

INFORMACIJA O PRIPREMI PREDLOGA AKCIONOG PLANA ZA SPROVOĐENJE DIREKTIVE O OBAVEZIM STRATEŠKIM REZERVAMA NAFTE I/ILI NAFTNIH DERIVATA

1. UVOD

Direktiva Evropskog savjeta br. 2009/119/EZ od 14. septembra 2009. godine nametnula je obavezu državama članicama da održavaju minimalne rezerve sirove nafte i/ili naftnih derivata. Prema odredbama Direktive, neophodno je da države imaju rezerve nafte koje odgovaraju količini od 90 dana prosječnog dnevnog neto uvoza ili od 61 dana prosječne dnevne domaće potrošnje, zavisno od toga koja je količina veća.

Budući da je Crna Gora u pretpristupnoj fazi EU i da je potpisnik Sporazuma o formiranju Energetske zajednice neophodno je da implementira ovu Direktivu. Kao jedino mjerilo za otpočinjanje pregovora u poglavlju energetike je od strane Evropske komisije je dato donošenje Akcionog plana od strane Vlade Crne Gore.

Član 174 postojećeg Zakona o energetici definiše da za potrebe sigurnosti snabdijevanja, energetski subjekti koji snabdijevaju kupce naftom i naftnim derivatima i kupci naftnih derivata koje ne snabdijevaju ti energetski subjekti dužni su da obezbijede strateške rezerve nafte i naftnih derivata u ukupnoj količini koja je jednaka devedesetodnevnoj prosječnoj potrošnji u prethodnoj godini u Crnoj Gori.

Takođe, jedan od ciljeva Strategije razvoja energetike Crne Gore do 2030. godine je uspostavljanje 90-dnevnih rezervni naftnih derivata prema zakonu i podzakonskim aktima u skladu sa dinamikom i obavezama Crne Gore prema Energetskoj zajednici odnosno Evropskoj uniji

2. CILJEVI AKCIONOG PLANA

Akcioni plan treba da da jasan pravac za implementaciju Direktive do 2023. godine kao jednu od obaveza na putu evropskih integracija.

Ovaj dokument ima za cilj da bude osnov za dalju razradu oblasti obaveznih rezervi naftnih derivata u Crnoj Gori i da obezbijedi osnovna uputstva koje je potrebno pratiti prilikom izrade budućih zakonskih i institucionalnih rješenja kako bi došlo do realizacije strateških rezervi nafte.

Konačan cilj je energetska sigurnost i obezbjeđenje snabdijevanjem naftnim derivatima u slučaju vanrednih situacija i poremećaja na tržištu, čime se obezbjeđuje visok stepen sigurnosti snabdijevanja energijom jedne države.

3. USLOVI ZA REALIZOVANJE DATIH PLANOVA

Prije nego se krene sa detaljnom razradom bilo kojeg modela koji će se primjenjivati u Crnoj Gori potrebno je ispuniti određene institucionalne i zakonske pretpostavke:

1. Stvoriti institucionalnu pretpostavku za formiranje obaveznih rezervi nafte, osnivanjem Centralnog tijela za obavezne strateške rezerve,
2. Usvojiti Zakon o strateškim rezervama nafte,
3. Ustanoviti jasnu i unificiranu metodologiju za prikupljanje i sistematizaciju podataka o trgovini derivatima,

4. Stvoriti mehanizam kojim će se prikupljati nadoknada za obavezne rezerve nafte, izmijenom Uredbe o maksimalnoj maloprodajnoj cijeni naftnih derivata, kako bi se ova nadoknada uključila u cijenu naftnih derivata na tržištu.
5. Pripremiti podzakonske akte i metodologije neophodne za transparentan i jasan rad na stvaranju rezervi.

4. PREDLOŽENI MODELI ZA OBEZBJEĐENJE STRATEŠKIH REZERV NAFTE

Za potrebe izrade Akcionog plana urađena je analiza različitih mogućih modela, njihova primjenjivost u Crnoj Gori, kao i uticaj na maloprodajnu cijenu derivata.

- Industrijski model

Rezerve koje održava industrijski sektor, a radi usklađivanja sa nacionalnim pravilima o održavanju rezervi, mogu da ispune obavezu države koja se odnosi na održavanje rezervi. Države koje obavezu zahtijevaju od određenih kompanija, poput uvoznika, rafinerija, snabdijevača proizvoda ili trgovaca na veliko, da nabave i čuvaju propisane količine rezerve. Opšte govoreći, potrebne količine su zasnovane na procentu od prodaje, potrošnje ili uvoza iz prethodne godine i država svake godine propisuje koja je to količina.

- Državni model

Druga kategorija naftnih rezervi su rezerve u vlasništvu države. Ova kategorija rezervi se obično finansira iz centralnog budžeta države i čuva se isključivo za hitne potrebe.

- Kombinovani model

U mnogim zemljama industrijski i državni model su kombinovani ili spojeni kako bi se ostvarila prednost oba pristupa. Uzimajući u obzir sve analize smatramo da je kombinovani model najpogodnije za Crnu Goru.

