebna dalja objašnjenja ili izmjene kod definisanja uloga pojedinih institucija čije su aktivnosti vezane za EE u različitim sektorima, a kako bi se obezbijedio razvoj struktura efikasnog planiranja, implementacije i monitoringa, u skladu sa zahtjevima EnC i primjenom dobrom praksom u drugim zemljama u ovoj oblasti;
- **Predvidjeti dalje jačanje centralne institucije za EE¹⁸ i obezbjeđivanje neophodnih finansijskih sredstava i ljudskih resursa kako bi ova institucija ispunila svoje povećane obaveze koje proističu iz ZoEE i planiranih izmjena i dopuna istog;** Pitanje daljeg jačanje centralne institucije za EE biće predmet izmjena i dopuna ZoEE. Pored toga, razmotriće se mogućnost uspostavljanja Agencije za energetske efikasnost sa ciljem podrške ME u dijelu analiza budućih politika i programa, monitoringa i evaluacije napretka i upravljanja implementacijom programa i mjera EE;
- **Razmotriti pitanje osnivanja Fonda za EE i/ili lokalnih fondova za EE na nivou lokalnih samouprava;** Fondovi za EE služe za finansiranje programa i podsticaja za EE, čime se na transparentan način obezbjeđuje upravljanje međunarodnim sredstvima namijenjenim za poboljšanje EE u Crnoj Gori, kao i odgovarajuće korišćenje sredstava u skladu sa aktuelnim prioritetima politike;
- **Preispitati postojeće rešenje u dijelu strateškog planiranja u oblasti EE;** ZoEE predviđa Strategiju EE kao zaseban dokument. Potreba za usvajem Strategija EE će se ponovo uzeti u razmatranje u okviru izmjena i dopuna ZoEE, imajući u vidu da je strateško planiranje u oblasti EE sastavni dio Strategije, i da se kratkoročni odnosno srednjoročni planovi za EE definišu APEE-ovima;
- **Predvidjeti uvođenje koncepta monitoringa i verifikacije planova i EE mjera na osnovu usklađenih metodologija na nivou EnC;**

¹⁸Trenutno centralna institucija za EE je ME u kojem je formiran poseban sektor za EE

- Uvesti koncept dobrovoljnih ugovora za EE i razraditi koncepte: energetske usluge, obezbjeđivanja energetske usluge od strane snabdjevača energijom i operatora distributivnog sistema, ugovaranja o energetske učinka, šema monitoringa i verifikacije ugovora o energetske učinka, kriterijuma EE u javnim nabavkama i sl.

U okviru razvoja EE politike i realizacije aktivnosti za implementaciju postojećeg i potencijalno izmijenjenog i dopunjenog ZoEE potrebno je uzeti u obzir:

- Ublažavanje barijera i promovisanje alternativnih mehanizama finansiranja (ugovor o energetske učinka, finansiranje od strane treće strane i sl.), javno privatno partnerstvo o oblasti EE, razvoj preduzeća za pružanje energetske usluge (ESCO), obezbjeđenje vršenja energetske pregleda, konsalting usluge za EE i sl;
- Uspostavljanje šema za kvalifikovanje i sertifikovanje pružaoca energetske usluge, energetske pregleda i mjera poboljšanja EE, gdje je to primjenljivo;
- Uspostavljanje podsticajnih programa za podršku EE investicija i korišćenje OIE na strani finalne potrošnje energije, kao i za promovisanje projekata koji se odnose na energetske usluge kako u privatnom tako i u javnom sektoru;
- Dalju razradu zahtjeva za obezbjeđivanje individualnih mjernih uređaja krajnjim kupcima energije i pružanje informacija krajnjim kupcima putem računa za električnu energiju o aktuelnim cijenama i stvarnoj potrošnji energije. Gdje je to moguće, informacije o potrošnji energije prikazati u poređenju sa potrošnjom za isti period u prethodnim godinama odnosno dati uporedne podatke o potrošnji energije u istoj korisničkoj grupi. Ove informativne mjere imaju za cilj da motivišu krajnje kupce da štede energiju. Iako ove mjere predstavljaju integralni dio EE politike, moguće ih je uvesti u planirane izmjene i dopune ZoE;
- Uz uvažavanje napretka postignutog u uvođenju kriterijuma EE u javne nabavke, treba insistirati na integrisanoj politici, po mogućnosti u kombinaciji sa okvirom za "zelene nabavke";
- Razvoj sektorske politike, planova i strategija za promovisanje EE u sektorima potrošnje energije kao što su sektor industrije, hotelski sektor, sektor trgovine, sektor transporta i sl;
- Uvođenje EE koncepta, pravila i kriterijuma na svim nivoima prostornog planiranja. U skladu sa Zakonom o uređenju prostora i izgradnji objekata svi prostorno-planski dokumenti, počev od urbanističkih planova do planova na državnom nivou moraju da sadrže EE zahtjeve. Donošenje pravilnika kojim se propisuju obaveze u pogledu EE u prostorno planskoj dokumentaciji je obaveza ministarstva nadležnog za prostorno planiranje u saradnji sa ministarstvom nadležnim za energetiku;
- Dalje jačanje međunarodne saradnje u oblasti EE i efikasne koordinacije aktivnosti donatora prisutnih u Crnoj Gori;
- Unapređenje lokalne proizvodnje energetske efikasne opreme i materijala;
- Uvođenje problematike EE u nastavne planove i programe na različitim obrazovnim nivoima, kao i raspoloživost stručnih obuka u oblasti EE;
- Promociju primijenjenih istraživanja, razvoja, kao i transfera znanja u oblasti EE.

12.1.3 EE mjere i programi kroz implementaciju APEE-ova do 2018. godine i dalje

Sprovođenje EE programa i mjera postiže se kroz realizaciju APEE-ova, kao što je definisano u ZoEE. U APEE-ovima daje se pregled prioriteta aktivnosti pojedinačno po sektorima i definišu su načini implementacije, izvori finansiranja i dinamički plan. APEE-ovima se procjenjuju očekivane energetske uštede i u vezi sa tim postavlja ukupan indikativni cilj energetske ušteda.

APEE-ovi tretiraju sve sektore potrošnje finalne energije. Glavni kratkoročni odnosno srednjoročni prioriteti koje je potrebno definisati kroz realizaciju APEE-ova uključuju, ali nijesu ograničeni na:

- **Međusektorske mjere:** One, pored ostalih, obuhvataju: izmjene i dopune zakona i pratećih podzakonskih akata, razvoj kapaciteta i infrastrukture centralne institucije za EE, jačanje centralnog informacionog sistema potrošnje energije, unapređenje tržišta energetske usluge i razvoj ESCO koncepta, istraživanje i razvoj u oblasti EE, međunarodnu saradnju i dr. Međusektorske mjere takođe uključuju prateće aktivnosti poput informativnih kampanja na nacionalnom nivou, međusektorske podsticajnih programa i sl.;
- **Mjere za poboljšanje energetske karakteristika zgrada:** Ove mjere se uglavnom odnose na primjenu pravilnika u oblasti EE zgrada, kao i njihove buduće izmjene i dopune, a tretiraju sve vrste

zgrada (stambene, poslovne i javne zgrade), njihove sastavne elemente relevantne sa aspekta potrošnje energije (omotač zgrade, sistemi za grijanje, klimatizaciju, ventilaciju, osvjetljenje i pripremu tople vode i dr.), kao i mogućnosti korišćenja OIE. U tom smislu, prioritetne aktivnosti su:

- i. izrada odgovarajuće metodologije, propisa i pratećih softverskih alata,
- ii. obuka dovoljnog broj ovlašćenih lica za vršenje energetske pregleda i sertifikacije zgrada,
- iii. razvoj neophodnih kapaciteta u okviru organa nadležnih za izdavanje dozvola za izgradnju i upotrebu objekata,
- iv. podizanje nivoa svijesti o energetskom sertifikovanju zgrada i u tom smislu uspostavljanje efikasnih tržišnih mehanizama u cilju povećanja potražnje za energetski efikasnom gradnjom,
- v. razvoj saradnje sa građevinskom industrijom i pružanje podrške ovoj privrednoj grani u skladu sa propisima vezanim za EE,
- vi. definisanje zgrade sa "skoro nultom potrošnjom energije" i priprema okvira za buduću obaveznu implementaciju, uključujući promotivne aktivnosti i demo projekte;

Mjere za promovisanje primjene pravilnika o energetskoj efikasnosti zgrada mogu se razlikovati za nove i postojeće zgrade. Za nove zgrade ključno pitanje je sprovođenje zakona kroz inspekciju i monitoring, kao i kroz aktivnosti na podizanju svijesti. Za postojeće zgrade, unaprjeđenje energetske karakteristika zahtijeva kombinaciju aktivnosti širenja informacija, pružanja podsticaja i tehničke pomoći. Javni sektor treba da predstavlja primjer ovakvog koncepta kroz realizaciju programa za masovnu energetsku rehabilitaciju i sertifikaciju postojećih objekata koji se finansiraju iz državnog budžeta i budžeta lokalnih samouprava, iz grantova donatora ili iz kredita, ili kroz usmjeravanje privatnog kapitala putem alternativnih mehanizama finansiranja (ugovori o energetskom učinku, finansiranje od strane treće strane i sl.) koji se obično realizuju preko ESCO kompanija;

- **Mjere za promovisanje eko dizajna i energetskog označavanja proizvoda/uređaja koji utiču na potrošnju energije:** Ove mjere se uglavnom odnose na stambeni sektor i sektor usluga, mada su neki od proizvoda obuhvaćenih ovom mjerom od interesa za sektor industrije. Prioritetne aktivnosti uključuju postepenu izradu relevantnih pravilnika, informativnih kampanja i uspostavljanje efikasnih mehanizama tržišnog nadzora.
 - **Druge mjere za stambeni sektor:** Pored poboljšanja energetske karakteristika stambenih zgrada, prioritetne aktivnosti u ovom sektoru su i:
 - i. podizanje svijesti u pogledu racionalnog korišćenja energije i pravilnog održavanja energetske sistema, posebno klima uređaja,
 - ii. prelazak na efikasnije sisteme rasvjete, uređaje za domaćinstvo i klima uređaje,
 - iii. drastično smanjenje direktne upotrebe električne energije za grijanje prostora i zagrijavanje tople vode,
 - iv. korišćenje OIE (npr. solarnih termalnih sistema i modernih sistema za biomasu) gdje je to moguće, u cilju supstitucije korišćenja električne energije i fosilnih goriva u finalnoj potrošnji energije.
- Promocija ovih prioritetnih aktivnosti podrazumijeva kombinaciju informativnih kampanja, pružanja podsticaja uključujući povoljne kredite, stručne pomoći i savjeta.
- **Druge mjere za sektor javnih zgrada i lokalne samouprave:** Kao i u slučaju stambenog sektora, glavni prioritet je poboljšanje energetske efikasnosti zgrada. Ostali prioriteti uključuju:
 - i. tehničku pomoć i podršku prilikom uspostavljanja sistema za upravljanje energijom i informacionih sistema potrošnje energije, kao i prilikom razvijanja i sprovođenja programa i planova za EE, koristeći ESCO model tamo gdje je to moguće,
 - ii. davanje podrške na implementaciji projekata rehabilitacije ulične rasvjete, sistema vodosnabdijevanja i tretmana otpadnih voda i drugih komunalnih usluga,
 - iii. davanje podrške za uvođenje tehnologija EE i OIE u objektima u kojima institucije državne uprave i lokalne samouprave obavljaju svoje djelatnosti,
 - iv. saradnju i podršku prilikom koncipiranja i sprovođenja programa namijenjenih građanima i preduzećima.
 - **Mjere za velike potrošače energije:** Pružanje podrške velikim potrošačima komercijalnog i industrijskog sektora, kao i sektora transporta prilikom uspostavljanja neophodnih unutrašnjih mehanizama za ispunjavanje svojih obaveza u skladu sa ZoEE, predstavlja jedan od prioriteta.

Istovremeno je potrebno ojačati sprovođenje mehanizama za praćenje usklađenosti sa ZoEE. Pored regulatornih mjera, a u cilju promocije EE, mogu se zaključiti dobrovoljni ugovori sa određenim podsektorima, odnosno hotelima, trgovinskim centrima, industrijskim preduzećima i sl.

- **Druge mjere za komercijalni i industrijski sektor:** Mogu se koncipirati i realizovati namjenski programi za promociju specifičnih tehnologija EE i/ili OIE (npr. uvođenje integrisanog sistema za upravljanje energijom objekata, poboljšanje efikasnosti kotlova, kombinovana proizvodnja električne i toplotne energije, rekuperacija toplote, veliki solarni termalni sistemi, korišćenje biomase, itd). Programi koji se odnose na posebne podsektor takođe se mogu implementirati. Može se primjeniti širok spektar promotivnih šema uključujući i tehničku pomoć, subvencionirane energetske preglede i ekonomske podsticaje.
- **Mjere za sektor transporta:** EE mjere u sektoru transporta mogu uključiti, ali ne ograničavaju se na:
 - i. program za uvođenje kriterijuma energetske efikasnosti i zaštite životne sredine u investicije u saobraćajnu infrastrukturu,
 - ii. strožije zahtjeve za ekološkim karakteristikama vozila,
 - iii. promociju upotrebe energetski efikasnih transportnih sredstava,
 - iv. efikasnije korišćenje transporta i infrastrukture kroz upotrebu poboljšanih sistema za upravljanje transportom, i informacionih sistema, napredne logistike, tržišnih mjera itd.,
 - v. posebne mjere za unaprjeđenje EE u javnom i opštinskom prevozu, preduzećima za prevoz tereta i sl., uključujući obuku vozača, efikasno održavanje vozila, uvođenje EE kriterijuma kod nabavke vozila i programa modernizacije vozila, efikasnije sisteme za upravljanje voznim parkom, itd.,
 - vi. javne kampanje za podizanje opšte svijesti u pogledu kupovine energetski efikasnih vozila, vozila na alternativna goriva, efikasnog održavanja vozila, energetski svjesne vožnje, korišćenja bicikla na kraćim destinacijama umjesto vožnje automobilima i korišćenja javnog prevoza na srednjim ili dugim relacijama i sl.

12.2 STRATEGIJA ENERGETSKE EFIKASNOSTI NA STRANI »PONUDE« ENERGIJE

Ranije politike EE su bile fokusirane na finalnu potrošnju energije. Međutim, EE je podjednako važna na strani "ponude" energije, a koja uključuje sve ostale aktivnosti mimo finalne potrošnje energije kao što su proizvodnja, prenos i distribucija električne energije, eksploatacija uglja, snabdijevanje gasom (kad bude dostupan), kogeneracija i daljinsko grijanje, distribucija toplotne energije i sl.

Već sada EE politika u EU se od tradicionalnog koncepta za poboljšanje EE samo na strani finalne potrošnje kreće ka više integrisanom pristupu koji tretira EE u cijelom lancu od proizvodnje energije do finalne potrošnje. Ovaj koncept je uveden novom Direktivom 2012/27/EU, a koja je usvojena u EU. Na kraju ova Direktiva će biti usvojena od strane EU i EnC i postaće obaveza i za Crnu Goru. Uvođenje EE politike i mjera na strani "ponude" ne mora nužno biti realizovano kroz izmjene i dopune ZoEE, već to može biti urađeno kroz izmjene i dopune ZoE. U svakom slučaju, primjena ovog novog integrisanog koncepta za EE će zahtijevati preispitivanje uloga i odgovornosti u pogledu EE različitih organizacija uključujući Regulatornu agenciju za energetiku, subjekte koji se bave djelatnostima proizvodnje, prenosa i distribucije energije kao i ME.

Direktno smanjenje gubitaka u elektranama, postrojenjima za daljinsko grijanje, prenosnim i distributivnim vodovima i mrežama se postiže: korišćenjem efikasnijih tehnologija za proizvodnju električne energije u novim elektranama; upotrebom efikasnijih transformatora i opreme; optimalnim projektovanjem novih prenosnih i distributivnih sistema, uključujući interkonekcije, projekte rehabilitacije i modernizacije postojeće infrastrukture i druge tehnološke mjere.

Dalje smanjenje gubitaka u cjelokupnom elektroenergetskom sistemu može se postići korišćenjem otpadne toplote iz postojećih i novih proizvodnih postrojenja tamo gdje je to tehnički i ekonomski izvodljivo i razvojem sistema daljinskog grijanja, daljinskog hlađenja i kogeneracije.

Pored toga, optimalan rad elektroenergetskih sistema sa povećanom efikasnošću može se postići kombinacijom mjera za upravljanje na strani potražnje koje se odnose na krajnje kupce i razvojem neophodnih infrastruktura sa pametnim mjernim uređajima i pametnim prenosnim i distributivnim mrežama.