5. FINANSIJSKE I EKONOMSKE POSLJEDICE KOMBINOVANOG MODELA

Finansijska analiza kombinovanog modela pokazuje koliku je dodatnu nadoknadu potrebno prikupiti kroz maloprodajnu cijenu naftnih derivata koju je potrebno uvesti 2016. i kako će to uticati na maloprodajnu cijenu naftnih derivata u Crnoj Gori .

S obzirom na to da je trenutna cijena naftnih derivata 500 eura/t , što je jedna od najnižih cijana u istoriji, za ovu analizu su razmatrana dva scenarija.

Scenario A- Prosječna cijena je 500 eura/t sa godišnjim rastom od 2%

- U slučaju vraćanja kamate

Sredstva koja treba da se prikupe kroz naknadu su 657.270.00 eura u 2016, do 2.987.421,00 eura u 2022. Ovo znači da maloprodajna cijena nafte treba da se poveća za 0.19 cEur/l u 2016, do 0.77 cEur/l u 2022. To dovodi do porasta cijene goriva od 0,17% do 0,59% u posmatranom vremenskom periodu.

- U slučaju vraćanja glavnice i kamate

Dobijeni rezultati govore da je godišnje kroz dodatnu nadoknadu potrebno prikupljati od 657.270.00 eura u 2016. godini, do 5.066.230,00 u 2022. godini. Ovo direktno znači da je maloprodajnu cijenu naftnih derivata u Crnoj Gori potrebno uvećati za 0,19 cEur u 2016. godini, do 1,30 cEur u 2022. godini. To dovodi do porasta cijene goriva od 0,17% do 1,01% u posmatranom vremenskom periodu.

Scenario B- Prosječna cijena je 800 eura/t sa godišnjim rastom od 2%

- U slučaju vraćanja kamate

Sredstva koja treba da se prikupe kroz naknadu su 901.632.00 eura u 2016, do 4.557.418,00 eura u 2022. Ovo znači da maloprodajna cijena nafte treba da se poveća za 0.26 cEur/l u 2016, do 1.17 cEur/l u 2022. To dovodi do porasta cijene goriva od 0,23% do 0,91% u posmatranom vremenskom periodu.

- U slučaju vraćanja glavnice i kamate

Dobijeni rezultati govore da je godišnje kroz dodatnu nadoknadu potrebno prikupljati od 901.632.00 eura u 2016. godini, do 7.764.113,00 u 2022. godini. Ovo direktno znači da je maloprodajnu cijenu naftnih derivata u Crnoj Gori potrebno uvećati za 0,26 cEur u 2016. godini, do 1,99 cEur u 2022. godini. To dovodi do porasta cijene goriva od 0,23% do 1,54% u posmatranom vremenskom periodu.

Ono što bi trebalo biti faktor opredjeljenja za određeni model je svakako uticaj na trenutnu maloprodajnu cijenu i uticaj dodatne nadoknade na inflaciju i ostale cijene, ali svakako je veoma bitan faktor i primjenjivost određenog modela u Crnoj Gori. Imajući u vidu navedeno, detaljna studija koja će obezbijediti informacije o uticaju dodatne nadoknade na inflaciju u slučaju različitih modela će biti data uz Akcioni plan. Uzimajući u obzir sve pokazano, smatra se da je najprimjenjiviji i najrealniji model kombinovani, uz mogućnost izmjene kako udjela u vlasništvu tako i cijene skladištenja.

U vezi sa prethodnim, Ministarstvo ekonomije predlaže Vladi Crne Gore da donese sledeće

ZAKLJUČKE:

1. Vlada Crne Gore je na sjednici od _____ 2015. godine razmotrila i usvojila Informaciju o pripremi Predloga Akcionog plana za sprovođenje direktive o obaveznim strateškim rezervama nafte i/ili naftnih derivata.
2. Vlada je donijela Akcioni plan za sprovođenje direktive o obaveznim strateškim rezervama nafte i/ili naftnih derivata.
3. Zadužuju se Ministarstvo ekonomije i Ministarstvo finansija da prati realizaciju Akcionog plana za sprovođenje direktive o obaveznim strateškim rezervama nafte i/ili naftnih derivata.



N A C R T
MART 2015.

AKCIONI PLAN ZA SPROVOĐENJE DIREKTIVE O
OBAVEZNIM STRATEŠKIM REZERVAMA NAFTE I/ILI
NAFTNIH DERIVATA

SADRŽAJ

1. UVOD - Značaj obaveznih rezervi nafte i postojeće domaće zakonodavstvo	8
2. Pregled tržišta naftom i naftnim derivatima u Crnoj Gori	10
3. Pregled i stanje naftnih skladišta u Crnoj Gori	13
4. Planirane količine nafte i naftnih derivata za potrebe rezervi	17
5. Uvođenje strateških rezervi nafte – scenario za Crnu Goru	17
5.1 Rizici obezbjeđenja obaveznih rezervi nafte u Crnoj Gori	17
5.2 Neophodni preduslovi za obezbjeđenje obaveznih rezervi nafte	18
5.3 Modeli za obezbjeđenje strateških rezervi nafte	18
Industrijski model	18
Državni model	20
5.4 Kombinovani model kao najpovoljniji scenario za Crnu Goru	21
6. Finansijske i ekonomske posljedice predloženog modela (kombinovani model)	22
7. Zaključak	27
8. Vremenski okvir za implementaciju plana	27
Zakonodavni i strateški okvir	27
Institucionalni i administrativni okvir	28
Fizičko obezbjeđenje strateških rezervi	28
Aneks 1	29
Aneks 2	30

1. UVOD - Značaj obaveznih rezervi nafte i postojeće domaće zakonodavstvo

Direktiva Evropskog savjeta br. 2009/119/EZ od 14 septembra 2009. godine nametnula je obavezu državama članicama da održavaju minimalne rezerve sirove nafte i/ili naftnih derivata.

Obavezne zalihe nafte i naftnih derivata su zalihe koje se koriste za osiguranje snabdijevanja naftom i naftnim derivatima u slučaju prijetnje energetske sigurnosti države, usljed vanrednih okolnosti.

Energetska zajednica je Odlukom Savjeta br. 2008/03 obavezala članice Energetske zajednice da primjenjuju odredbe EU koje se odnose i na pitanje nafte i/ili naftnih derivata, dok je čl 1, Odluke Savjeta Energetske zajednice br. 2012/03 proklamovano da strane ugovornice Energetske zajednice implementiraju Direktivu br. **2009/119/EZ do 1. januara 2023. godine**

Prema odredbama Direktive, neophodno je da države imaju rezerve nafte koje odgovaraju količini od **90 dana prosječnog dnevnog neto uvoza ili od 61 dana prosječne dnevne domaće potrošnje, zavisno od toga koja je količina veća.**

Budući da je Crna Gora u pretpristupnoj fazi EU i da je potpisnik Sporazuma o formiranju Energetske zajednice neophodno je da implementira ovu Direktivu.

Prema ocjenama EK u Izvještaju, Crna Gora još nije spremna za otvaranje pregovora u poglavlju energetike. Mjerilo za otvaranje pregovora u ovom poglavlju je: **Predstavljanje detaljnog Akcionog plana za usklađivanje nacionalnog zakonodavstva s pravnom tekovinom EU koja se odnosi na obavezne 90-dnevne rezerve nafte ili naftnih derivata, uspostavljanje centralnog tijela za obavezne rezerve nafte i unaprjeđenje skladišnih kapaciteta.**

Obavezne rezerve nafte se obično smatraju čistim troškom države i njenih građana, ali sa druge strane strane predstavljaju sigurnost i obezbjeđenje u slučaju vanrednih situacija i poremećaja na tržištu, čime se obezbjeđuje visok stepen sigurnosti snabdijevanja energijom jedne države.

Postojeće domaće zakonodavstvo koje se u Crnoj Gori bavi ovom oblašću svodi se na Zakon o energetici (Sl. list 28/2010). Zakon ovu oblast tretira članom 174 koji definiše:

“(1) Za potrebe sigurnosti snabdijevanja, energetske subjekti koji snabdijevaju kupce naftom i naftnim derivatima i kupci naftnih derivata koje ne snabdijevaju ti energetske subjekti dužni su da obezbijede strateške rezerve nafte i naftnih derivata u ukupnoj količini koja je jednaka devedesetodnevnoj prosječnoj potrošnji u prethodnoj godini u Crnoj Gori.

(2) Strateške rezerve nafte i naftnih derivata iz stava 1 ovog člana dužna su da obezbijede pravna lica koja su u prethodnoj godini prodala kupcima najmanje 25 tona sirove nafte ili naftnih derivata i novi učesnici na tržištu, za koje se obaveza računa procjenom prodaje u prvoj godini poslovanja, najmanje 50 tona sirove nafte ili naftnih derivata.

(3) Upravljanje strateškim rezervama vrši kao javnu uslugu pravno lice koje osnuje Vlada u skladu sa zakonom, s tim što su nafta i naftni derivati u vlasništvu lica iz st. 1 i 2 ovog člana.

(4) Lica iz st. 1 i 2 ovog člana su dužna da plaćaju naknadu za formiranje, održavanje i upravljanje strateškim rezervama u skladu sa popisom Vlade.

(5) Za skladištenje strateških rezervi nafte i naftnih derivata iz stava 1 ovog člana mogu se koristiti skladišni kapaciteti u Crnoj Gori i drugim državama.

(6) Vlada utvrđuje:

1) rokove i uslove za početak i dinamiku formiranja strateških rezervi nafte i naftnih derivata i sa tim usklađenu metodologiju kojom se uređuje formiranje najviše maloprodajne cijene derivata;

2) rokove i uslove uključujući i finansijske koji se odnose na upravljanje i održavanje strateških rezervi u skladu sa obavezama preuzetim potvrđenim međunarodnim ugovorom;

3) rokove i uslove skladištenja, uključujući i zahtjeve i uslove koji se odnose na lokacije skladišnih kapaciteta;

4) rokove i uslove provjeravanja kvaliteta i obnavljanja rezervi;

5) naknadu i način naplaćivanja naknade za formiranje, skladištenje i upravljanje strateškim rezervama.

(7) Uvoznici i izvoznici nafte i naftnih derivata dužni su da prijave svaki uvoz i izvoz naftnih derivata Ministarstvu.