Trendovi politike na nivou EU se fokusiraju na razvoj kombinovane proizvodnje električne energije i toplote, korišćenje otpadne toplote i uvođenje regulatornih obaveza za EE u preduzeća koja se bave djelatnostima prenosa, distribucije i snabdijevanja energijom. Aktivnosti koje je potrebno razmotriti i realizovati ukoliko se pokažu kao primjenljive i isplative, su sljedeće:

- Razmatranje uspostavljanja određenih koncepata u pogledu EE na strani "ponude" energije sa istovremeno jasnom raspodjelom odgovornosti između: Regulatorne agencije za energetiku, operatora tržišta, operatora prenosnog sistema i centralne institucije za EE. S tim u vezi potrebno je u EU i svijetu pratiti razvoj EE na strani snabdijevanja, kao i međusobni odnos sa EE na strani finalne potrošnje, te preduzeti neophodne mjere za primjenu najboljih praksi i tehnologija koje će, na ekonomičan način, rezultirati smanjenjem gubitaka energije i optimizacijom cjelokupnog energetskeg lanca u pogledu EE;
- Uzimanje u obzir uspostavljanja obaveznih šema za EE prema kojima se od snabdjevača ili distributera energije zahtjeva da zadovolje određene ciljeve u pogledu energetske uštede ili da preduzmu druge mjere za postizanje ekvivalentnih energetske uštede kod svojih klijenata, odnosno krajnjih kupaca;
- Uzimanje u obzir usvajanja Nacionalnog plana za grijanje i hlađenje koji predviđa potrebne aktivnosti za razvoj nacionalnog potencijala za kombinovanu proizvodnju električne i toplotne energije;
- Uzimanje u obzir uspostavljanja obaveze za nove i značajno rekonstruisane termoelektrane kako bi se omogućilo korišćenje otpadne toplote putem kombinovane proizvodnje električne i toplotne energije pod uslovom da je to tehnički i ekonomski izvodljivo;
- Uzimanje u obzir izrade i redovnog ažuriranja inventara toplotnih postrojenja sa detaljnim pregledom njihovih energetske karakteristika iznad određenog toplotnog kapaciteta;
- Uvođenje obaveze regulatornom tijelu za energetiku da pri donošenju odluka u vezi sa radom prenosne i distributivne infrastrukture za električnu energiju (i gasa u budućnosti) posebno uzme u obzir EE;
- Uzimanje u obzir usvajanja planova kojim se ocjenjuje EE sistema za snabdijevanje električnom energijom, gasom (kada bude uveden) i toplotnom energijom (grijanje i hlađenje) i identifikuju konkretne mjere i investicije kako bi se realizovala isplativa poboljšanja;
- Postepeno uvođenje tehnologija pametne mreže u elektroenergetski i elektrodistributivni sistem i pametnih mjernih uređaja.

12.3 »*BOTTOM-UP*« PRISTUP ZA PROCJENU EFEKATA MJERA ENERGETSKE EFIKASNOSTI NA STRANI FINALNE POTROŠNJE ENERGIJE

"*Bottom-up*" (odozdo prema gore) analiza potrošnje energije, prognozirane na bazi EE politike i mjera koje su prethodno opisane u ovom poglavlju,, urađena je korišćenjem MAED simulacionog modela i prezentovana je u Pogl. 7 (posebno u tački 7.1.4).

Ključni ciljevi EE, sa vremenskim dometom do 2030. godine, koji su korišćeni i u simulacionoj analizi su sljedeći

Industrija:

- uvođenje kogeneracije, uključujući i biomasu kao gorivo, i zadovoljenje do 20% ukupnih toplotnih potreba za parom i toplom vodom,

Saobraćaj:

- podržavanje i promocija javnog transporta, te veće korišćenje gasa i električne energije,
- preusmjeravanje 50% teretnog saobraćaja na željeznički na električni pogon,
- sprovođenje kapitalno neintenzivnih mjera: eko vožnja, *bonus-malus* sistem, te ograničenje brzine na putevima,
- povećanje udjela privatnih vozila na tečni naftni gas (TNG),
- supstitucija dizel goriva kompresovanim prirodnim gasom (KPG) u autobusima,

Domaćinstva:

- primjena propisa o toplotnoj zaštiti u novogradnji, koja će potrošnju korisne toplotne energije za grijanje svesti na nivo od 80 kWh/m² grijane površine od 2014. godine, odnosno na samo 15 kWh/m² nakon 2020. godine (zgrada sa skoro nultom potrošnjom),
- rehabilitacija 64.500 stambenih jedinica do 2030. godine (skoro 30% tadašnjeg stambenog fonda), tj. 4.000 stambenih jedinica godišnje počevši od 2015. godine, sa smanjenjem toplotnih gubitaka po rehabilitovanoj stambenoj jedinici za 60%,

- smanjenje netoplotne potrošnje električne energije¹⁹ po domaćinstvu za 150 kWh godišnje do 2030. godine kao posljedica mjere energetske označavanja uređaja u domaćinstvu i ostalih mjera na strani potrošnje,

Usluge:

- kao i za domaćinstva, primjena propisa o toplotnoj zaštiti u novogradnji, koja će potrošnju korisne toplotne energije za grijanje svesti na nivo od 80 kWh/m² grijane površine od 2014. godine, odnosno na samo 15 kWh/m² nakon 2020. godine,
- rehabilitacija dvije trećine kvadrature objekata sektora usluga prema stanju u 2010. godini na nivo potrošnje od 70 kWh/m² do 2030. godine,
- smanjenje potrošnja električne energije za netoplotne potrebe do 10% kroz djelovanje energetskih agencija i ESCO kompanija.

Procjena potrebnih ulaganja

Gruba procjena investicija potrebnih za postizanje navedenih ušteda od 2 PJ u 2020. godini i 4,52 PJ u 2030. godini izvodi se koristeći "top-down" (odozgo prema dolje) pristup i rezultate MAED modela o očekivanim energetskim uštedama.

U Tabeli 12.1 dat je pregled procijenjenih ušteda energije po sektorima u 2020. godini kao i aktuelne prosječne cijene energije.

Tabela 12.1 Struktura ušteda energije u 2020. godini i troškovi energije za potrošače (aktuelne cijene)

Sektor	Uštede energije u 2020. godini		Ušteda energije		Prosječna cijena energije		Prosječni trošak po kWh
			Električna energija ¹⁾	Gorivo ¹⁾	Električna energija	Gorivo ²⁾	
	PJ	%	%	%	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh
Industrija	0,16	7,5	50	50	0,05	0,06	0,05
Saobraćaj	0,99	49,5		100		0,11	0,11
Domaćinstva	0,63	31,5	90	10	0,09	0,10	0,09
Usluge	0,23	11,5	90	10	0,07	0,10	0,08
Ukupno	2,01	100					0,095

Napomene:

1) procjena raspodjele ušteda između električne energije i goriva temelji se na vrstama potencijalnih mjera energetske efikasnosti

2) prosječne cijene goriva uzimaju u obzir miks goriva. Cijene električne energije su izračunate na temelju cijena iz 2012. g. za različite kategorije potrošača (PDV se obračunava na cijene električne energije za domaćinstva budući da za ovu kategoriju nema povrata PDV-a)

Ulaganja u oblasti EE obično vrše privatne kompanije i pojedinci ukoliko imaju povoljan period povrata investicije koji ne prelazi 4-6 godina. Duži period povrata investicije može biti prihvatljiv za privatni sektor samo ako ova ulaganja stvaraju dodatne neenergetske pogodnosti, kao što su modernizacija proizvodnih linija ili prevoznih sredstava, poboljšanje kvalitete usluga i proizvoda, itd. Sa druge strane period povrata investicije od 5 godina je tipičan period za većinu investicija u oblasti EE. Poboljšanje EE objekata, ulaganja u kogeneraciju u oblasti industrije i niz drugih mjera mogu imati duže periode povrata investicije na nivou od 7 do 10 godina. Kako bi se realizovale investicije sa dužim periodom povrata država mora osigurati finansijske podsticaje u obliku grantova, poreskih olakšica, subvencionisanih kamatnih stopa kredita i sl. Finansijski podsticaji bi trebali da budu dovoljni kako bi se period povrata investicije potrošača smanjio na prihvatljivi nivo od oko 5 godina. Podsticaji za investicije u privatnom i javnom sektoru mogu se obezbijediti i putem finansiranja od treće strane ili ugovaranja o energetskom učinku. U svakom slučaju, podsticaji ne bi trebali da budu previsoki kako bi se izbjeglo generisanje profita za potrošače kroz javne fondove.

Na osnovu iznesenih pretpostavki, u Tabeli 12.2 je prikazana procjena potrebnih ulaganja, kako privatnih tako i javnih, kako bi se postigle predviđene uštede energije do 2020. godine.

¹⁹ Netoplotna potrošnja električne energije u domaćinstvima je ona koja nije za grijanje prostora, za pripremu tople vode, za kuhanje, za klima uređaje.

Pretpostavlja se da će beztroškovne EE mjere ili one sa niskim ulaganjima i sa kraćim periodima povrata investicije, biti realizovane od strane potrošača kao dio razvoja tržišta. Odgovarajuće uštede energije od mjera sa niskim ulaganjima se smatraju uštedama koje će samo tržište postići.

Tabela 12.2: Proračun potrebnih ulaganja u energetska efikasnost po sektorima

	Industrija	Saobraćaj	Domaćinstva	Usluge	UKUPNO
Uštede energije u 2020. godini (PJ)	0,16	0,99	0,63	0,23	2,01
Prosječni trošak energije (EUR/kWh)	0,05	0,11	0,09	0,08	
Vrijeme povrata investicije za privatne investitore (godine)	5,0	5,0	5,0	5,0	
Privatne investicije (EUR/kWh ušteden)	0,263	0,550	0,455	0,376	
1. Ukupne privatne investicije (mil. EUR)	11,70	151,25	79,56	24,04	266,55
Dodatno prosječno vrijeme povrata investicije koja se pokriva iz podsticaja – javni fondovi (godine)	3	3	3	3	
Primjenljivo na procenat investicije (%)	30	30	85	85	
Potrebni javni podsticaji (EUR/kWh ušteden)	0,047	0,099	0,232	0,192	
2. Ukupno podsticaji iz javnih sredstava (mil. EUR)	2,11	27,23	40,57	12,26	82,17
UKUPNE POTREBNE INVESTICIJE (1+2)	13,81	178,48	120,13	36,30	348,72

Navedeni proračun predstavlja procjenu potrebnih privatnih i javnih ulaganja kako bi se postigle očekivane uštede energije, uz pretpostavku da će dio investicija u javnom sektoru doći iz privatnog sektora (npr. finansiranje od treće strane). Tačni investicioni troškovi mogu se analitički izračunati tek kad se detaljno definišu konkretne EE mjere.

Na bazi navedenog proračuna procijenjeni investicioni troškovi do 2021. i 2030. su dati u Tabeli 12.3.

Tabela 12.3: Procjena potrebnih investicija u energetska efikasnost do 2030. godine (mil. EUR)

	do 2021	2022-2030	Ukupno
Privatni kapital	266,55	335,86	602,41
Javni fondovi i doprinos donatora	82,17	103,53	185,70
Investicije ukupno	348,72	439,39	788,11

Uticao cijena energije

Svi navedeni proračuni uzimaju u obzir sadašnje investicione troškove i trenutne cijene energije. U slučaju da je stopa povećanja cijena energije veća od stope inflacije i investicionih troškova, period povrata investicije se smanjuje. Ovo neće smanjiti investicioni trošak pojedinačnih mjera, ali može uticati na smanjenje potrebnih podsticaja i iste učiniti atraktivnije potrošačima.

12.4 GLAVNE PREPORUKE STRATEGIJE

Glavne preporuke Strategije na području energetske efikasnosti su prikazane u Bloku 12.1.

Blok 12.1: Energetska efikasnost – glavne preporuke Strategije	
PRAVNI I INSTITUCIONALNI OKVIR ZA EE	<ul style="list-style-type: none"> Izmjene i dopune ZoEE kako bi se podržale nove obaveze Crne Gore koje proističu iz EnCT-a i obezbijedio poboljšani implementacioni okvir za EE, Dalje jačanje centralne institucije za EE; Razmatranje potrebe za osnivanjem Agencije za EE, Razmatranje osnivanje Fonda za EE i/ili lokalnih fondova za EE na nivou lokalnih samouprava, Preispitivanje postojećeg rešenja u dijelu strateškog planiranja u oblasti EE u izmijenjenom i dopunjenom ZoEE (razmatranje potrebe za Strategijom EE kao zasebnim dokumentom), Dalji razvoj i proširenje statističkog i informacionog sistema potrošnje energije.
EFIKASNA	<ul style="list-style-type: none"> Praćenje razvoja u EU i svijetu u pogledu EE na strani ponude,

<p>PROIZVODNJA, TRANSFORMACIJA, PRENOS/TRANSPORT I DISTRIBUCIJA ENERGIJE ("STRANA PONUDE")</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Procjena obima aktivnosti za uspostavljanje obaveznih modela za EE za snabdjevače ili distributere energije, • Procjena obima aktivnosti za usvajanje Nacionalnog plana za grijanje i hlađenje, • Procjena obima aktivnosti za uspostavljanje obaveza za nove i u većoj mjeri rekonstruisane termoelektrane kako bi se omogućilo korišćenje otpadne toplote putem kombinovane proizvodnje električne i toplotne energije, • Promovisati postepeno uvođenje tehnologija pametne mreže i pametnih brojila.
<p>ENERGETSKA EFIKASNOST U SVIM SEKTORIMA POTROŠNJE (MEĐUSEKTORSKE MJERE)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Promocija preduzeća za pružanje energetske usluga (ESCO), javnog privatnog partnerstva o oblasti EE, energetskih pregleda, konsalting usluga i sl., • Uspostavljanje podsticajnih modela za podršku investicija u oblasti EE.
<p>ENERGETSKE KARAKTERISTIKE ZGRADA, UREĐAJA I OPREME</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Uspostavljanje stalne međuministarske komisije u cilju pružanja podrške, promocije i implementacije regulatornog okvira u oblasti EE zgrada, • Obuka i jačanje kapaciteta auditora i službenika odgovornih za izdavanje dozvola za izgradnju i upotrebu objekata, • Definisane zgrade sa skoro nultom potrošnjom električne energije i priprema okvira za buduću obaveznu implementaciju, • Implementacija programa za masovnu energetske rehabilitacije i sertifikaciju postojećih javnih zgrada, kao i stambenih zgrada, • Aktivnosti na širenju informacija.
<p>ENERGETSKA EFIKASNOST U OBJEKTIMA DRŽAVNE UPRAVE I LOKALNE SAMOUPRAVE</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Tehnička pomoć za uspostavljanje sistema efikasnog upravljanja energijom i informacionih sistema potrošnje energije, • Investicioni projekti za EE u javnoj rasvjeti, sistemima vodosnabdijevanja, i tretmanu otpadnih voda i drugim komunalnim uslugama, • Pružanje podrške za obezbjeđivanje alternativnih mehanizama finansiranja u javnom sektoru (ugovori o energetskom učinku, finansiranje od treće strane i sl.).
<p>DODATNE MJERE ENERGETSKE EFIKASNOSTI ZA STAMBENI SEKTOR</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Mjere za racionalnije korišćenje energije i pravilno održavanje energetskih sistema (posebno klima uređaja), prelazak na efikasnije sisteme rasvjete, korišćenje efikasnijih uređaja za domaćinstvo i klima uređaja, drastično smanjenje direktne upotrebe električne energije za grijanje prostora i pripremu tople vode i veće korišćenje OIE, posebno solarnih termalnih sistema i savremenih sistema na biomasu.
<p>ENERGETSKA EFIKASNOST ZA VELIKE POTROŠAČE ENERGIJE (INDUSTRIJA, USLUGE, TRANSPORT)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Tehnička pomoć i druge mjere podrške za poboljšanje EE kod velikih potrošača energije, • Dobrovoljni ugovori sa velikim potrošačima energije u cilju realizacije određenih EE mjera.
<p>DODATNE MJERE ENERGETSKE EFIKASNOSTI ZA MALA I SREDNJA PREDUZEĆA</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Posebni programi namenjeni unaprjeđenju korišćenja pojedinih tehnologija EE i/ili OIE (npr. uvođenje integrisanog sistema za upravljanje energijom u objektima, poboljšanje efikasnosti kotlova, kombinovana proizvodnja električne i toplotne energije, rekuperacija toplote, veliki solarni termalni sistemi, korišćenje biomase, itd.), • Programi koji se odnose na pojedinačne podsektore kao što su hoteli, tržni centri, industrijske kompanije itd.

13. OBNOVLJIVI IZVORI ENERGIJE

Zakon o energetici (ZoE) uvodi određene odredbe koje se odnose na implementaciju Direktive 2009/28/EC o promociji električne energije i energije za grijanje i hlađenje iz obnovljivih izvora.

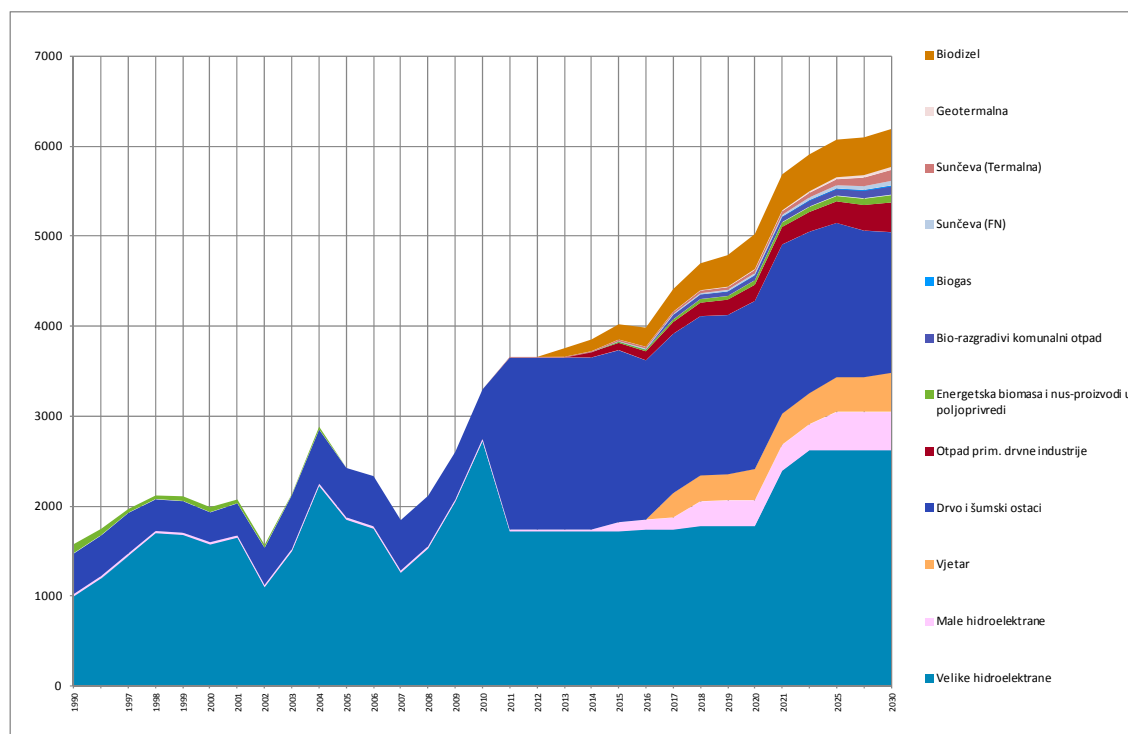
Direktiva 2003/30/EC o podsticajima za korišćenje biogoriva tek treba da bude transponovana u zakonodavni sistem Crne Gore kao što je predviđeno u skladu sa obavezama Crne Gore prema Sporazumu o formiranju Energetske zajednice.

Pored odredba ZoE, napravljen je odlučujući korak ka realizaciji projekata u oblasti OIE usvajanjem potrebnih podzakonskih akata – propisa u periodu 2010-2011.

Energetska zajednica je na 10. ministarskom sastanku obavezala zemlje članice pa samim tim i Crnu Goru da implementira direktivu 2009/28/EC kao i definisala za Crnu Goru, u skladu sa metodologijom direktive, a na osnovu baze 2009. godine, **nacionalni cilj udjela obnovljivim izvora energije u bruto finalnoj potrošnji energije od 33 % do 2020. godine.**

13.1 KORIŠĆENJE OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE U PROŠLOSTI I PROCJENE DO 2030. GODINE

Na Slici 13.1 je jasno prepoznato da je Crna Gora u posljednoj deceniji koristila OIE u obliku hidroenergije za potrebe proizvodnje električne energije i ogrijevno drvo. Korišćenje hidroenergije u uslovima nepredvidljive hidrologije pokazuje značajne oscilacije i ukazuje na jasne posljedice (pozitivne ili negativne) na elektroenergetski sistem i sigurnost snabdijevanja. Godine 2001., 2004. i naročito 2010. godina prepoznate su kao godine sa veoma dobrom hidrologijom.



Slika 13.1: Ukupno korišćenje OIE u prošlosti (1990-2010) i predviđeno Strategijom do 2030. godine (GWh)

13.1.1 Ukupno korišćenje OIE do 2030. godine

Pored korišćenja OIE u finalnoj potrošnji (ogrijevno drvo, pelete i briketi, solarni kolektori, toplotne pumpe kao i OIE u transportu (biogoriva i električne energije iz OIE)) Strategija predviđa intenzivno korišćenje OIE u sektoru

transformacija, sa ciljem proizvodnje električne energije i/ili toplote za daljinsko grijanje za tržište. Detaljniji plan korišćenja OIE za proizvodnju električne energije je prikazan u Tabeli 10.4 u Pogl. 10.

Strategija predviđa razvoj i ukupno korišćenje OIE kao što je prikazano u zbirnoj Tabeli 13.1 i Slici 13.1, na osnovu izrađenih godišnjih EB za dati period do 2030. godine. Oni predstavljaju korišćenje OIE po izvorima, obračunato u skladu sa međunarodnim konvencijama energetske statistike i praksama²⁰. OIE uključuje energiju za (i) proizvodnju električne energije, (ii) toplotu za grijanje / hlađenje i (iii) transport.

Tabela 13.1: Ukupno korišćenje OIE prema energetskom bilansu (GWh)

Vrsta korišćenog OIE	Za proizvodnju energije	Realizacija u 2010	Plan za 2015.	Plan za 2020	Procjena za 2025.	Procjena za 2030.
1. Hidro	Zbir 1	2762.5	1796	2065	3046	3046
Velike HE	Električna energija ¹⁾	2733.6	1694	1778	2621	2621
Male HE	Električna energija	28.9	102	287	425	425
2. Vjetar	Zbir 2			348	387	436
	Električna energija					
3. Sunčevo zračenje	Zbir 3	5	22.8	55.7	104.7	173
	Električna energija		5.3	16.5	36	52
	Toplota ²⁾	5	17.5	39.2	68.7	121
4. Biomasa	Zbir 4	560	2199.4	2531.2	2548.5	2715.6
	Električna energija		76.9	273.6	386.1	500.0
	Toplota	560	2122.5	2257.6	2162.4	2215.6
	Od čega :					
Ogrjevno drvo i šumski ostaci	Toplota		1958.2	1961.6	1789	1772.5
Ostaci od primarne industrije (drveno-prerađivačka)	Električna energija		44.2	112	159.6	198
	Toplota		159.7	197.8	231.4	258.3
Poljoprivredni usjevi	Električna energija		5.5	29	39.2	52.2
Nus-proizvodi iz poljoprivrede (biljni i životinjski)	Električna energija		2	6.6	9.2	12.2
	Toplota		4.6	12	12.7	12.4
Mješoviti čvrsti komunalni otpad ³⁾	Električna energija			54	80.9	107.9
	Toplota			86.2	129.3	172.4
Biološki otpad/deponijski gas	Električna energija		11.7	58.5	79	105.4
Metan iz mulja	Električna energija		13.5	13.5	18.2	24.3
5. Geotermalna energija ⁴⁾	Toplota		1.4	9.8	25	36
Ukupno (1-5) ⁵⁾						
	Električna energija	2762.5	1878.2	2703.1	3855.1	4034
	Toplota	565	2141.4	2306.6	2256.1	2372.6
Biogoriva	Transport		84.3	284.7	286	252.4
Ukupno (1-6) ⁵⁾		3327.5	4103.9	5294.4	6397.2	6659

Napomena:

- 1) korišćenje OIE za proizvodnju električne energije
- 2) korišćenje OIE za grijanje/hlađenje prema metodologiji iz Direktive 2009/28/EC
- 3) predstavlja udio OIE (papir, djelimično tekstil, otpadno drvo) u gorivu za spalionicu
- 4) predstavlja toplotu iz zemlje koja je potrebna za rad geotermalnih toplotnih pumpi
- 5) toplota iz vazduha i vode koja je potrebna za rad aerotermalnih i hidrotermalnih pumpi nije uključena u EB

Strategija snažno podržava promovisanje korišćenja OIE u budućnosti. Do 2030. godine, pored izgradnje HE na Morači i HE Komarnica u kategoriji velikih HE, realizuje se i program izgradnje malih HE (425 GWh/god.) i vjetroelektrana koje imaju prepoznat i sličan doprinos kao male HE (436 GWh/god.). Znatno veći doprinos od

²⁰ OECD, IEA, EUROSTAT: Priručnik energetske statistike.

malih HE i vjetroelektrana ima biomasa (2.716 GWh/god.), u različitim oblicima a koja se najviše (oko 80%) koristi za toplotne potrebe. Preostale domaće OIE čine energija sunčevog zračenja (173 GWh/god.) i geotermalna energija (36 GWh/god.). Od OIE se koriste takođe uvožena biogoriva u transportu koja u 2030. godini iznose 252 GWh. Prema EB u Strategiji ukupno korišćenje OIE u 2020. godini će iznositi 5.294 GWh i u 2030. godini 6.659 GWh.

13.2 KORIŠĆENJE OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE PREMA NAMJENI

13.2.1 OIE za proizvodnju električne energije

Zbog njihovog povoljnijeg uticaja na životnu sredinu i supstitucije fosilnih goriva s ograničenim rezervama, u svijetu se sve više prepoznaje i cijeni vrijednost OIE. Budući da neke tehnologije proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora trenutno još nijesu ekonomski konkurentne u odnosu na klasične tehnologije, većina država u svijetu osmislila je različite mehanizme podsticaja za razvoj korišćenja OIE (garantovane i povlašćene tarife, subvencije, porezne olakšice i dr.). U tom kontekstu Crna Gora je izabrala sistem garantovanog otkupa električne energije po „feed-in-tarifama“ od povlašćenih proizvođača, a takođe mogućnost korišćenja garancije porijekla, prema ZoE i usvojenim podzakonskim aktima. Sistem feed-in-tarifa znači da svi potrošači električne energije trebaju plaćati nešto skuplje svaki potrošeni kWh, kako bi se prikupljena sredstva koristila za isplatu proizvođačima električne energije koji su u sistemu garantovanih tarifa povlašćenih proizvođača.

Korišćenje OIE za proizvodnju električne energije izračunato modelom prema metodologiji iz Direktive 2009/28/EC²¹, što je potrebno za izračunavanje Nacionalnog cilja korišćenja energije iz obnovljivih izvora energije (NCOIE), pobliže je prikazano u Tabeli 13.2 i na Slici 13.2. Električna energija iz OIE će se proizvoditi u hidroelektranama (velike i male), vjetroelektranama, FN postrojenjima i u nizu tehnologija koje pretvaraju biomasu u električnu energiju. Posljednja stavka uključuje i postrojenja za kogeneraciju koja proizvode električnu energiju za tržište (sektor "transformacija" u EB), za sopstveno korišćenje energije krajnjih kupaca (sektor "finalna potrošnja" u EB), kao i širok spektar dostupnih tehnologija koje koriste biomasu neposredno ili preko posrednih faza (gasifikacija, fermentacija itd.).

Svaki projekat koji se odnosi na biomasu mora da se detaljno ispita putem sopstvene prethodne studije izvodljivosti na osnovu koje se biraju odgovarajuće tehnologije i optimalna veličina instalacije. Strategija jasno pravi razliku između oblika biomase koji se mogu koristiti za proizvodnju električne energije ili kombinovane proizvodnje električne i toplotne energije (za krajnju upotrebu ili daljinsko grijanje) i onih koji treba da se koriste samo za proizvodnju toplote. Strategija u ovoj fazi ne predviđa nikakve of-šor vjetroelektrane.

Tabela 13.2: Korišćenje OIE prema EB i izračunavanje OIE za proizvodnju električne energije (GWh)

Vrsta OIE	2010	2015	2020	2025	2030
<i>Korišćeni OIE prema EB (ukupno) ¹⁾</i>	2,762.50	1,878.20	2,703.10	3,855.10	4,034.00
Obračunati OIE za potrebe izračunavanja NCOIE. ukupno (1-4), od čega: 2)	2,762.50	1,824.40	2,530.50	3,613.20	3,721.80
1. Hidro	2,762.50	1,796.00	2,065.00	3,046.00	3,046.00
Velike HE	2,733.60	1,694.00	1,778.00	2,621.00	2,621.00
Male HE	28.9	102	287	425	425
2. Vjetar	0	0	348	387	436
3. Sunčevo zračenje	0	5.3	16.5	36	52
4. Biomasa ³⁾	0	23.1	101	144.2	187.8

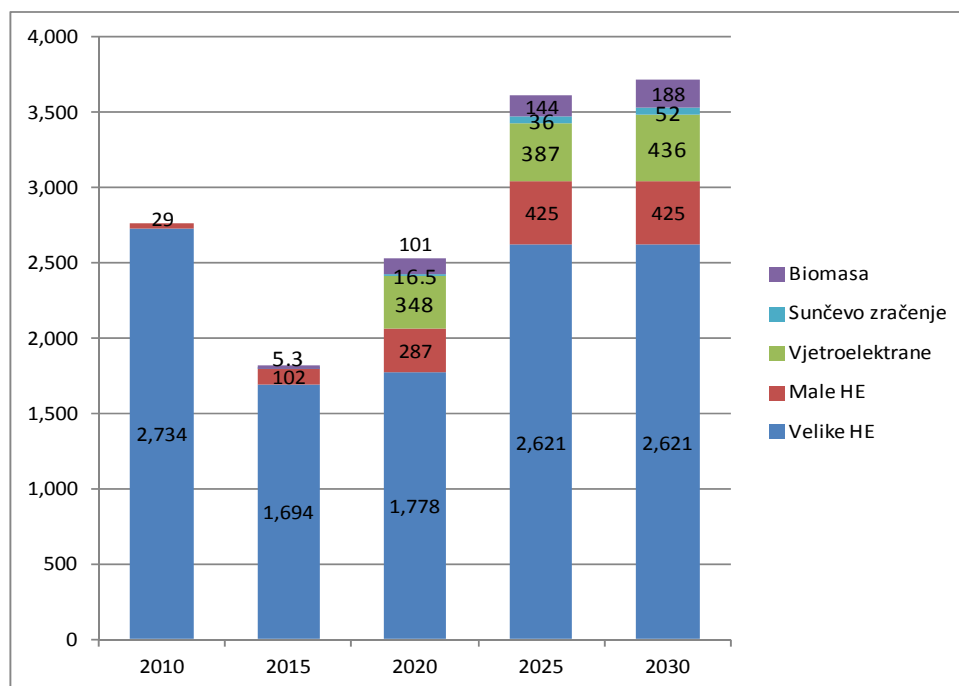
Napomena:

1) iz Tabele 13.1

2) izračunato modelom prema metodologiji iz Direktive 2009/28/EC

3) predstavlja proizvedenu električnu energiju iz postrojenja na biomasu

²¹ "Bruto finalna potrošnja energije iz OIE" izračunava se kao količina električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije, isključujući električnu energiju proizvedenu u pumpno-akumulacionom postrojenju gdje se voda prethodno pumpama dovodi uzbrdo.



Slika 13.2: Obračun OIE za proizvodnju električne energije za potrebe izračuna NCOIE (GWh)

Obim proizvodnje velikih hidroelektrana je povećan uključanjem HE na Morači i HE Komarnica, dok je očigledno da je do dodatnog povećanja došlo usljed intenzivnog prodora malih hidroelektrana, vjetroelektrana i postrojenja na biomasu.

13.2.2 OIE za grijanje i hlađenje

Solarni kolektori

Zbog visokog solarnog potencijala u Crnoj Gori, solarna-termalna tehnologija je vrlo dobro poznata na teritoriji Crne Gore za zagrijavanje sanitarne vode u hotelima i smještajnim kapacitetima. Solarna-termalna tehnologija je prepoznata kao najefikasnija tehnologija za mjere energetske uštede u aktuelnom sektoru zgrada u kojem je električna energija smatrana kao dominantno gorivo za zagrijavanje sanitarne vode. Prelazak na solarne kolektore za zagrijavanje vode bi doveo do smanjenja potrošnje električne energije i povećanja korišćenja OIE.

U modelu predviđanja potrošnje finalne energije (Pogl. 7), predviđena je značajno povećana zastupljenost solarnih kolektora za pripremu tople vode. Pretpostavljeno je da bi do 2030. godine oko 11% korisne toplote za pripremu tople vode bilo proizvedeno iz solarnih kolektora. To je 28% od svih stambenih jedinica sa kolektorima, tj. oko 39.000 stambenih jedinica, odnosno oko 2.000 stambenih jedinica godišnje. Za tako visok udio solarnih kolektora bili bi potrebni podsticaji, a samo manji dio bi se ostvario bez podsticajnih mjera.

Biomasa

Većina aktuelnih potencijala biomase u Crnoj Gori, posebno potencijala koji se odnosi na drvenu biomasu se trenutno koristi samo u domaćinstvima za grijanje i uglavnom kao tehničko ogrijevno drvo. Međutim, usljed najnovijih promjena u ovom sektoru, trenutno postoji veliki broj projekata koji su počeli sa intenzivnim planiranjem i neki koji su završili sa izgradnjom i koji će uskoro započeti sa proizvodnjom.

Konačno, Crna Gora je počela sa projektima za proizvodnju drvnog goriva, kao što su briketi i peleti, gdje su dva postrojenja za proizvodnju briketa već počela sa proizvodnjom, jedan od njih je lociran u opštini Bijelo Polje sa kapacitetom od 700 t/god. a drugi u opštini Podgorica sa instalisanim kapacitetom od 7.000 t /god. u realizaciji preduzeća Plantaže. Dodatno postrojenje za proizvodnju peleta u Brezni kod Nikšića je izgrađeno i proizvodnja je bila planirana da započne u 2011. godini sa količinom od 15.000 t/god. Isto tako u izgradnji je postrojenje za izradu peleta u opštini Pljevlja sa planiranim kapacitetom od 50.000 t/god. Međutim, Crnoj Gori kao i većini

susednih zemalja još uvijek nedostaje tržište za drvo gorivo koje bi stimulisalo i proizvođače biomase i investitore da ulože u postrojenja koje bi koristile energiju iz biomase.

Od 2015. godine daljinsko grijanje je modelirano isključivo na pelete i ostala goriva iz biomase. Peleti za pokrivanje toplotnih potreba daljinskog grijanja se prikazuju u energetske bilansima na strani „transformacija“, i nisu iskazani u potrošnji finalne energije.