(8) Način prijavljivanja uvoza i izvoza nafte i naftnih derivata, vrsta podataka i rokovi utvrđuju se propisom Ministarstva.”

Uredbom o načinu obrazovanja maksimalnih maloprodajnih cijena naftnih derivata (Sl. list br. 73/2010), u ovom trenutku nije predviđeno prikupljanje nadoknade za obavezne rezerve nafte.

Novousvojenom Strategijom razvoja energetike do 2030. godine, ova oblast je posebno tretirana i predviđen je sljedeći raspored aktivnosti:

- 1. Uspostavljanje Centralnog tijela za upravljanje rezervama (CSE) koje će upravljati i vršiti kontrolu pravilne primjene obezbijedivanja rezervi naftnih derivata i učestvovati u narednim koracima uspostavljanja aktivnosti obezbijedivanja rezervi naftnih derivata (procijenjeno vrijeme optimalno 2-3 mjeseca).*
- 2. Detaljna izrada plana za obezbijedjivanje 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 obezbijedivanja obaveznih rezervi naftnih derivata (procijenjeno vrijeme 3 mjeseca nakon proglašenja pomenute Uredbe).*

Smatra se da sama Strategija nije dala jasan pravac za implementaciju ove oblasti, niti je predvidjela detaljan akcioni plan budućih aktivnosti, te će stoga ovaj dokument poslužiti kao osnov za dalju razradu ove oblasti u Cnoj Gori i dati osnovna uputstva koje je potrebno pratiti prilikom izrade budućih zakonskih i institucionalnih rješenja kako bi došlo do realizacije strateških rezervi nafte.

2. Pregled tržišta naftom i naftnim derivatima u Crnoj Gori

U sektoru nafte i gasa, gdje naftne derivate i tečni naftni gas (TNG) Crna Gora u potpunosti uvozi, glavni energetske subjekti su:

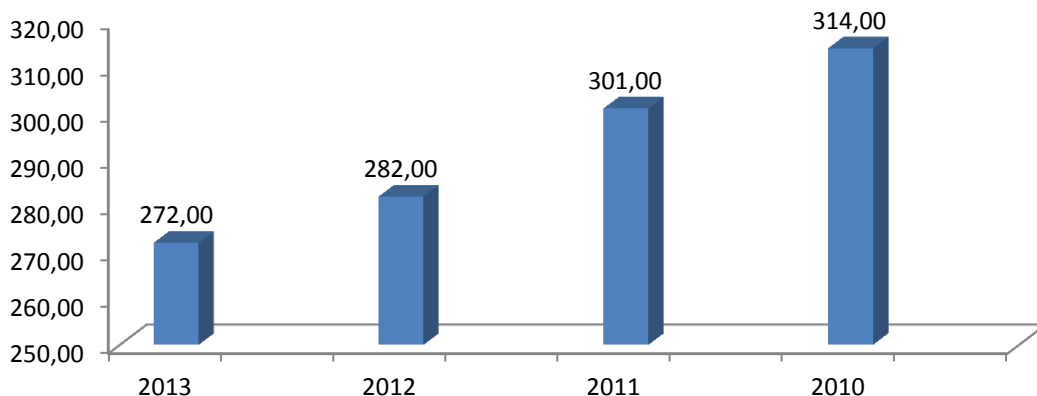
- i. **Jugopetrol AD Podgorica** - akcionarsko društvo za istraživanje, eksploataciju i promet nafte i naftnih derivata. Nakon privatizacije izvršene 2002. godine, grčka kompanija Hellenic Petroleum International AG je postala vlasnik 54,5% akcija Društva.
- ii. **Montenegro Bonus d.o.o. Cetinje** – 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.
- iii. **Petrol CG MNE, INA Crna Gora** i veliki broj drugih kompanija koje su licencirane za uvoz i distribuciju naftnih derivata u CG (oko 60).

Osnovna karakteristika tržišta naftnih derivata u Crnoj Gori je dominantan uticaj Jugopetrola (Hellenic Petroleum) u odnosu na ostale privredne subjekte koji se bave prodajom naftnih derivata. Prema podacima dobijenim od Regulatorne Agencije za energetiku, u 2013. godini Jugopetrol je pokrivaio više od 60% tržišta naftnim derivatima u odnosu na ostale kompanije.