Mješoviti čvrsti komunalni otpad

U 2011. završena ERICO studija²² ukazuje na mogućnost spaljivanja čvrstog goriva iz lakih (gorljivih) frakcija mješovitog komunalnog otpada (koji će se proizvoditi izključivanjem plastike, papira, tekstila i otpadnog drveta iz mješovitog otpada u Crnoj Gori) poslije 2020. godine u količini od 50.000 do 60.000 t godišnje, u postrojenju za proizvodnju električne energije i toplote. Zbog preovladujućeg udjela prirodnih materijala Strategija uvrštava takav otpad u biomasu i samim time ta vrsta energenta se smatra kao OIE. Takvo postrojenje bi imalo 40 MW_{th} ulazne termičke snage. Prema praksi, takvo postrojenje radeći praktično oko 7.000 sati godišnje bi proizvelo oko 70 GWh (25%) električne energije (kod prosječne snage 10 MW_{el}) i oko 110 GWh (40%) toplotne energije dok su ukupni gubici transformacije procijenjeni na 35%. Indikativni trošak: 80 mil. EUR.

Strategija podržava korišćenje komunalnog otpada u energetske svrhe ali prepoznaje niz neizvjesnosti u vezi sa upravljanjem otpadom u budućnosti kao i sa nepostojanjem studije izvodljivosti.

Strategija predviđa postrojenje za spaljivanje otpada od 2020. godine na dalje na za sada neodređenoj lokaciji. Procenat iskorišćenosti postrojenja napočetku bi bilo 50%, zatim 75% u 2025. i 100% u 2030. godini. Korišćeno gorivo (mješovit čvrsti komunalni otpad) je sastavni dio energetske bilansa biomase, a proizvedena električne energija i toplota za daljinsko grijanje su sastavni dio energetske bilansa. Za izbor odgovarajućeg potrošača toplote potrebno je uraditi odgovarajuću studiju.

Alternativno rješenje je takođe spaljivanje određenih frakcija komunalnog otpada u industrijskim postrojenjima.

Aero-, hidro- i geotermalna energija

Toplotne pumpe koristeći aerotermalnu energiju su već danas vrlo zastupljene u grijanju u sektoru domaćinstava i sektoru usluga. Do 2030. godine, toplotne pumpe će koristeći toplotu vazduha, vode i zemlje grijati 46% domaćinstava, a u sektoru usluga pokriti 35% potreba za toplotnom energijom u te svrhe. Sve su toplotne pumpe na električni pogon.

Korišćenje OIE za grijanje/hlađenje izračunato modelom prema metodologiji iz Direktive 2009/28/EC²³, što je potrebno za izračunavanje nacionalnog cilja korišćenja OIE, poblizje je prikazano u Tabeli 13.3 i na Slici 13.3.

Tabela 13.3: Korišćenje OIE prema EB i izračunavanje OIE za proizvodnju toplote (GWh)

Vrsta korišćenog OIE	2010	2015	2020	2025	2030
<i>Korišćeni OIE prema EB (ukupno)</i> ¹⁾	565	2141.4	2306.6	2256.1	2372.6
Obračunati OIE za potrebe izračunavanja NCOIE, ukupno (1-4), od čega: ²⁾	565	2086.4	2154.4	2075.6	2161.4
1. Sunčevo zračenje	5	17.5	39.2	68.7	121
2. Biomasa ³⁾	560	2067.5	2105.4	1981.9	2004.4
3. Geotermalna energija ⁴⁾	0	1.4	9.8	25	36

Napomena:

- 1) iz Tabele 13.1
- 2) izračunato modelom prema metodologiji iz Direktive 2009/28/EC
- 3) predstavlja proizvedenu toplotu iz postrojenja na biomasu
- 4) uključuje geotermalne a ne aerotermalne i hidrotermalne toplotne pumpe

²² ERICO: Studija o ocjeni potrebe revizije Strateškog Master plana za upravljanje otpadom u Crnoj Gori i preporukama za organizovanje poslova upravljanja otpadom u periodu do 2030. godine, novembar 2011.

²³ „Bruto finalna potrošnja OIE za grijanje i hlađenje“ obračunava se kao količina energije iz daljinskog grijanja i hlađenja koja se proizvodi iz OIE, uz potrošnju drugih OIE za potrebe industrije, domaćinstava, usluga, poljoprivrede, šumarstva i ribarstva, za grijanje, hlađenje i za potrebe prerađivačkih procesa.

Toplota iz OIE će se proizvoditi iz solarnih kolektora, pomoću širokog spektra tehnologija koje koriste biomasu i primjenom toplinskih pumpi.

Ovo uključuje postrojenja, kako u sektoru "transformacija" tako i u sektoru "finalne potrošnje", dok tehnologije obuhvataju manja postrojenja za kombinovanu proizvodnju električne i toplotne energije i postrojenja za proizvodnju samo toplotne energije, i ložišta na tradicionalna goriva i pelete, brikete i sl.



Slika 13.3: Obračun OIE za proizvodnju toplote za potrebe izračuna NCOIE (GWh)

Ogrijevno drvo i moderna biomasa će zadržati prilično konstantan volumen tokom cijelog perioda do 2020. godine, poslije toga očekuje se da će biti smanjen dok u isto vrijeme upotreba moderne biomase raste. Poslije 2015. godine, pretpostavlja se da će biti intenzivnije korišćenje drvnih ostataka iz šumarstva i primarne proizvodnje drvene biomase, dok solarna termalna tehnologija konstantno povećava svoj doprinos.

13.2.3 OIE u sektoru transporta

Kao dio globalnog nacionalnog cilja OIE, sekundarni cilj koji se odnosi na postizanje udjela od 10% obnovljivih izvora u ukupnoj potrošnji goriva u sektoru transporta je predviđen Direktivom o OIE. Upotreba OIE sektoru transporta je jedan od prioriteta za energetske sektor u Crnoj Gori. Ipak, količine biogoriva koje su potrebne do 2020. godine umnogome zavise od uvođenja mjera energetske efikasnosti u ovom sektoru budući da smanjenje potrošnje goriva dovodi do nižih potreba u pogledu uvođenja biogoriva.

Upotreba biogoriva u Crnoj Gori je jedan od ciljeva do 2020. godine. Međutim nije još uspostavljen planirani udio i način kako bi se taj cilj postigao od strane Vlade. Međutim s obzirom na činjenicu da su biobenzin i biodizel zapravo biogoriva koje se najviše koriste na evropskom tržištu, smatra se da se u Crnoj Gori koriste vrste goriva slične ovima. Regulatorni okvir, kao i akcioni plan za korišćenje energije u sektoru transporta trebalo bi da budu završeni do kraja 2014. godine.

Budući da je moguće da će uvođenje električnih vozila zahtjevati državne subvencije, razvijenu regulative i raspoloživu infrastrukturu za stanice za punjenje baterija, Strategija predlaže prilično skromnu stopu prodora na tržište kada je riječ o ovoj vrsti vozila. Kako električno vozilo zapravo treba da bude jedna vrsta pomoćnog porodičnog vozila i budući da je pogodno samo za gradski prevoz, pretpostavlja se da će realno ne više od 1% (2.750) registrovanih vozila u 2020. godini biti zapravo vozila na električni pogon. Ova vozila bi trošila 1,9 GWh električne energije ili oko 1 GWh iz naslova doprinosa OIE. U 2030. godini situacija je već sasvim drugačija. Predviđa se 15,550 vozila na električni pogon (5%), koja troše 11 GWh električne energije.

13.3 CILJEVI KORIŠĆENJA OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE DO 2020. GODINE I DALJE

13.3.1 Nacionalni cilj korišćenja energije iz obnovljivih izvora

Nacionalni cilj korišćenja energije iz obnovljivih izvora (NCOIE), koji predstavlja *udio bruto potrošnje finalne energije iz OIE*²⁴ u ukupnoj bruto potrošnji finalne energije (BPFE)²⁵ u Crnoj Gori, je uspostavljen od strane ministarstva nadležnog za energetiku, a u skladu s odlukama 10. ministarstskog sastanka Energetske zajednice u Budvi 18. oktobra 2012. godine. Usvojena je odluka o preuzimanju obaveze za implementaciju Direktive 2009/28/EC o promociji obnovljivih izvora energije i nacionalni cilj udjela obnovljivih izvora energije za zemlje članice Energetske zajednice.

Prema navedenoj odluci nacionalni cilj korišćenja energije iz obnovljivih izvora do 2020 je 33 %.

U tabeli 13.4 su rezultati za ostvarenje cilja OIE. Može se zaključiti da je u svim godinama do 2030. cilj ostvarenja proizvodnje energije iz OIE premašen.

Prema izvedenim energetske bilansima, u 2020. godini, 4970 GWh energije može da se obračuna za ispunjavanje NCOIE. To predstavlja ostvarenje koeficijenta OIE od 45,9 %, i predstavlja premašivanje cilja za 1399 GWh.

Prema Strategiji, Crna Gora je značajno iznad NCOIE i nakon 2020. godine ali procenat je u padu. Rezultat pretpostavki Strategije je da:

- i. svi planirani infrastrukturni projekti OIE će biti izgrađeni i pušteni u rad u skladu sa dinamikom i karakteristikama proizvodnje (MW, GWh) kao što je prikazano u Tabeli 10.3 u Pogl. 10,
- ii. sve planirane mjere uvođenja OIE u sektoru finalne potrošnje opisane u Pogl. 13.1.1 će biti realizovane,
- iii. 10% udjela OIE u transportu bude postignuto i održavano do 2020. godine i dalje.

Ukoliko to ne bude slučaj, stvarno ostvarenje cilja OIE će biti adekvatno manje i može brzo da opadne ispod NCOIE u posmatranom periodu i Crna Gora ne bi ostvarila sopstvene ciljeve politike OIE, kao i obaveze koje proističu iz Direktive 2009/28/EC. Strategija sugerise da se djeluje prema predloženom scenariju u svim aspektima u cilju prevazilaženja ovog rizika.

Tabela 13.4: Postizanje NCOIE cilja - KAP 84 MW

	2009 ¹⁾	2010	2015	2020	2025	2030
(1) NCOIE (%) ²⁾				33	33	33
(2) BPFE (GWh) ³⁾	9164.1	9157	9555	10820	12414	13681
(3=1x2) OIE energija prema NCOIE (GWh)				3570.6	4096.6	4514.9
(4) Obračun OIE prema Strategiji (GWh) ⁴⁾ , od toga:	2633.0	3328.0	3995.1	4969.6	5974.8	6135.6
(4.1) OIE za proizvodnju električne energije	2073	2763	1824.4	2530.5	3613.2	3721.8
(4.2) OIE za grijanje i hlađenje	560.0	565.0	2086.4	2154.4	2075.6	2161.4
(4.3) OIE u sektoru transporta ⁵⁾	0	0	84.3	284.7	286	252.4
(5=4/2) Stepen postizanja NCOIE (%)	28.7	36.3	41.8	45.9	48.1	44.8
(6=5-1) Razlika (%) ⁶⁾				12.9	15.1	11.8
(7=4-3) Razlika (GWh) ⁶⁾				1399.0	1878.2	1620.7

Napomena:

- 1) Referentna godina za obračun NCOIE
- 2) Odluka Ministarskog savjeta Energetske zajednice
- 3) prema EB Strategije

²⁴ "Bruto potrošnja finalne energije iz OIE" je definisana u čl. 5 Direktive 2009/29/EC i obuhvata zbir (i) bruto finalne potrošnje električne energije iz obnovljivih izvora energije, (ii) bruto finalne potrošnje energije iz obnovljivih izvora za grijanje i hlađenje i (iii) bruto finalne potrošnje energije iz obnovljivih izvora u transportu.

²⁵ BPFE označava »potrošnju finalne energije« – »neenergetska potrošnja« + »gubici u prenosu i distribuciji energije« + »sopstvena potrošnja grane energetike«.

- 4) izračunato modelom prema metodologiji iz Direktive
- 5) količina OIE iz obračuna za postizanje sektorskog cilja u transportu i umanjena za udio električne energije iz OIE koja je već uključena u OIE za proizvodnju električne energije – kako ne bi bilo udvajanja
- 6) nivo postizanja NCOIE

13.3.2 Sektorski cilj OIE u transportu

Kao dio globalnog nacionalnog cilja OIE, prisutan je i dodatni poseban sektorski cilj za 2020. godinu koji se odnosi na postizanje udjela od 10% obnovljivih izvora u potrošnji energije u sektoru transporta (NCOIE-T). U skladu sa Direktivom 2009/28/EC, za izračunavanje količine energije iz OIE koja je utrošena u sektoru transporta sve vrste OIE treba da se uzmu u obzir, dok za izračunavanje ukupne količine utrošene energije u transportu, samo benzin, dizel, biogoriva utrošena u drumskom i željezničkom saobraćaju i električna energija utrošena u transportu treba da se uzmu u obzir. Pored toga, za obračun udjela električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora i utroška u svim tipovima električnih vozila i električne vuče, može da se koristi udio električne energije iz OIE u zemlji.

Pored toga, Direktiva definiše da obračun električne energije iz OIE koja je utrošena za (i) električna vozila koja se koriste u drumskom saobraćaju i (ii) električne vuču u željezničkom saobraćaju, iznosi 2,5 puta količinu električne energije proizvedenu iz OIE.

Tako je, za potrebe obračuna sektorskog cilja OIE u transportu ostvarenog u Strategiji, ukupna potrošnja u energetsom sektoru i procjenjena električna energija koja je utrošena za potrebe električnih vozila u 2020. godini u Crnoj Gori se usklađuju uzimajući u obzir navedene odredbe. Na osnovu ovih pretpostavki udio obnovljivih izvora energije u transportu u 2020. godini, u Referentnom scenariju je 10%.

U kvantitativnom smislu, u 2020. godini, osnova za obračun sektorskog cilja prema ranije navedenoj metodologiji je 3,147 GWh, a 10% energije iz OIE predstavlja 315 GWh. Ta obaveza će se ispuniti sa korišćenjem biogoriva (285 GWh), što predstavlja oko 90% obaveza dok će se ostatak pokrivati iz električne energije korišćene za električna vozila i električnu vuču (30 GWh ili oko 10%).

13.3.3 Interkonekcije sa drugim zemljama

Direktiva 2009/28/EC o OIE sadrži posebne odredbe kako bi se državama članicama omogućila fleksibilnost u njihovim naporima da ostvare svoje nacionalne ciljeve. Ove odredbe se uglavnom razlikuju u zavisnosti od toga da li se primjenjuju među državama članicama ili se primjenjuju između države članice i treće zemlje. Oba mehanizma predviđaju mogućnosti da država članica uzme u obzir energiju iz OIE koja je proizvedena van ove države članice za obračun ostvarenja svog nacionalnog cilja koji se odnosi na obnovljive izvore energije. Međutim, glavna diferencijacija je ta da ukoliko se energija iz OIE proizvodi u trećoj zemlji tada ta energija mora da se fizički transportuje državi članici kako bi država članica mogla da uzme tu energiju u obzir za ispunjavanje svog nacionalnog cilja. Strategija ne predviđa zajedničke projekte s drugim zemljama za ispunjenje NCOIE.

13.4 GLAVNE PREPORUKE STRATEGIJE

Glavne preporuke Strategije na području obnovljivih izvora energije su prikazane u Bloku 13.1.

Blok 13.1: Obnovljivi izvori energije – glavne preporuke Strategije	
NACIONALNI CILJ KORIŠĆENJA ENERGIJE IZ OBNOVLJIVIH IZVORA	<ul style="list-style-type: none"> • Pratiti dešavanja u Energetskoj zajednici u vezi sa pravnim tekovinama u pogledu transponovanja Direktive 2009/28/EC.
PODRŠKA INVESTICIJAMA	<ul style="list-style-type: none"> • Kontinuirano pratiti uslove za korišćenje obnovljivih izvora energije, prema potrebi usklađivati garantovane podsticajne cijene i ostale uslove, analizirati tehničke uslove priključenja na mrežu i rad EES kao i finansijske posljedice za potrošače električne energije, • Pružati podršku investicijama koje se odnose na OIE sa finansijski održivim kriterijumima, • Promovisati investicije u obnovljive izvore energije bez garantovane podsticajne cijene, ukoliko za to postoje zainteresovani investitori i ukoliko za to postoji mogućnost u elektroenergetskom sistemu.
MALE HIDROELEKTRANE	<ul style="list-style-type: none"> • Promovisati nastavak hidroloških mjerenja u cilju obezbjeđivanja sveobuhvatne osnove za procjenu izvodljivosti izgradnje malih hidroelektrana.