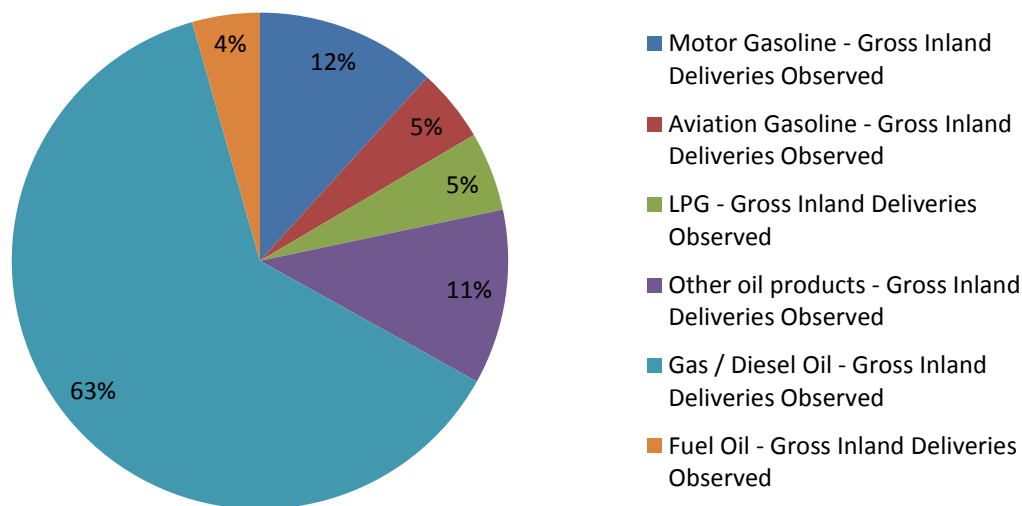
Balans naftnih derivata je dat u narednoj tabeli u skladu s podacima dobijenim od Zavoda za statistiku (MONSTAT).

Balance of oil products for Montenegro, 2013	Total of oil products	Refinery gas	LPG	Motor gasoline	Kerosene - aviation fuel	Naphta	Transport diesel and residual fuel oil	Mazut	Other oil products
	1+...+8	1	2	3	4	5	6	7	8
	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t
Primary production									
Recovered products									
Imports	286		14	45	13		171	12	31
Stock change									
Exports	- 14			- 13			- 1		
Bunkers									
Gross inland consumption	272		14	32	13		170	12	31
Transformation input									
Thermal power plants (Main producers)									
Thermal power plants (Autoproducers)									
Cogeneration (CHP) plants (Main producers)									
Cogeneration (CHP) plants (Autoproducers)									
Heat-only plants (Main producers)									
Heat-only plants (Autoproducers)									
Patent fuel, briquetting and coke-oven plants									
Oil refineries									
Transformation output									
Thermal power plants (Main producers)									
Thermal power plants (Autoproducers)									
Cogeneration (CHP) plants (Main producers)									
Cogeneration (CHP) plants (Autoproducers)									
Heat-only plants (Main producers)									
Heat-only plants (Autoproducers)									
Patent fuel, briquetting and coke-oven plants									
Oil refineries									
Exchanges and transfers, returns									
Interproduct transfers									
Products transferred									
Returns from petrochem. Industry									
Consumption of the energy branch									
Distribution losses									
Available for final consumption	272		14	32	13		170	12	31
Final non-energy consumption									
Chemical industry									
Other sectors									
Final energy consumption	272		14	32	13		170	12	31
Industry	68		13				29	9	23
Iron & steel industry	15		2				10	3	
Non-ferrous metal industry	17								19
Chemical industry	5						5		
Glass, pottery & building mat. industry	5						4	1	
Ore-extraction industry	5						5		
Food, drink & tobacco industry	1		1						
Textile, leather & clothing industry									
Paper and printing									
Engineering & other metal industry									2
Other industries	20		10				5	5	2
Transport	192			31	13		134	3	5
Railways	1						1		2
Road transport	170			31			129		2
Air transport	14				13		1		
Inland navigation	6						3	3	
Other transport	1								1
Households, commerce, pub. auth. etc.	12		1	1			7		3
Households	1						1		
Agriculture	7			1			5		1
Other sectors	4		1				1		2
Statistical difference									

Finalna potrošnja (1000 t)



Ukupna unutrašnja potrošnja



Prethodni grafikoni daju pregled potrošnje naftnih derivata u Crnoj Gori za prethodne četiri godine. S obzirom na to da Crna Gora ne proizvodi naftne derivate, ova potrošnja se može tretirati kao neto uvoz.

Ukoliko kao referentnu vrijednost uzmemo potrošnju od 272.000t u 2013. godini, procjenom prema modelu obračuna Međunarodne agencije za energetiku dolazimo do cifre od 71. 000t kao obaveznih rezervi za 2014. godinu¹

¹ Procjena je data u Aneksu

Važno je napomenuti da se podaci dobijeni od Regulatorne Agencije za energetiku značajno razlikuju od podataka koje ima Zavod za statistiku (MONSTAT). U toku izrade dokumenta uzeti su u obzir podaci dobijeni od Zavoda za statistiku (MONSTAT). Balans dobijen od MONSTAT-a za period 2010-2013. godine dat je u Aneksu 2.

Ovo navodi na zaključak da je prije bilo kakvih daljih aktivnosti neophodno usvojiti metodologiju kojom bi se jasno i tačno definisao neto uvoz naftnih derivata i koja bi nadalje služila za određivanje nivoa obaveznih rezervi nafte.

3. Pregled i stanje naftnih skladišta u Crnoj Gori

Ukupan skladišni kapacitet kojim raspolaže naftni sektor Crne Gore iznosi 205.000 m³. Od ukupnog kapaciteta 129.000 m³ pripada Jugopetrolu. Skladišni kapaciteti zapremine 55.000 m³ (54.000 m³ za naftne derivate i 1.000 m³ za TNG) ranije vlasništvo bivše Savezne direkcije za robne rezerve, koji su ustupljeni na korišćenje Montenegro Bonusu DOO Cetinje, ne koriste se već nekoliko godina zbog spora oko vlasništva od strane Jugopetrola. Preostali dio skladišnih kapaciteta od 21.000 m³ nalazi 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 neiskorištenih kapaciteta zahtjeva značajne investicije i održavanje.

Prema trenutno procijenjenoj količini potrebnih strateških rezervi nafte, smatra se da se većim dijelom rezerve mogu držati u domaćim skladištima, uz određene investicije potrebne za njihovo renoviranje i prilagođavanje. Ostatak se može držati u skladištima van Crne Gore. Potrebno je izraditi detaljnu studiju o stanju skladišnih kapaciteta i potrebnih investicija da bi se u njima držale rezerve.

Najveći rizik i stoga pitanje od prioritarnog djelovanja je svakako rješavanje spora između države i Jugopetrola kojim bi se definisalo vlasništvo kao i nadležnosti nad dijelom skladišnih kapaciteta u iznosu od 55.000 m³.

U sljedećoj tabeli je dat pregled raspoloživih skladišta u zemlji, kao i njihov status i mogućnost eventualne prenamjene za drugu vrstu derivata.

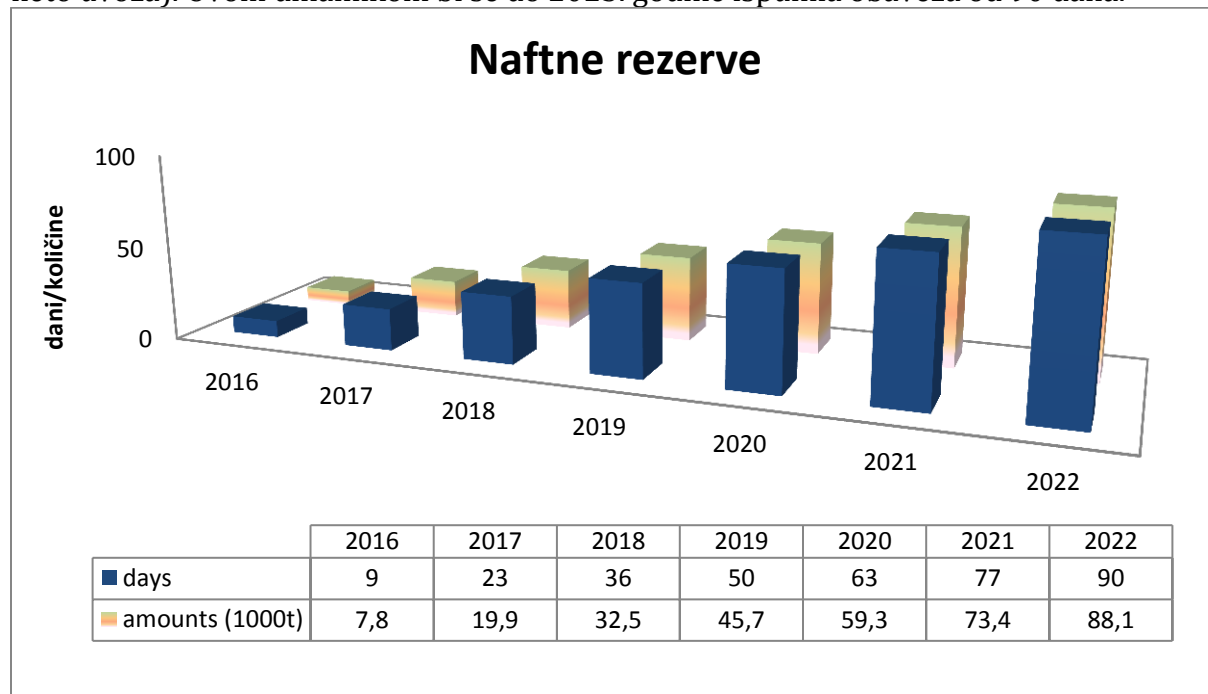
<i>Instalacija</i>	<i># rezervoar</i>	<i>Tip</i>	<i>zapremina m³</i>	<i>derivat</i>	<i>status</i>	<i>eventualna prenamjena</i>
UKUPNO Bar			124800			
Bar	R1	fiksni krov+plutajuća membrana	5500	Unl	u upotrebi	
Bar	R2	fiksni krov	5000	Mazut	u upotrebi	
Bar	R3	fiksni krov	5000	Bitumen	van upotrebe od 2012	
Bar	R4	fiksni krov+plutajuća membrana	4000	Unl	u upotrebi	
Bar	R5	fiksni krov+plutajuća membrana	1200	Unl	u upotrebi	
Bar	R6	fiksni krov	1200	Unl	van upotrebe od 2005	Jet A1
Bar	R7	fiksni krov	1200	Unl	van upotrebe od 2005	Jet A1
Bar	R8	fiksni krov	1200	Unl	van upotrebe od 2005	Jet A1
Bar	R9	fiksni krov+plutajuća membrana	1200	Unl	u upotrebi	
Bar	R10	fiksni krov	2600	D1	u upotrebi	
Bar	R11	fiksni krov	1200	D1	van upotrebe od 2004 - pod sporom	
Bar	R12	fiksni krov	1200	D1	van upotrebe od 2004 - pod sporom	
Bar	R13	fiksni krov	650	Lož ulje	u upotrebi	
Bar	R14	fiksni krov	650	Lož ulje	u upotrebi	
Bar	R15	fiksni krov	15000	D1, ULSD	u upotrebi	
Bar	R16	fiksni krov	15000	ULSD	u upotrebi	