VJETAR	<ul style="list-style-type: none"> Promovisati mjerenja jačine vjetra na lokalitetima koji obećavaju, od strane zainteresovanih potencijalnih investitora, Promovisati razvoj proizvodnje iz vjetroelektrana sa kriterijumima održivosti, Osigurati praćenje djelatnosti u pogledu studije procjene of-šor potencijala.
SUNČEVO ZRAČENJE	<ul style="list-style-type: none"> Promovisati korišćenje fotonaponskih postrojenja u slučajevima gdje nema pristupa distributivnoj mreži, Promovisati električnu energiju proizvedenu iz fotonaponskih instalacija sa kriterijumima održivosti, Promovisati izgradnju fotonaponskih postrojenja bez obaveze garantovanog otkupa elektricne energije po feed-in tarifama. Promovisati korišćenje solarne termalne energije u domaćinstvima i sektoru usluga, Promovisati industrijsku saradnju u oblasti solarnih tehnologija, uspostavljanje zajedničkih preduzeća i sprovođenje zajedničkih projekata.
DRVNA BIOMASA	<ul style="list-style-type: none"> Napraviti dodatnu procjenu dostupnosti biomase u Crnoj Gori i izraditi studiju izvodljivosti u aktuelnim uslovima kako bi se utvrdio ekonomski potencijal korišćenja biomase u konkretnim projektima, * Promovisati investicije u postrojenja za kogeneraciju baziranu na drveni biomasi, Promovisati proizvodnju moderne biomase (palette, briketi i sl.) i razvoj tržišnih uslova, kao poslovnu priliku za razvoj posebno na sjeveru Crne Gore.
BIOGAS	<ul style="list-style-type: none"> Nastaviti sa procjenom dostupnosti biogasa u Crnoj Gori i izraditi studiju izvodljivosti u aktuelnim uslovima kako bi se utvrdio ekonomski potencijal korišćenja biogasa u konkretnim projektima *.
ENERGIJA KOMUNALNOG OTPADA	<ul style="list-style-type: none"> Pripremiti studije izvodljivosti o mogućnostima korišćenja mješovitog komunalnog otpada u energetske svrhe za donošenje politike upravljanja otpadom kao i investicionih odluka, * Intenzivirati istražne radove u vezi sa mikro-lokacijama i kapacitetima industrijskih postrojenja za moguće korišćenje gorljivih frakcija komunalnog otpada. *
UVOĐENJE BIOGORIVA U TRANSPORT	<ul style="list-style-type: none"> Nastaviti istraživanja i studijski rad o mogućnosti proizvodnje i korišćenja biogoriva u Crnoj Gori u uslovima održivog razvoja, * Regulisati OIE u sektoru saobraćaja zakonom i podzakonskim aktima, Uvoditi biogoriva (biodizel i/ili bioetanol) prema odlukama Vlade na osnovu Programa razvoja i korišćenja obnovljivih izvora energije i u skladu sa obavezama države prema Energetskoj zajednici odnosno Evropskoj uniji, Obezbjediti efikasan sistem kontrole učešća i kvaliteta biogoriva na tržištu.
OIE U SAOBRAĆAJU	<ul style="list-style-type: none"> Ispuniti cilj od udjela od 10% OIE u potrošnji energije u sektoru transporta kroz biogoriva, kao i ostalim vrstama OIE u skladu sa odredbama Direktive 28/2009/EC, Istražiti izvodljivost uvođenja električnih vozila u drumskom saobraćaju. *
AERO-, HIDRO- I GEOTERMALNA ENERGIJA	<ul style="list-style-type: none"> Procjeniti uslove i izvodljivost povećanog korišćenja toplotnih pumpi koje koriste vazduh, vodu i zemlju kao izvor energije posebno u sektorima usluga i domaćinstva, Promovisati korišćenje toplotnih pumpi sa većim stepenom efikasnosti za grijanje i/ili hlađenje domaćinstava i radnih prostorija u područjima gdje je to energetski i ekonomski opravdano, Promovisati korišćenje toplotnih pumpi prema Strategiji.

* Sredstva nisu predviđena Strategijom. Bit će definisana Akcionim planom.

14. STRATEGIJA RAZVOJA KONKURENTNOG TRŽIŠTA ENERGIJE U CRNOJ GORI

U skladu sa obavezama koje je Crna Gora preuzela potpisivanjem Sporazuma o formiranju Energetske zajednice 2005. godine, RAE je donijela Odluku o otvaranju tržišta električne energije od 01.01.2009. godine za sve kupce električne energije (kvalifikovani kupci), osim domaćinstava, za koje će tržište biti otvoreno poslije 01.01.2015. godine (saglasno sa Sporazumom o formiranju Energetske zajednice).

Novim ZoE iz 2010. godine Crna Gora je u svoje zakonodavstvo prenijela velik dio odredbe iz trećeg energetskog paketa (2009/72/EC i 2009/73/EC za električnu energiju i gas) zakonodavstva EU, kao i specifične odredbe iz direktiva o obnovljivim izvorima energije (2001/77/EC i 2009/28/EC, osim u vezi su biogorivom), kogeneraciji (2004/8/EC) i djelimično o rezervama nafte i naftnih derivata (2009/119/EC).

Operator tržišta električne energije je novim ZoE kategorisan kao novi, pravni, energetski subjekat, koga osniva Vlade Crne Gore. Osnivanje operatora tržišta električne energije, sa sadašnjim imenom COTEE d.o.o., je bilo završeno u avgustu 2011. godine, na osnovu Odluke Vlade od 16.12.2010. godine.

14.1 ENERGETSKO TRŽIŠTE JUGOISTOČNE EVROPE (ENERGETSKA ZAJEDNICA)

Za formiranje regionalnog tržišta veoma je važna koordinacija prekogranične trgovine na regionalnom nivou. Tim povodom Crna Gora je prihvatila ponudu i odluku Savjeta ministara Energetske zajednice (2008. godine) da koordinaciona aukcijska kancelarija za upravljanje prekograničnim kapacitetima (CAO) bude u Crnoj Gori.

14.2 ENERGETSKO TRŽIŠTE CRNE GORE

Povodom revitalizacije postojećih elektroenergetskih postrojenja i izgradnje novih, EPCG je septembra 2009. godine dobila strateškog partnera u italijanskoj kompaniji A2A. Tako je došlo do procesa značajnijeg uključivanja privatnog kapitala u glavne energetske subjekte.

Tržište električne energije u Crnoj Gori je relativno malo (mali broj kvalifikovanih kupaca) i „koncentrisano“ što znači, da na tržištu faktički postoji jedan „vertikalno integrisan“ snabdjevač EPCG, koji je istovremeno i javni snabdjevač. Velika uvozna zavisnost Crne Gore u elektroenergetskom sektoru i zagušenja prekograničnih kapaciteta još dodatno ograničavaju konkurentnost i likvidnost tržišta.

Crna Gora ima mogućnost za korišćenje velikog potencijala OIE, što stvara dobru poziciju za učestvovanje u trgovini pravima za emisiju ugljen-dioksida, garancijama porijekla, kao i ispunjavanje nacionalnih ciljeva po pitanju učešća OIE u ukupnoj bruto finalnoj potrošnji energije.

14.3 CILJEVI RAZVOJA ENERGETSKOG TRŽIŠTA CRNE GORE

Razvoj konkurentnog tržišta energije jedan je od tri glavna prioriteta nove energetske politike Crne Gore.. Ova politika je usaglašena sa energetsom politikom Energetske zajednice i samim tim sa energetsom politikom EU. Pod razvojem konkurentnog tržišta energije podrazumijeva se:

- konstituisanje liberalizovanog, nediskriminatornog, konkurentnog i otvorenog energetskog tržišta na osnovu transparentnih principa i uslova i
- uspostavljanje konkurencije u tržišnim djelatnostima (proizvodnja i snabdjevanje električnom energijom i prirodnim gasom), baziranje cjenovne politike za energente isključivo na tržišnim principima, kao i stvaranje uslova za pojavu novih energetskih subjekata (nezavisnih proizvođača energije, snabdjevača, trgovaca).

Jedan od temelja rada tržišta energije su njegov zakonodavno – regulatorni i institucionalno- organizacioni okvir.

Uvažavajući sve parametre tržišta električne energije Crne Gore, njegov status razvoja i predviđenu dinamiku paralelnog razvoja integrisanog regionalnog tržišta Energetske zajednice, predlaže se postepeni (fazni) razvoj tržišta energije uz odgovarajuću dinamiku:

1. finalizacija zakonodavno - regulatornog okvira i finalizacija institucionalizacije tržišta električne energije sprovođenje mjera za obezbjeđenje povoljnijeg ambijenta za učešće novih učesnika na tržištu energije,
2. podizanje konkurentnosti tržišta električne energije (potencijalno uvođenje balansnog tržišta (*balancing market*) ili tržišta unutar dana (*intra day market*) – do 2014. godine,

3. analiza rada tržišta električne energije i prijedlozi promjena, te posljedično implementacija zakonodavno – regulatornih promjena - do 2015. godine,
4. implementacija novih institucija tržišta nacionalna ili regionalna berza, CAO, institucija spajanja tržišta –(*Market Coupling Office*) i regionalna integracija - do 2020. godine.

Budući da Crna Gora nije priključena na gasovod, te nema svojih proizvodnih kapaciteta, prioritet je gasifikacija zemlje. ZoE uređuje i tržište gasa, ali bi za dalji proces gasifikacije Crne Gore bilo nužno da se prvo utvrdi institucionalni okvir u smislu pripreme pravnog lica nosioca projekta gasifikacije (Operator prenosnog sistema gasa, Operator distributivnog sistema gasa i dr.).

14.4 POTREBNE SISTEMSKE MJERE ZA POSTIZANJE CILJEVA RAZVOJA ENERGETSKOG TRŽIŠTA CRNE GORE

1. Finalizacija zakonodavno - regulatornog okvira i finalizacija institucionalizacije tržišta

- dopuna zakonodavno - regulatornog okvira pravilima i podzakonskim aktima, kako bi se prevazišlo trenutno stanje pojedinih „sivih zona“ - do kraja 2014. godine i kako bi se ispratio naredni razvoj nacionalnog, EU i regionalnog zakonodavstva - trajna aktivnost do 2030. godine.

2. Sprovođenje mjera za obezbjeđenje povoljnijeg ambijenta za učešće novih učesnika na tržištu energije i podizanje konkurentnosti tržišta električne energije:

- model alokacije prekograničnih kapaciteta treba podići na adekvatan nivo transparentnosti, efikasnosti i harmonizacije sa susjednim elektroenergetskim sistemima, sa ciljem snižavanja operativnih rizika i povećanja potencijalnih učesnika na tržištu, a time i povećanja likvidnosti tržišta,
- obezbijediti transparentno formiranje cijena u svim segmentima tržišta,
- obezbijediti razvoj i implementaciju informacione tehnologije i mjerne infrastrukture kao tehnološke podrške radu tržišta energije i njegovom kasnijem uključivanju u regionalne procese – fazni pristup do 2030. godine,
- model postojećeg tržišta električne energije bilo bi potrebno definisati u posebnom podzakonskom aktu - do kraja 2014. godine,
- podsticanje i podržavanje privatnih komercijalnih inicijativa, koje na tržište energije unose visok nivo transparentnosti (portali informacija iz oblasti energetike, brokerske platforme) - trajna aktivnost do 2030. godine.

3. Analiza rada tržišta električne energije i predlozi promjena, te posljedična implementacija zakonodavno – regulatornih promjena

- model tržišta električne energije potrebno je kontinuirano razvijati i prilagođavati. Predlaže se izrada studije sa detaljnom analizom postojećeg rada tržišta električne energije. Na bazi nalaza te analize promijeniti propise i implementirati novi model tržišta - do kraja 2015. godine,
- model postojeće podsticajne šeme proizvodnje električne energije iz OIE potrebno je dalje razvijati i prilagođavati modelu tržišta, kako bi, u okviru EnC *Acquis* na što bolji način bili postignuti nacionalni makroekonomski i socijalni ciljevi, te praćenje razvoja regionalnog tržišta - do kraja 2015. godine.

4. Implementacija novih institucija tržišta (nacionalna ili regionalna berza),

- obezbijediti kapacitet institucija na tržištu sa adekvatnom infrastrukturom u formalnom i operativnom smislu:
- Berza – do 2016. godine.

5. Razvoj tržišta prirodnog gasa u Crnoj Gori:

- Gasifikacija Crne Gore i eventualna eksploatacija sopstvenih rezervi prirodnog gasa jedan je od strateških ciljeva EP-2011. Zakonodavni okvir gasnog tržišta obuhvaćen je u ZoE. Za kreiranje gasne infrastrukture i gasnog tržišta biće potrebno uspostavljanje institucionalnog i regulatornog okvira, te naravno kao primarni cilj utvrđivanje nosioca projekta gasifikacije. Jedna od opcija za

dovođenje gasa je priključak na Jonsko-jadranski gasovod u optimističnom vremenskom scenariju do 2020. godine.

14.5 INFORMACIONI SISTEM KAO PODRŠKA RAZVOJU TRŽIŠTA

Za potrebe razvoja tržišta Strategija predviđa razvoj informaciono-tehnološke infrastrukture za potrebe Operatora tržišta električne energije (COTEE). Razvoj informaciono-tehnološke infrastrukture temelji se na strateškom dokumentu "Blueprint IT Project" koji definiše tehničke okvire za nabavku i razvoj hardverske i softverske opreme za podršku radu operatora tržišta te kompletnu koncepciju faznog razvoja informacionog sistema COTEE.

Indikativni troškovi razvoja i implementacije informaciono-tehnološke infrastrukture su procenjeni na 5 mil. EUR (izvor: procjena Obradivača).

14.6 GLAVNE PREPORUKE STRATEGIJE

Glavne preporuke Strategije na području razvoja konkurentnog tržišta energije su prikazane u Bloku 14.1.

Blok 14.1: Tržište energije - glavne preporuke Strategije

- Finalizirati institucionalizaciju tržišta električne energije (Operator tržišta električne energije, Operator distributivnog sistema električne energije),
- Sprovoditi mjere za obezbjeđenje povoljnijeg ambijenta za učešće novih učesnika na tržištu električne energije i podizanje konkurentnosti tržišta električne energije,
- Obezbjediti razvoj i implementaciju informacione tehnologije i mjerne infrastrukture kao tehnološke podrške funkcionisanju tržišta električne energije i njegovom kasnijem uključivanju u regionalne procese,
- Kontinuirano razvijati i prilagođavati model tržišta električne energije i pratiti razvoj regionalnog tržišta,
- Dalje razvijati i usavršavati postojeće podsticajne programme proizvodnje električne energije iz OIE,
- Započeti sa implementacijom novih institucija tržišta (nacionalna ili regionalna berza, CAO, spajanje tržišta) i regionalne integracije i obezbjediti adekvatnu infrastrukturu za rad tih institucija,
- Postepeno uspostaviti institucionalni i regulatorni okvir i odrediti nosioca projekta gasifikacije države.

15. REGULATORNI OKVIR ZA PODRŠKU STRATEGIJI RAZVOJA ENERGETIKE

Regulisanje u energetsom sektoru je funkcija koja se odvija zajedno sa otvaranjem tržišta energijom kako bi se vršio nadzor tržišta i omogućilo svim učesnicima korišćenje energetske infrastrukture pod istim uslovima. U Crnoj Gori regulatornu funkciju obavlja Regulatorna agencija za energetiku (RAE) na način sličan regulatorima u EU a u skladu sa Sporazumom o formiranju Energetske zajednice i direktivama EU.

Dosadašnjim radom RAE je ostvario dobre predispozicije za dalji razvoj energetskeg sektora i tržišta energijom. Regulatorna funkcija energetskih regulatora u EU se proširuje i nadograđuje, a tome će stremiti i regulatori u Energetskoj zajednici.

15.1 DJELATNOSTI VEZANE ZA PRENOSNE I DISTRIBUTIVNE SISTEME

Regulisanje djelatnosti vezane za mrežne sisteme (prenosni i distributivni) električne energije i gasa, je jedan od osnovnih zadataka svakog energetskeg regulatora, u Crnoj Gori RAE. Instrument kojim RAE primjenjuje regulaciju cijena za korišćenje prenosnih i distributivnih sistema je niz metodologija i odluka kojima se propisuje način utvrđivanja opravdanih troškova i određivanja cijena i tarifa

U metodologijama i odlukama o cijenama za korišćenje sistema se odražavaju i razvojne, strateške, odluke koje se odnose na:

- ulaganja u prenosne i distributivne sisteme
- dinamiku i obim ulaganja, usaglašenu i sa dugoročnim (10-godišnjim) razvojnim planovima i kratkoročnim (godišnjim) investicionim planovima, što je jedan od najbitnijih instrumenta kojim regulator uravnotežuje potrebna i/ili poželjna ulaganja i troškove zbog uticaja na cijene,
- stalno uvećavanje efikasnosti rada (pogona i održavanja) u smislu troškova, uz uvećavanje kvaliteta snabdijevanja (u slučaju električne energije to su kvalitet usluga, neprekidnost napajanja i kvalitet napona, a kod gasa kvalitet usluga i kvalitet gasa).

RAE metodologijama reguliše i povrat na investicije u preduzećima koja upravljaju, održavaju i razvijaju prenosne i distributivne sisteme električne energije i gasa, kad počne njegovo korišćenje u Crnoj Gori. Povrat na investicije mora biti prihvatljiv za investitore pri čemu treba imati u vidu i to da su dugoročne investicije u infrastrukturu između onih sa najnižim stepenom rizika pa je zato i očekivani povrat relativno nizak.

RAE utiče na razvoj i podstičaje za priključivanje proizvodnih objekata koji koriste OIE, prilikom davanja mišljenja na Vladin predlog tarifnog sistema za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora, i odobrava pravila koja regulišu priključivanje na sisteme, pri čemu, mora voditi računa da i cijena priključaka ostane prihvatljiva. Pravilima koje odobrava, RAE reguliše i rad sistema kao i pristup sistemima uključujući i moguće ograničavanje korišćenja sistema i dodjeljivanje prekograničnih kapaciteta. Principi na kojima se vrši dodjeljivanje prekograničnih kapaciteta će se u narednih nekoliko godina promijeniti i usaglasiti na nivou regiona a RAE će u saradnji sa regulatorima u regionu učestvovati u pripremi pravila i zajedno sprovesti spomenuta pravila i nadzirati postupke dodjeljivanja prekograničnih kapaciteta. Osim toga, RAE će rješavati sporove koji proizilaze iz mogućeg odbijanja zahtjeva za korišćenje kapaciteta (po ZoE) a u slučaju prekršaja će preduzimati mjere, i o svom radu i mogućim utvrđenim nedostacima javno izvještavati.

Pored toga, potrebno je razvijanje tzv. 'pametnih mreža' (*smart grids*). Prvi korak u tom pravcu, ugrađivanje 'pametnih brojila' je ne samo zahtjevano u EU nego i u razvojnom aspektu, potrebno.