Bar	R17	plutajući krov	22000	D1	van upotrebe od 2012	
Bar	R18	fiksni krov	15000	Mazut	van upotrebe od 2008 - pod sporom	
Bar	R19	fiksni krov	5000	D1, ULSD	u upotrebi	
Bar	R20	fiksni krov	5000	D1, ULSD	u upotrebi	
Bar	R21	fiksni krov	5000	D1, ULSD	u upotrebi	
Bar	R22	fiksni krov	5500	D1, ULSD	u upotrebi	
Bar	R23	fiksni krov	5500	D1, ULSD	u upotrebi	
UKUPNO Bijelo Polje			26500			
Bijelo Polje	R1	fiksni krov	1300	Unl	van upotrebe od 2000 - pod sporom	
Bijelo Polje	R2	fiksni krov	1300	Unl	van upotrebe od 2000 - pod sporom	
Bijelo Polje	R3	fiksni krov	1300	Unl	van upotrebe od 2000 - pod sporom	
Bijelo Polje	R4	fiksni krov	2600	Unl	van upotrebe od 2000 - pod sporom	
Bijelo Polje	R5	fiksni krov	5000	D2	van upotrebe od 2000 - pod sporom	
Bijelo Polje	R6	fiksni krov	5000	D2	van upotrebe od 2000 - pod sporom	
Bijelo Polje	R7	fiksni krov	5000	D2	van upotrebe od 2000 - pod sporom	
Bijelo Polje	R8	fiksni krov	5000	D2	van upotrebe od 2000 - pod sporom	
UKUPNO Cerovo			21000			
Cerovo	R1		3000			
Cerovo	R2		3000			
Cerovo	R3		3000			
Cerovo	R4		3000			
Cerovo	R5		3000			

Cerovo	R6		3000			
Cerovo	R7		3000			
UKUPNO Lipci			22400			
Lipci	R1	plutajući krov	2600	D2	van upotrebe od 2004 - pod sporom	
Lipci	R2	fiksni krov	2600	D2	van upotrebe od 2004 - pod sporom	
Lipci	R3	fiksni krov+plutajuća membrana	8000	D2	van upotrebe od 2004	
Lipci	R5	podzemni r. fiksni krov	1400	Unl	van upotrebe od 2004	
Lipci	R6	podzemni r. fiksni krov	1400	Unl	van upotrebe od 2004	
Lipci	R7	podzemni r. fiksni krov	700	Unl	van upotrebe od 2004	
Lipci	R8	podzemni r. fiksni krov	700	Unl	van upotrebe od 2004	
Lipci	R9	plutajući krov	5000	D2	van upotrebe od 2004 - pod sporom	
UKUPNO Tivat			8000			
Tivat	R1	plutajući krov	1300	Jet A1	u upotrebi	
Tivat	R2	fiksni krov	4100	Jet A1	u upotrebi	
Tivat	R3	fiksni krov	500	Jet A1	u upotrebi	
Tivat	R5	podzemni	100	AvGas 100LL	u upotrebi	
Tivat	R6	podzemni	100	AvGas 100LL	u upotrebi	
Tivat	R7	podzemni	100	AvGas 100LL	u upotrebi	
Tivat	R11	plutajući krov	1800	Jet A1	u upotrebi	
UKUPNO Podgorica (Zetatrans)			2000			
Podgorica		podzemni	2000			
SVEGA UKUPNO			204700			

4. Planirane količine nafte i naftnih derivata za potrebe rezervi

Uzimajući u obzir rok do kojeg je ovu obavezu potrebno ispuniti, predlog je da se sa fizičkim formiranjem rezervi krene od 2016. godine kada bi se obezbijedila količina rezerve u iznosu koji odgovara količini za 9 dana neto uvoza (10% od ukupne količine), da bi se u periodu 2017. - 2022. godine ta vrijednost svake godine povećavala za po 15% (13.5 dana neto uvoza). Ovom dinamikom bi se do 2023. godine ispunila obaveza od 90 dana.



Ukoliko se uđe u strukturu naftnih derivata koji se prodaju u Crnoj Gori, može se vidjeti da preko 80% čine benzin, dizel i lož ulje. S obzirom da direktiva dozvoljava državi da sama definiše vrste naftnih derivata u strukturi rezervi, a uzimajući u obzir vrste skladišta koja se nalaze u Crnoj Gori, preporuka je da ova tri derivata čine osnov obaveznih rezervi. Naravno, po potrebi ova struktura bi se mogla mijenjati.