15.2 MONITORING TRŽIŠTA I ZAŠTITA POLOŽAJA KUPACA

RAE će pratiti funkcionisanje veleprodajnog i maloprodajnog tržišta i prema potrebi dopuniti sistem praćenja. Na veleprodajnom tržištu prati se naročito (i) koncentracija tržišta i dominantan položaj na tržištu (dominant position), i moguća (zlo)upotreba tržišne moći (execution of market power). Regulator će obavljati ovu djelatnost u cjelini samostalno ili u saradnji sa nadležnim organom za zaštitu konkurencije.

Procjenu otvorenosti i funkcionisanja tržišta na osnovu odabranih indikatora i dešavanja na tržištu, u cjelini ili sažetom obliku, RAE će objavljivati u godišnjem izvještaju o stanju u energetsom sektoru.

RAE će pratiti i objavljivati i cijene energije na maloprodajnom tržištu da bi se osigurala transparentnost cijena i pokazao pravac kretanja cijena u toku više godina.

RAE će nastaviti intenzivnu saradnju sa energetskim regulatorima u regionu kao i u EU da bi blagovremeno pripremio i uvodio nadgradnju ili potrebne dopune sistemu nadzora u skladu sa nalazima i iskustvom u međunarodnoj praksi.

RAE će se sve više uključivati u proces zaštite kupaca i drugih učesnika npr. akcionara. Zato će RAE sam ili u saradnji sa organom nadležnim za zaštitu potrošača, pripremiti:

- strategiju za zaštitu velikih kupaca energije,
- strategiju za zaštitu malih kupaca energije (domaćinstava),
- saradnju sa organom državne uprave nadležnim za poslove socijalnog staranja za pripremu i sprovođenje propisa o načinu ostvarivanja prava ranjivih kupaca koja su predviđena ZoE.

15.3 DRUGE DJELATNOSTI REGULATORA

Osim pomenutih pravila očekuje se i proširenje pravila koja uređuju odstupanja tako da će se omogućiti poravnanje odstupanja u regionu. Ovim pravilima RAE će doprinijeti razvoju tržišta na nacionalnom i regionalnom nivou. RAE će i drugim stalnim ili povremenim djelatnostima podržavati i nadzirati razvoj i rad prenosnih i distributivnih sistema, kao i razvoj i funkcionisanje tržišta na državnom i regionalnom nivou. Zato će RAE intenzivno saradivati sa institucijama Energetske zajednice i EU, prije svega sa regulatorima i njihovim organizacijama i organima.

RAE će ulagati napore i sredstva u sopstveni razvoj i ugled. Posebno je bitan stručni razvoj zaposlenih na osnovu sopstvenih iskustava, uključujući podršku naučno istraživačke djelatnosti, kao i sticanje znanja korišćenjem iskustava drugih regulatora, stručnjaka i savjetodavnih organizacija, učestvovanjem na stručnim konferencijama, radnim grupama i direktnom saradnjom sa regulatorima na nivou EU i institucijama EU.

RAE će nastaviti saradnju sa regulatorima u regionu u Odboru Regulatora Energetske zajednice (ECRB) koje prema novom zakonodavstvu odlučuje o prekograničnim pitanjima i formalizuje saradnju i usklađivanje na nivou regiona. Treći energetske paketa direktiva i regulativa EU zahtjeva dovoljne ljudske i finansijske resurse kako bi regulator mogao obavljati proširene zadatke i aktivnosti u skladu sa novim zakonodavstvom. Zato se predlaže da se pripremi uvećanje materijalnih resursa i obezbijedi zapošljavanje dodatnih primjereno obrazovanih osoba u RAE, postepeno u naredne dvije do tri godine.

15.4 STATUS RAE I NJEGOVIH AKATA

Funkcija energetske regulatora i status RAE je regulisan ZoE i ispunjava uslove i zahtjeve postojećeg zakonodavstva na nivou regiona i veliku većinu zahtjeva koje postavlja zakonodavstvo na nivou EU od jula 2009 (tzv. 3. Energetski paket) koje će biti primjenjeno i u regionu u skladu sa odlukom Ministarskog savjeta iz oktobra 2011. Prema zahtjevima iz novih direktiva i regulativa EU koje će trebati implementirati i u regionu, status RAE mora osigurati profesionalnu, stručnu, organizacionu i finansijsku nezavisnost.

U svakom sistemu, pa i u crnogorskom, postoji mehanizam koji spriječava da RAE prevaziđe svoja ovlaštenja i time omogućiti da se akti RAE (opšti ili pojedinačni) stave van snage. Ukoliko se takav mehanizam primjenjuje više puta, onda to ukazuje na određene nedostatke u sistemu, pa treba preispitati da li se takav mehanizam primjenjuje na neprimjeren način, i nakon toga po potrebi izvršiti odgovarajuće izmjene i dopune zakona.

15.5 GLAVNE PREPORUKE STRATEGIJE

Glavne preporuke Strategije na području razvoja regulatornog okvira u energetici su prikazane u Bloku 15.1.

Blok 15.1: Regulatorni okvir u energetici – glavne preporuke Strategije

- RAE treba da nastavi regulisanje cijena za korišćenje prenosnih i distributivnih sistema podsticanjem kvaliteta snabdijevanja i efikasnosti, umanjivanjem troškova i gubitaka energije u sistemima,
- RAE će utvrđivati opravdane troškove odgovarajućih energetske djelatnosti tako da štiti privredu i građane od moguće zloupotrebe monopolskog položaja pojedinih subjekata, a istovremeno energetske subjektima omogućavati obavljanje Zakonom im povjerene energetske djelatnosti, i to u skladu sa ciljevima Energetske politike Crne Gore i Strategije,
- RAE će uravnotežavati povrate na potrebne investicije i očekivanja investitora na jednoj strani sa mogućnostima i prihvatljivim cijenama na drugoj strani, a u razvojnim odlukama podsticati investicije potrebne za pouzdanost snabdijevanja, razvoj sistema i pametnih mreža u podršci optimizaciji potrošnje i upotrebe OIE,
- RAE će i dalje štiti položaj kupaca na tržištu propisanim mjerama za zaštitu potrošača, informisanjem i omogućavanjem uticanja na akte u pripremi u fazi javne rasprave,
- RAE će vršiti nadzor nad sprovođenjem investicionih planova, funkcionisanjem tržišta i učestvovati u međunarodnim institucijama regulatora, pogotovo na regionalnom nivou (ECRB) a zbog proširenih djelatnosti implementacijom novog zakonodavstva EU treba predvideti i dodatna finansijska sredstva RAE.

16. INTEGRACIJA POLITIKE ZAŠTITE ŽIVOTNE SREDINE I KLIMATSKIH PROMJENA U STRATEGIJU RAZVOJA ENERGETIKE

Imajući u vidu da energetska sektor predstavlja jednu od glavnih strateških grana crnogorske ekonomije, kao i to da je oblast energetike vrlo kompleksna i da ima uticaj na životnu sredinu i klimatske promjene, budući razvoj mora biti pažljivo planiran i pitanja životne sredine i klimatskih promjena moraju biti integrisana.

Propisi iz oblasti životne sredine i klimatskih promjena, informisanje, učešće javnosti u pitanjima zaštite životne sredine i klimatskih promjena predstavljaju mehanizme kojima se obezbjeđuje unapređivanje procesa odlučivanja, razvoja i sprovođenja politika i propisa u različitim sektorskim oblastima. Jedan od ključnih dokumenata koji obrađuje ovo područje je SPU, koja je već izrađena, na koji je Agencija za zaštitu životne sredine dala saglasnost. Usaglašenost Bijele knjige sa SPU je garancija da su u izradi ovog dokumenta učešće i stavovi javnosti dobili primjeren značaj, čime se unaprijedio proces odlučivanja, razvoja i sprovođenja politika i sektorskih propisa, kad je u pitanju oblast zaštite životne sredine i klimatskih promjena.

16.1 ZAŠTITA ŽIVOTNE SREDINE

16.1.1 Međunarodne obaveze Crne Gore

Međunarodne obaveze Crne Gore se odnose na brojne konvencije i protokole koje je država potpisala.

Konvencija o dostupnosti informacija, učešću javnosti u donošenju odluka i pravu na pravnu zaštitu u pitanjima životne sredine (Arhuska konvencija) je međunarodni ugovor u oblasti životne sredine koji povezuje ljudska prava sa procedurama i instrumentima politike i prava u oblasti životne sredine.

Konvencija o procjeni uticaja na životnu sredinu u prekograničnom kontekstu (Espoo konvencija) ima za osnovni cilj da spriječi, smanji i ograniči moguće značajne prekogranične štetne uticaje uzrokovane predloženom aktivnošću odnosno projektom.

Ugovorne strane se obavezuju da će nastojati da primjenjuju principe procjene uticaja na životnu sredinu na politike, planove i programe.

Protokol o strateškoj procjeni uticaja na životnu sredinu u prekograničnom kontekstu (SEA Protokol) kojim se potpisnice obavezuju da sprovedu stratešku procjenu uticaja na životnu sredinu svih planova i programa (i njihovih izmjena i dopuna) koji se obavezno donose u skladu sa nacionalnim propisima i koje priprema ili donosi organ državne uprave ili koje takav organ priprema, a donese ih u formalnom postupku Skupština ili Vlada.

16.1.2 Kvalitet vazduha

U oblasti zaštite vazduha, međunarodne obaveze Crne Gore odnose se prevashodno na Konvenciju o prekograničnom prenosu zagađujućih materija na velikim udaljenostima (LRTAP) i pripadajuće protokole, kao i na odredbe Atinskog sporazuma o energetske zajednici koje se tiču propisa iz oblasti zaštite životne sredine.

U skladu sa LRTAP konvencijom i Protokolom o dugoročnom finansiranju programa saradnje za praćenje i ocjenjivanje dalekosežne transmisije aerozagađenja u Evropi, Protokolom o teškim metalima, Protokolom o trajnim organskim zagađujućim materijama i Protokolom o suzbijanju acidifikacije, eutrofikacije i prizemnog ozona čija je potpisnica Crna Gora, smanjenje zagađenja vazduha neophodno je postići ne samo u nacionalnim okvirima već i u prekograničnom kontekstu. Radi ispunjavanja obaveza koje proističu iz pomenutih međunarodnih sporazuma u Crnoj Gori donijeti su sljedeći nacionalni propisi čiji je cilj smanjenje emisija zagađujućih materija:

- Zakon o zaštiti vazduha,
- Uredba o graničnim vrijednostima emisija iz stacionarnih izvora,
- Uredba o maksimalnim nacionalnim emisijama određenih zagađujućih materija.

Takođe, u skladu sa obavezama koje proističu iz Atinskog sporazuma, u oblasti zaštite vazduha neophodno je bilo uskladiti nacionalno zakonodavstvo sa Direktivom o integrisanom spriječavanju i kontroli zagađenja 96/61/EC i Direktivom o emisijama iz velikih ložišta 2001/80/EC (Koje su nedavno zamjenjene Direktivom o industrijskim emisijama), Direktivom 85/337/EEC o procjeni uticaja projekata na životnu sredinu u skladu sa izmjenama izvršenim kasnije donesenim direktivama, i Direktivom o sadržaju sumpora u tečnim gorivima 1999/32/EC.

16.1.3 Zaštita od buke

U skladu sa Zakonom o zaštiti od buke u životnoj sredini ("Službeni list CG", broj 28/11), buka u životnoj sredini je nepoželjan ili štetan zvuk na otvorenom prostoru koji je izazvan ljudskom aktivnošću, uključujući buku koja potiče iz drumskog, željezničkog i vazdušnog saobraćaja i od industrijskih postrojenja za koje se izdaje integrisana dozvola. Na osnovu Zakona je donešen Pravilnik o graničnim vrijednostima buke u životnoj sredini, načinu utvrđivanja indikatora buke i akustičkih zona i metodama ocjenjivanja štetnih efekata buke ("Službeni list CG", br. 60/11). Ovim zakonom se omogućava spriječavanje dalje izloženosti štetnim efektima buke tamo gdje nivoi izloženosti mogu ugroziti životnu sredinu ili zdravlje ljudi i poboljšanje kvaliteta preduzimanjem odgovarajućih mjera zaštite. Zakon o zaštiti od buke u životnoj sredini usklađen je sa Direktivom 2002/49/EU Evropskog Savjeta i Evropskog parlamenta o procjeni i upravljanju bukom u životnoj sredini

16.1.4 Integrisano spriječavanje i kontrola zagađenja

Ciljevi i politike u oblasti zaštite životne sredine sve više se izražavaju u spriječavanju, smanjenju i, u mjeri u kojoj je to moguće, potpunom otklanjanju zagađenja i to intervencijom na izvoru zagađenja i obezbjeđenjem razumnog upravljanja prirodnim resursima.

Direktivom 2008/1/EC o integrisanom spriječavanju i kontroli zagađivanja (*Directive concerning Integrated Pollution Prevention and Control* - IPPC Direktiva) je uspostavljen opšti okvir u EU za jedinstveno spriječavanje i kontrolu zagađivanja, koji sadrži mjere za postizanje ovog cilja. IPPC Direktiva stupila je na snagu u državama članicama EU oktobra 1999. godine i od tada se IPPC Direktiva primjenjuje na sve nove aktivnosti, a postojeće aktivnosti i postrojenja su imali obavezu da se prilagode propisanim zahtjevima do oktobra 2007. godine.

Vlada je usvojila Program usklađivanja pojedinih privrednih grana (postojećih postrojenja) s odredbama Zakona o integrisanom spriječavanju i kontroli zagađivanja, koji bi trebali do 2015. da imaju integrisanu dozvolu (IPPC dozvola).

16.1.5 Zaštita prirode i međunarodno zaštićena područja

U Crnoj Gori se Nacionalnom strategijom biodiverziteta sa Akcionim planom za period 2010-2015. propisuju mjere zaštite prirode/biodiverziteta kao izuzetno vrijednog državnog resursa. Jedan od glavnih ciljeva Strategije jeste i podsticanje primjene svih mjera zaštite biodiverziteta od strane donosioca odluka na nacionalnom i lokalnom nivou, kao i njihova integracija u sve sektorske/razvojne strategije i politike.

Ekološka mreža EMERALD

Emerald je ekološka mreža sastavljena od Područja od posebne važnosti za zaštitu prirode (*Areas of Special Conservation Interest – ASCI*). Program Emerald mreže pokrenuo je Savjet Evrope kao dio svojih aktivnosti u implementaciji Konvencije o zaštiti evropske divlje flore i faune i njihovih prirodnih staništa (Bernska konvencija). Generalno, značaj uspostavljanja Emerald mreže je da ohrabri zemlje da predlože područja od značaja za zaštitu i pomogne im da ova područja udju u nacionalni sistem planiranja i očuvanja.

Ramsarska konvencija

Crna Gora je ratifikovala niz međunarodnih ugovora i konvencija. Samo jedna od njih je Ramsarska konvencija - konvencija o močvarama (*Convention on Wetlands*) potpisana u Ramsaru, Iran, 1971. godine. Konvencija je međudržavni ugovor koji obezbjeđuje okvir za nacionalne aktivnosti i međunarodnu saradnju u oblasti očuvanja i mudre upotrebe močvara i njihovih resursa, i ima cilj da obezbijedi da močvare mogu da „i dalje u potpunosti igraju glavnu ulogu u pomaganju održavanja biološkog diverziteta i blagostanja čovjeka“.

16.2 KLIMATSKE PROMJENE

Crna Gora je postala članica Okvirne konvencije Ujedinjenih nacija o klimatskim promjenama (UNFCCC) sukcesijom 27. januara 2007. godine kao članica van Aneksa 1 konvencije. Iste godine (27. marta 2007. godine), Crna Gora je ratifikovala Kjoto protokol (Zakon o ratifikaciji). Time je Crna Gora pokazala svoju spremnost i interes za aktivna nastojanja u borbi protiv negativnih efekata klimatskih promjena na globalnom nivou.

Savjet za mehanizam čistog razvoja, jednog od mehanizama u okviru Kjoto protokola, koji vrši funkciju Nacionalnog ovlaštenog tijela (*Designated National Authority*) osnovan je 5. februara 2008. godine.

Na osnovu svog statusa članice Kjoto protokola, Crna Gora je korisnik projekata Mehanizma čistog razvoja (*Clean Development Mechanism - CDM*).

Trenutno, Crna Gora nema nikakvih kvantifikovanih obaveza prema međunarodnoj zajednici vezano za smanjenje emisija CO₂.

16.2.1 Strateške dileme i rizici

Trenutnu situaciju je potrebno pratiti i razmatrati u dva pravca:

- *Ujedinjene nacije (UN)*

U pogledu obaveza prema UN nema međunarodne saglasnosti u okviru UNFCCC i o nastavku Kjoto protokola. Činjenica je da je dogovoren nastavak Kyoto protokola (Durban, 2011), Doha (2012) međutim modalitet i rokovi tek treba da budu usaglašeni što nosi značajnu neizvjesnost u vezi sa tim mehanizmom. Pored toga je dogovoreno da će se novi globalni pravno obavezujući režim klimatskih promjena izdefinirati i početi sa implementacijom nakon 2020. godine.

- *Evropska unija (EU)*

Crna Gora je odlučna da se pridruži EU u što kraćem roku. Crna Gora je takođe odlučna da transponuje u lokalno zakonodavstvo direktive EU na području klimatskih promjena, kao dijela energetske klimatskog paketa iz 2009. godine. Na tom području je definitivno od izuzetne važnosti obaveza Crne Gore kao budućeg člana EU po pitanju EU modela trgovanja emisijama (*European Union Emission Trading Scheme*).

U neizvjesnosti post-Kjoto perioda i datuma ulaska Crne Gore u EU, u kontekstu ažuriranja Strategije postavlja se niz dilema na koje trenutno nema jasnih odgovora, npr.:

- Zbog opredjeljenja Crne Gore da što prije uđe u EU, investitori već sada gledaju sa određenim skepticizmom na investicije u termoelektrane koje će biti opterećene sa troškovima za emisiju CO₂ (TE Pljevlja II). Dodatno povišenje investicionih troškova će takođe prouzrokovati zahtjev EU da svaka termoelektrana na fosilna goriva, čija je instalisana snaga veća od 300 MW, bude od početka "spremna za kaptazu ugljen-dioksida" (*Carbon Capture Ready - CCR*).
- Cijene karbon kredita, a sa time i cijene električne energije, će ostati neizvjesne sve dok ne budu određene granice emisija GHG (u EU i vani) i pravila za njihovo postizanje kao takođe i novi međunarodni dogovor u okviru UNFCCC.

Rješenja tih pitanja će direktno uticati na troškove vezane na emisiju CO₂ pa sa time direktno i na cijenu proizvedene električne energije i konkurentnost energetske-intenzivnih industrijskih proizvoda (npr. čelik i aluminijum).

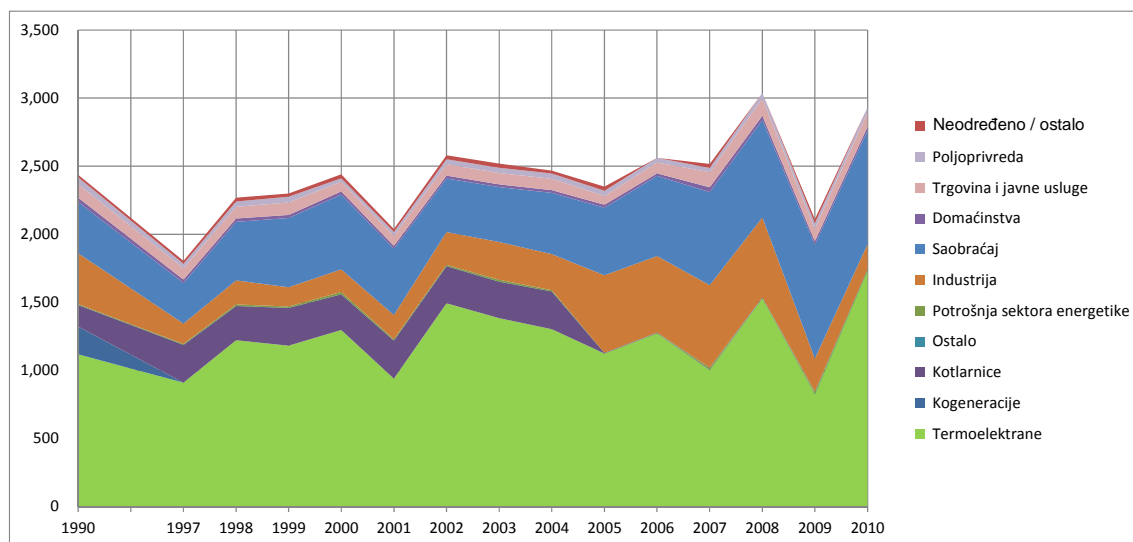
16.2.2 Emisija ugljen-dioksida (CO₂) zbog sagorijevanja goriva

Prema izrađenim inventarima GHG za 1990, 2003, 2006 i 2009. godinu od strane nadležnih organa Crne Gore, sagorijevanje fosilnih goriva prouzrokuje više od 90% svih emisija CO₂ u Crnoj Gori i predstavlja oko 55% emisija svih antropogenih emisija GHG gasova. Prema tome, Strategija obraća pažnju na problematiku CO₂ i emisione trendove koji su posljedica predloženog Referentnog scenarija.

Inače, prema statističkim podacima Crna Gora se može prepoznati kao veoma mala zemlja u globalnom smislu. U baznoj 2008. godini Crna Gora je sa 628.804 stanovnika predstavljala 0,009% globalnog stanovništva (6,69 milijardi), sa ukupnom bruto domaćom potrošnjom energije od oko 49,5 PJ predstavljala oko 0,008% globalne potrošnje energije (513.611 PJ) i sa emisijama od oko 3 mil. t CO₂ predstavljala ne više od 0,009% globalnih emisija CO₂ (29.381 mil. t CO₂) u toj godini.

U 2008. godini emisija CO₂ je iznosila 3.037 Gg prema Sektorskom pristupu proračuna. Pri tome biomasa sa emisijom od 221 Gg kao CO₂ "neutralna" nije uključena u emisiju CO₂ (Tabela 16.1). U sektorskoj strukturi u istoj godini, 51% emisija CO₂ prouzrokuju energetske transformacije (TE Pljevlja i kotlarnice koje proizvode toplotu za tržište), 19% industrija, 24% saobraćaj i 7% ostala finalna potrošnja. U strukturi emisija prema gorivima, 52% prouzrokuju uglj i 48% naftni derivati.

Primjenom iste metodologije, izračunate emisije CO₂ u razmatranom dužem periodu u prošlosti, 1990. 1997.-2010., prikazane su na Slici 16.1.



Slika 16.1: Emisija ugljen-dioksida prema sektorima, 1990-2010 (Gg CO₂)

Emisija CO₂ je direktno zavisna od realizovanih energetske bilansa i sa time strukture potrošnje fosilnih goriva po sektorima u posmatranom periodu. Jasno se prepoznaje ulaz KAP-a u 2005.godini i smanjenje obima njegove proizvodnje u 2009. godini. U 2010.godini emisija se ponovo povećava zbog rekordne proizvodnje u TE Pljevlja.

Emisije CO₂ za izabrane godine do 2030. godine prema Referentnom scenariju Strategije su prikazane u Tabeli 16.1.

Tabela 16.1: Emisije ugljen-dioksida zbog sagorijevanja goriva - Referentni scenario (Gg CO₂), KAP 84 MW

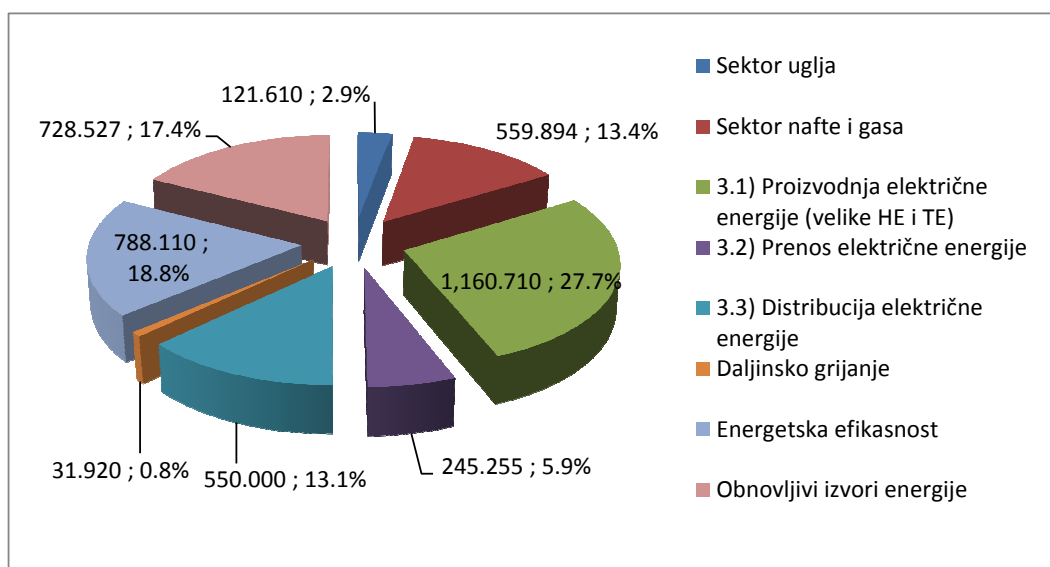
	2008	2015	2020	2025	2030
SEKTORSKI PRISTUP (1+2)	3,036.8	2,595.2	3,995.2	4,238.3	4,449.8
1 ENERGETSKE TRANSFORMACIJE, od toga :	1,537.5	1,340.4	2,525.6	2,525.6	2,525.6
1.1 Termoelektrane	1,532.9	1,340.4	2,525.6	2,525.6	2,525.6
1.2 Kogeneracije	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.3 Kotlarnice	3.9	0.0	0.0	0.0	0.0
1.4 Ostalo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.5 Potrošnja energetike	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0
2 Potrošnja finalne energije	1,499.3	1,254.8	1,469.6	1,712.7	1,924.2
2.1 Industrija	585.8	399.6	459.8	533.1	606.7
2.2 Saobraćaj	716.3	652.9	746.7	864.5	941.7
2.3 Ostalo, od toga :	197.2	202.3	263.1	315.1	375.8
Domaćinstva	31.2	53.9	109.9	141.2	174.7
Trgovina i javne usluge	124.5	108.5	110.5	112.0	114.6
Poljoprivreda	41.6	39.9	42.6	61.8	86.5
Neodređeno / ostalo					
REFERENTNI PRISTUP	3,061.0	2,606.8	4,008.4	4,253.2	4,466.7
Razlika zbog					
Ne-energetska potrošnja	24.2	11.6	13.2	14.9	16.9
Statistička razlika					
Informacija : saldo međunar. Bunker brodova					
Informacija : emisije CO ₂ iz biomase	221.0	300.0	496.8	585.3	681.2

17. INDIKATIVNI INVESTICIONI TROŠKOVI ZA REALIZACIJU STRATEGIJE RAZVOJA ENERGETIKE SA DINAMIKOM ULAGANJA

Indikativni investicioni trošak predloženog scenarija u Strategiji je procjenjen na ukupno 4,19 milijardi EUR, od toga 3,08 milijardi EUR do 2021. godine, a 1,11 milijardi u razdoblju 2022-2030. godine, prema raspodjeli prikazanoj u Tabeli 17.1 i Slici 17.1.

Tabela 17.1: Indikativni investicioni troškovi Strategije prema sektorima / područjima (mil. EUR)

Sektor / područje / program / projekat	do 2021 godine	2022-2030	Ukupno
I Sektor uglja	106.610	15.000	121.610
1.1) Pljevaljski bazen	104.610	15.000	119.610
1.3) Berane bazen	2.000	0.000	2.000
2 Sektor nafte i gasa	403.082	156.812	559.894
2.1) Jonsko-jadranski gasovod	60.000	0.000	60.000
2.2) Razvodni i distributivni gasni sistem	0.000	21.760	21.760
2.3) 90-dnevne rezerve naftnih derivata	124.082	25.552	149.634
2.4) Istraživanje nafte i gasa	219.000	109.500	328.500
3 Elektroenergetski sektor	1.679.675	276.290	1.955.965
3.1) Proizvodnja električne energije (velike HE i TE)	1.160.710	0.000	1.160.710
3.2) Prijenos električne energije	228.965	16.290	245.255
3.3) Distribucija električne energije	290.000	260.000	550.000
4 Daljinsko grijanje	18.560	13.360	31.920
4.1) Kotlarnica na biomasu u Pljevljima - 18 MW _{th}	7.200	0.000	7.200
4.2) Distributivni sistem za daljinsko grijanje u Pljevljima	10.000	10.000	20.000
4.3) Ostale kotlarnice na biomasu	1.360	3.360	4.720
5 Energetska efikasnost	348.720	439.390	788.110
6 Obnovljivi izvori energije	517.296	211.231	728.527
6.1) Male hidroelektrane	148.825	62.600	211.425
6.2) Vjetroelektrane	194.840	46.200	241.040
6.3) Fotonaponske elektrane	24.000	44.000	68.000
6.4) Elektrane na biomasu	67.365	58.365	125.730
6.5) Kogeneracija na biomasu	2.266	0.066	2.332
6.6) Spalionica mješovitog čvrstog komunalnog otpada (CHP)	80.000	0.000	80.000
7 Ostalo	3.500	1.500	5.000
7.1) Uvođenje i nadogradnja IS-infrastrukture za razvoj tržišta	3.500	1.500	5.000
UKUPNO (1-7)	3.077.443	1.113.583	4.191.026



Slika 17.1: Potrebne investicije prema sektorima i područjima do 2030. godine (mil. EUR)

Tabela 17.2: Indikativni investicioni troškovi Strategije (mil. EUR)

Sektor / područje / program / projekat	do 2021. godine	2022-2030.	Ukupno
1 Sektor uglja	106.610	15.000	121.610
1.1) Pljevaljski basen	104.610	15.000	119.610
<i>Revitalizacije / rehabilitacija rudnika Pljevlja za stabilizaciju proizvodnje</i>	51.000	-	51.000
<i>Povećanje kapaciteta rudnika Pljevlja za potrebe TE Pljevlja II</i>	53.610	15.000	68.610
1.3) Berane basen	2.000	-	2.000
2 Sektor nafte i gasa	403.082	156.812	559.894
2.1) Jonsko-jadranski gasovod	60.000	-	60.000
2.2) Razvodni i distributivni gasni sistem	-	21.760	21.760
2.3) 90-dnevne rezerve naftnih derivata	124.082	25.552	149.634
<i>Modernizacija postojećih skladišnih kapaciteta</i>	6.451	-	6.451
<i>Izgradnja novih skladišnih kapaciteta</i>	16.320	9.072	25.392
<i>Nabavka naftnih derivata</i>	101.311	16.480	117.791
2.4) Istraživanje nafte i gasa	219.000	109.500	328.500
3 Elektroenergetski sektor	1,679.675	276.290	1,955.965
3.1) Proizvodnja električne energije (velike HE i TE)	1,160.710	-	1,160.710
<u>3.1.1) Rehabilitacija velikih hidroelektrana</u>	<u>114.000</u>	<u>-</u>	<u>114.000</u>
<i>HE Piva</i>	70.000	-	70.000
<i>HE Perućica, Faza 2</i>	30.000	-	30.000
<i>HE Perućica (agregat br. 8)</i>	14.000	-	14.000
<u>3.1.2) Nove velike hidroelektrane</u>	<u>671.710</u>	<u>-</u>	<u>671.710</u>
<i>HE Morača</i>	493.710	-	493.710
<i>HE Komarnica</i>	178.000	-	178.000
<u>3.1.3) Rehabilitacija termoelektrana</u>	<u>60.000</u>	<u>-</u>	<u>60.000</u>
<i>Završetak rehabilitacije TE Pljevlja</i>	60.000	-	60.000
<u>3.1.4) Nove termoelektrane</u>	<u>315.000</u>	<u>-</u>	<u>315.000</u>
<i>TE Pljevlja II (225 MW)</i>	315.000	-	315.000
3.2) Prenos električne energije	228.965	16.290	245.255
3.3) Distribucija električne energije	290.000	260.000	550.000
4 Daljinsko grijanje	18.560	13.360	31.920
4.1) Kotlarnica na biomasu u Pljevljima - 18 MW _{th}	7.200	-	7.200
4.2) Distributivni sistem za daljinsko grijanje u Pljevljima	10.000	10.000	20.000
4.3) Ostale kotlarnice na biomasu	1.360	3.360	4.720
5 Energetska efikasnost	348.720	439.390	788.110
6 Obnovljivi izvori energije	517.296	211.231	728.527
6.1) Male hidroelektrane	148.825	62.600	211.425
<u>6.1.1) Rehabilitacija mHE</u>	<u>20.025</u>	<u>-</u>	<u>20.025</u>
<i>mHE Glava Zete</i>	8.000	-	8.000
<i>5 mHE (EPCG)</i>	1.625	-	1.625
<i>mHE Slap Zete</i>	10.400	-	10.400
<u>6.1.2) Nove mHE</u>	<u>128.800</u>	<u>62.600</u>	<u>191.400</u>
<i>mHE Rošca</i>	20.000	-	20.000
<i>mHE Otklovići</i>	3.500	-	3.500
<i>mHE Raštak</i>	1.100	-	1.100
<i>Ostale mHE</i>	104.200	62.600	166.800
6.2) Vjetroelektrane	194.840	46.200	241.040
<i>Možura (92 MW)</i>	65.000	-	65.000
<i>Krnovo / Nikšić (50 MW)</i>	70.000	-	70.000
<i>Krnovo / Šavnik (22 MW)</i>	20.000	-	20.000
<i>Ostalo</i>	39.840	46.200	86.040
6.3) Fotonaponske elektrane	24.000	44.000	68.000
6.4) Elektrane na biomasu	67.365	58.365	125.730
6.5) Kogeneracija na biomasu	2.266	0.066	2.332
6.6) Spalionica mješovitog čvrstog komunalnog otpada (CHP)	80.000	-	80.000
7 Ostalo	3.500	1.500	5.000
7.1) Uvođenje i nadogradnja IS-infrastrukture za razvoj tržišta	3.500	1.500	5.000
UKUPNO (1-7)	3,077.443	1,113.583	4,191.026

18. ENERGETSKI BILANS I INDIKATORI RAZVOJA ENERGETSKOG SEKTORA

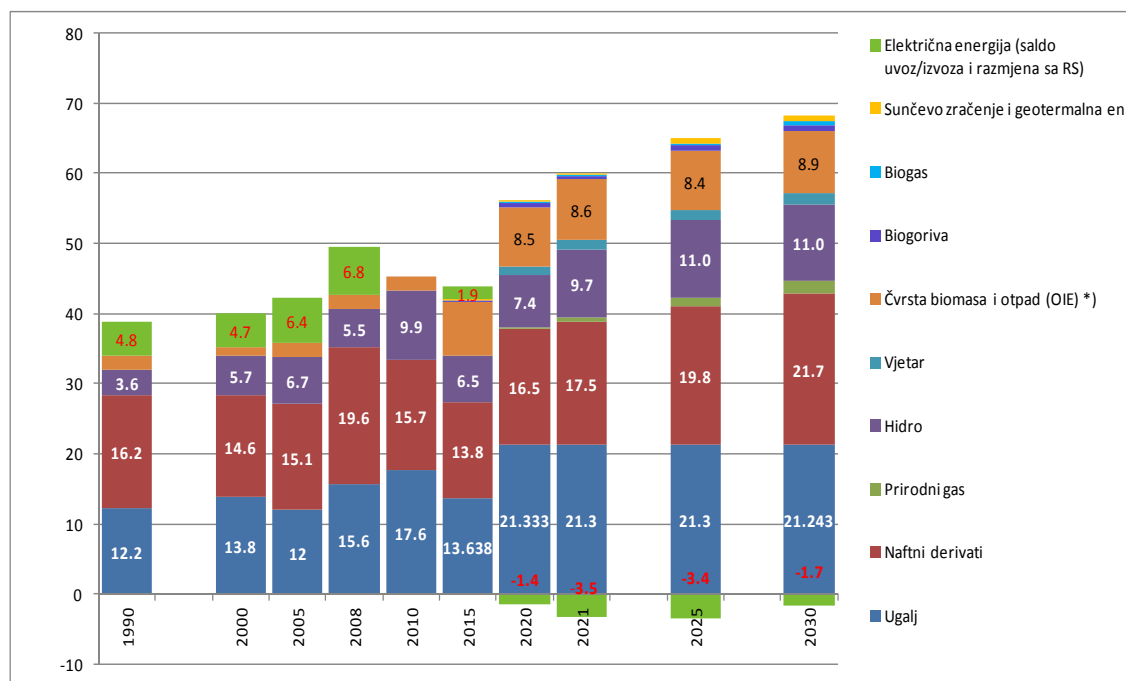
18.1 ENERGETSKI BILANS CRNE GORE DO 2020. GODINE SA OSVRTOM NA 2025. I 2030. GODINU

Ukupni energetski bilans za izabrane godine u budućnosti je prikazan u Tabeli 18.1.

Tabela 18.1: Bilans ukupne energije do 2030. godine – Referentni scenario (PJ), KAP 84 MW

RB	Pojednostavljena EUROSTAT forma	2010	2015	2020	2025	2030
1+2	Primarna proizvodnja energije + povraćeni proizvodi	28.916	28.057	39.266	43.243	43.888
3+5	Neto uvoz (uvoz - izvoz)	14.214	16.074	15.541	17.947	22.039
4+6	Saldo skladišta + međunarodnih bunkera brodova	2.120	0.000	0.000	0.000	0.000
7	Bruto domaća potrošnja energije	45.250	44.131	54.807	61.190	65.927
8	Transformacije - ulaz	17.234	13.903	23.096	23.844	24.176
17	Transformacije - izlaz	5.087	4.327	7.420	7.547	7.733
30	Potrošnja grane energetike	0.673	0.023	0.032	0.039	0.049
31	Gubici prenosa i distribucije energije	2.402	2.350	2.468	2.749	3.053
32	Raspoloživo za finalnu potrošnju	30.027	32.182	36.632	42.105	46.382
33	Finalna ne-energetska potrošnja	0.140	0.158	0.180	0.203	0.231
36	Finalna potrošnja energije	29.887	32.023	36.452	41.901	46.151
37	Industrija	7.201	8.200	8.775	9.827	11.144
48	Saobraćaj	11.645	9.413	11.329	13.160	14.321
53	Ostala potrošnja	11.041	14.410	16.348	18.914	20.686
54	Domaćinstva	6.918	9.764	10.758	11.728	12.467
	Trgovina i javne usluge	3.753	3.931	4.212	5.412	6.021
55	Poljoprivreda	0.366	0.715	1.378	1.774	2.198
	Neodređeno/ostalo	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000
56	Statistička razlika	0.000	0	0	0	0

Slika 18.1 prikazuje detaljnije bruto domaću potrošnju energije i goriva, realizaciju za period 1990-2010 i prognozu za budućnost (2011-2030).



*) drvena biomasa, šumski ostaci, ostaci od primarne drvne industrije, poljoprivredni usjevi, nus-proizvodi iz poljoprivrede (biljni i životinjski), mješoviti čvrsti komunalni otpad (OIE)

Slika 18.1: Bruto domaća potrošnja energije i goriva, realizacija (1990-2010) i prognoza do 2030. godine (PJ)

18.2 INDIKATORI RAZVOJA ENERGETSKOG SEKTORA

Predviđanje potrošnje energije, posebno električne energije, je važna pretpostavka svake strategije. U periodu 2008-2020., potrošnja finalne energije će rasti sa stopom od 2,2 %/god., ukupna bruto domaća potrošnja sa 1,9 %/god. Stope porasta su niže od stope porasta BDP (3,65 %/god.) u istom periodu, što ukazuje na pozitivnu elastičnost potrošnje naspram BDP.

Iste posmatrane kategorije su imale sljedeće godišnje stope rasta u razdoblju 2000-2008.: BDP – 4,99%, finalna energija – 3,06%, ukupna bruto domaća potrošnja energije – 2,66%, i potrošnja finalne električne energije – 1,70%.

BDP ostaje na trendovima iz prošlosti, potrošnja finalne energije pada zbog uvođenja intenzivnih mjera energetske efikasnosti, ukupna bruto domaća potrošnja energije raste zbog ulaska u pogon novih elektrana (TE Pljevlja II, HE na Morači i HE Komarnica) u posmatranom periodu što smanjuje uvoz električne energije. U razdoblju 2021-2030. nastavlja se sa smanjenjem porasta potrošnje energije na skoro svim nivoima.

Ukupan saldo uvoza/izvoza energije (naftni derivati i električna energija) raste prema kraju posmatranog razdoblja (14,2 PJ u 2010., 15,5 PJ u 2020. i 22 PJ u 2030. godini) zbog povećanja uvoza naftnih derivata (uključujući biogoriva) ali koji se poslije 2020. godine počinje kompenzirati sa izvozom električne energije.

Zbog izgradnje nove termoelektrane emisija CO₂ raste sa oko 3,0 mil. tona u 2008. godini na oko 4 mil. tona u 2020. (poslije izgradnje TE Pljevlja 2) i do 2030. godine poraste na oko 4,5 mil. tona. Emisije CO₂ iz energetske transformacije (termoelektrane, kogeneracije i kotlarnice koje proizvode energiju za tržište) predstavljaju 50,2% u 2008. a poslije 2020. godine taj udio neznatno poraste (oko 55 %).

Indikatori ukazuju na pozitivne trendove u vezi sa smanjenjem energetske zavisnosti koja pada sa 43,1% u 2008. godini na 21,9% u 2020. a onda opet raste na oko 33% u 2030. godini. Takođe će pasti energetska intenzivnost i potrošnja finalne energije po BDP. Zbog gore navedenih uzroka u vezi sa povećanjem potrošnje ukupne energije i električne energije, takođe će porasti ta potrošnja po stanovniku. Ali kao zaključak, energija se koristi ekonomičnije nego što je to bio slučaj do 2008. godine.

Udio korišćenja OIE u bruto potrošnji finalne energije, koji odražava stepen dostizanja nacionalnog cilja NCOIE, (33% do 2020. godine) je dostignut i znatno premašen, u 2020. godini (45,9 %), u 2025. godini (48,1 %) i u 2030. godini (44,8 %). Udio OIE u transportu je je praktično na traženom nivou od 10% u periodu 2020-2030.

19. DRUGA PITANJA

19.1 ULOGA DRŽAVE

Globalna finansijska kriza je prepoznata takođe u Crnoj Gori. Fiskalni prilivi su ograničeni, a budžet se troši samo za najveće prioritete, dok za investicije ne ostaje puno. S obzirom da država sada nije a neće ni u budućnosti biti u mogućnosti da finansira značajniji obim predviđenih investicija, u Strategiji se predviđa da država zadrži strateško bitnu ulogu (1) nosioca energetske politike, (2) regulaciju sektora i (3) vlasništvo nad strateškim udjelom u pogledu energetske infrastrukture.

U tom kontekstu postoji ministarstvo nadležno za energetiku (Ministarstvo ekonomije), Regulatorna agencija za energetiku, EPCG AD u kojem država ima udio od 55%, CGES AD u kojem država ima udio od 77% i COTEE d.o.o. u kojem država ima 100% vlasništvo. Dodatna i ne manje važna uloga države je da stvara povoljne uslove / promoviše investicije u energetiku, na način da pruži snažnu podršku investitorima koji žele da ulažu, zbog jasno prepoznatih i višestrukih pozitivnih uticaja.

Takođe, država mora pojednostaviti sve pravne i administrativne procedure i ukloniti prepreke u cilju brže realizacije predviđenih projekata.

Strategija zato pretpostavlja, da će država svojom zakonskom regulativom i propisima doprinijeti bržem ulasku privatnog kapitala u sektor energetike, koji bi preuzeo uloge: (1) investitora, (2) vlasnika dijela energetske infrastrukture, (3) upravljača određenih sistema ili (4) vlasnika dijela energetske infrastrukture i upravljača određenih sistema.

Odluke o učešću državnog kapitala povezane su i sa stvarnim interesima stranih i domaćih investitora što zapravo podvlači tržišno orjentisan pristup u Strategiji.

19.2 ULOGA LOKALNE SAMOUPRAVE

Uloga lokalnih vlasti u realizacije Strategije je veoma značajna sa više aspekata. Prema ZoE, energetska djelatnost daljinskog grijanja je u velikoj mjeri predata na upravljanje (tarife, nadzor) i planiranje lokalnim samoupravama (vidi Pogl. 11). Sa time je inicijativa za prepoznavanje dobrih projekata korišćenja obnovljivih izvora energije, naročito biomase i malih hidroelektrana, data u nadležnost lokalnih vlasti. Po pitanju uvođenja novih tehnologija značaj korišćenja kogeneracije i visoko efikasne kogeneracije se takođe seli na lokalni nivo. Pored toga lokalne zajednice treba da pripreme lokalne planove razvoja energetike u skladu sa zakonom. Na kraju, lokalne zajednice imaju takođe brojne obaveze koje proističu iz ZoEE. Važno je naglasiti potrebu sinhronizacije lokalnih i državnih politika i mjera.

19.3 NADZOR I PRAĆENJE IMPLEMENTACIJE STRATEGIJE

Prema ZoE, ministarstvo nadležno za energetiku prati sprovođenje realizacije Strategije i dostavlja Vladi godišnji izvještaj o realizaciji Akcionog plana za implementaciju Strategije kao i svake dvije godine izvještaje o sprovođenju Programa razvoja i korišćenja obnovljivih izvora energije i Programa razvoja i korišćenja visokoeffikasne kogeneracije. Bliži sadržaj izvještaja je propisan zakonom.

19.4 AŽURIRANJE STRATEGIJE

Strategiju je potrebno ažurirati po potrebi, a najkasnije svakih pet godina zbog potrebe ažuriranja dugoročnih energetske bilansa za sljedećih 10 godina.

19.5 SLJEDEĆI KORACI

Po usvajanju Bijele knjige potrebno je izraditi Akcioni plan kojim će se utvrditi dinamika pojedinih aktivnosti i nosioci aktivnosti potrebnih za ispunjenje planova, odnosno ciljeva koji su postavljeni u SRE 2030.

20. ZAKLJUČNO

Strategija razvoja energetike je dokument Vlade CG kojim se izražava spremnost Vlade da kroz zakonsku regulativu i fiskalne mjere uređuje energetske sektor prema načelima koja vladaju u energetskej politici EU.

Strategija razvoja energetike Crne Gore izrađena je u prilikama kad nije moguće dovoljno tačno procijeniti kad će CG postati dio EU. Bez obzira na to, vizija energetske strategije je postavljena na način da će CG unutar posmatranog perioda svakako biti dio EU, da treba energetske sektor usmjeravati prema ciljevima koje je sebi postavila EU. Pri tome, u međuvremenu, treba uvažavati okruženje i zahtjeve koji proizilaze iz činjenice da je CG dio Energetske zajednice jugoistočne Evrope, kojoj je CG pristupila potpisom ugovora 2006. godine. Tim potpisom su preuzete obaveze koje se temelje na principima efikasne regulacije i liberalizacije energetskog sektora, slobodne konkurencije, sigurnog snabdijevanja energijom i obezbjeđenja zaštite životne sredine. Time je u stvari i za CG preuzeta obaveza implementacije pravnog sistema EU.

Strategija je u najvećoj mogućoj mjeri usklađena sa zahtjevima zajedničke energetske politike EU te nudi rješenje za ostvarenje temeljnih ciljeva vezanih uz sigurno snabdijevanje, konkurentnost energetskog sektora i održivi razvoj.

Sigurno snabdijevanje energijom uslov je privrednog i društvenog razvoja pa je energetske razvoj i porast potrošnje energije preduslov ukupnog razvoja. Vlada CG će ohrabrivati investitore da ulažu u pojedine djelatnosti u energetskom sektoru. Sa druge strane, ispunjavanje pojedinih ciljeva Strategije može biti značajan doprinos razvoju industrije i ostalog dijela privrede u CG. Strategija za svoje ostvarenje iziskuje relativno velike investicije, što je prilika za privredu CG da se uključi u dio tih investicija.

Crna Gora nije u mogućnosti sama aktivirati tako velika sredstva pa je logično i opravdano očekivati znatan investicijski angažman inostranih investitora.

Obnovljivi izvora u bruto potrošnji finalne energije u CG na kraju posmatranog perioda imaju udio od 44,8 %. U odnosu na obaveze Crne Gore po pitanju udjela obnovljivih izvora u bruto finalnoj potrošnji (33 %) taj je udio dosta veći, što je u svakom slučaju poželjno. Ono što je posebno povoljno u postizanju tog udjela je da će samo jedan manji dio (nešto iznad 15 %) od ukupne proizvodnje energije iz obnovljivih izvora trebati finansijske podsticaje.

Za privredu CG, a naročito u sektoru malog i srednjeg preduzetništva, važno će biti veće uključivanje obnovljivih izvora energije. Prvenstveno radi usvajanja novih tehnologija i otvaranja novih radnih mjesta. Međutim, treba imati u vidu da iskustvo zemalja u regionu pokazuje da subvencionisanje obnovljivih izvora ne donosi efekte kakvi su se očekivali, u smislu oživljavanja privrede i otvaranja novih radnih mjesta. Investitori, koji su uglavnom inostrani, gotovo svu opremu, materijal pa i radnu snagu, koliko je god moguće, dobavljaju iz svojih zemalja. Tako zemlja u kojoj se događaju takve investicije nema puno direktne koristi od njih. Glavnu korist uzimaju inostrani investitori, odnosno privreda njihovih zemalja. Međutim, to ne znači da treba zaustaviti uvođenje novih tehnologija, nego pri tome treba odabrati dinamiku i strukturu podsticaja, koja je primjerena trhnološkoj, energetskej i ekonomskoj situaciji u Crnoj Gori.

U slučaju ostvarenja predviđenih ciljeva u vezi sa korišćenjem obnovljivih izvora energije smanjiti će se potrebna ulaganja u zaštitu životne sredine.

U cilju podsticanja ulaganja u energetske sektor, zbog visine potrebnih ulaganja, dugoročnog karaktera ulaganja i rizičnosti ishoda ulaganja na nepredvidiva kretanja cijena energije, Vlada CG će, u okviru mogućnosti, obezbijediti uslove koji će ovakva ulaganja učiniti manje rizičnim.

Ti uslovi u ovom kontekstu su: pravna sigurnost, efikasna državna uprava, makroekonomska stabilnost, prihvatljiv nivo poreznih davanja, odgovarajući ljudski resursi, izgrađenost privredne infrastrukture, zaštita tržišnog takmičenja, postojanje finansijskih podsticaja za ulaganja, postojanje specijalizovanih državnih ustanova za promociju ulaganja i sl.

Vrlo važno pitanje svake energetske politike, pa tako i ove koju predlaže Strategija je energetske (ne)zavisnosti. Prema scenariju koji predlaže Strategija, energetske zavisnost CG, od 43 % u 2008. godini raste na 52 % u 2015. godini. U 2020. godini, nakon izgradnje velikih hidroelektrana i TE Pljevlja II, energetske zavisnost pada na 25,5 %. Nakon toga ponovo raste na nivo od 31,3 % u 2030. godini. To je u datim okolnostima relativno dobra situacija. Samo za usporedbu, očekuje se da će EU kao cjelina u 2030. godini imati nivo energetske zavisnosti od oko 70%.

Dakako da svaka razumna energetske politika treba imati za cilj što manju energetske zavisnost. Međutim, često su mogućnosti u tom smislu vrlo ograničene. Kad je Crna Gora u pitanju porast uvoza nafte i prirodnog gasa ide brže nego što je porast proizvodnje energije iz domaćih resursa nakon 2020. godine. I to je glavni razlog porasta energetske zavisnosti.

Da bi zadržala nivo energetske zavisnosti u navedenim okvirima, Vlada CG će učiniti sve što je u njenoj nadležnosti, kako bi privukla investicije u domaće izvore energije te će obezbjediti uslove za veće uključivanje obnovljivih izvora energije i povećanje energetske efikasnosti.

Ova Strategija je podloga na osnovu koje će Vlada CG izraditi Akcioni plan kao dokument koji će biti komplementaran dio sa Strategijom. Akcioni plan će definisati prioritete, rokove i nosioce pojedinih aktivnosti u cilju obezbjeđenje uslova za realizaciju, odnosno ostvarenje postavljenih ciljeva Strategije.