5. Uvođenje strateških rezervi nafte – scenario za Crnu Goru

5.1 Rizici obezbjeđenja obaveznih rezervi nafte u Crnoj Gori

Osnovni rizici sa kojima će se Crna Gora suočiti u obezbjeđenju obaveznih rezervi nafte su:

- Nepostojanje domaćeg zakonodavstva u ovoj oblasti,
- Nepostojanje kvalitetne statistike u oblasti trgovine naftom i naftnim derivatima,
- Nepostojanje institucionalnog rješenja za bavljenje ovom oblašću,
- Veoma nizak nivo znanja, stručnosti i kadra u ovoj oblasti,
- Ograničenost raspoloživih sredstava u državnom budžetu i pitanje mogućeg kreditnog zaduženja,
- Veliko učešće samo jedne kompanije u uvozu i distribuciji naftnih derivata i
- Nejasno vlasništvo nad naftnim skladištima usljed spora između države i Jugopetrola

5.2 Neophodni preduslovi za obezbjedjenje obaveznih rezervi nafte

Prije nego se krene sa detaljnom razradom bilo kojeg modela koji će se primjenjivati u Crnoj Gori potrebno je ispuniti određene institucionalne i zakonske pretpostavke, koji su u nastavku date:

1. Potrebno je stvoriti institucionalnu pretpostavku za formiranje obaveznih rezervi nafte, osnivanjem Centralnog tijela za obavezne strateške rezerve
2. Potrebno je stvoriti zakonsku pretpostavku za formiranje obaveznih rezervi nafte i uređenje ove oblasti, usvajanjem Zakona o strateškim rezervama nafte
3. Potrebno je ustanoviti jasnu i unificiranu metodologiju za prikupljanje i sistematizaciju podataka o trgovini derivatima, koja bi bila uskladjena na nivou Ministarstva ekonomije, Monstata i Regulatorne agencije za energetiku.
4. Potrebno je stvoriti mehanizam kojim će se prikupljati nadoknada za obavezne rezerve nafte, izmijenom Uredbe o maksimalnoj maloprodajnoj cijeni naftnih derivata, kako bi se ova nadoknada uključila u cijenu naftnih derivata na tržištu.
5. Potrebno je pripremiti podzakonske akte i metodologije neophodne za transparentan i jasan rad na stvaranju rezervi.

Kako bi se ispostovao rok do 2023. godine i dinamika kojom se kreće od 2016. godine, sve prethodno navedene aktivnosti 1-4 potrebno je realizovati do kraja 2015. godine, a aktivnost 5 u 2016. godini.

Prikupljanje nadoknade za rezerve nafte potrebno je otpočeti u 2016. godini, po svakom litru prodatog naftnog derivata za derivate čija se maloprodajna cijena definise Uredbom.

5.3 Modeli za obezbjedjenje strateških rezervi nafte

Za potrebe izrade Akcionog plana urađena je analiza različitih mogućih modela, njihova primjenjivost u Crnoj Gori, kao i uticaj na maloprodajnu cijenu derivata. Osnovni rezultati te analize dati su u nastavku:

Industrijski model

Rezerve koje održava industrijski sektor, a radi usklađivanja sa nacionalnim pravilima o održavanju rezervi, mogu da ispune obavezu države koja se odnosi na održavanje rezervi. Države koje obavezu zahtijevaju od određenih kompanija, poput uvoznika, rafinerija, snabdijevača proizvoda ili trgovaca na veliko, da nabave i čuvaju propisane količine rezerve. Opšte govoreći, potrebne količine su zasnovane na procentu od prodaje, potrošnje ili uvoza iz prethodne godine i država svake godine propisuje koja je to količina.

Primjena ovog modela u Crnoj Gori bi podrazumijevala:

• Opšte mjere

1. Da država svake godine propiše procenat prošlogodišnjeg uvoza koje su kompanije obavezne da dodatno uvezu. Ova obaveza bi obuhvatala sve uvoznike bez obzira na to da li imaju mogućnost skladistenja.
2. Na osnovu definisanja procenta dodatnog uvoza država je obavezna da propiše dodatnu taksu kojom bi se taj trošak nadoknadio kompanijama koje su obavezane.
3. Država bi imala obavezu nadzora i kontrole nad obaveznim rezervama kako bi se obezbijedilo da su te rezerve u sadržaju i količini odgovarajuće onome što je propisano.

• Prednosti

1. Upućenost i znanje industrije koje se odnosi na tržišne uslove i stvarno iskustvo su neophodni za utvrđivanje naknada i pravilno korišćenje kapaciteta za skladištenje;
2. Manje obaveze države, a samim tim i manji troškovi organizacije, jer bi država u ovom slučaju imala samo obavezu nadzora
3. Fleksibilnost u korišćenju svih sredstva i mogućnosti komplikovanog tržišta nafte;
4. Jednostavno i odgovarajuće stavljanje na tržište, znavljanje zaliha kada je potrebno, zbog lokacije i prevoznih sredstava koja se obično koriste za snabdijevanje potrošača.

• Nedostaci

1. Uvoznici bi osim obaveze uvoza imali i obavezu skladistenja, bez obzira da li raspolažu skladišnim kapacitetima u Crnoj Gori. S obzirom da su sva raspoloživa skladišta u Crnoj Gori u vlasništvu Jugopetrola, svi ostali (oko polovina ukupnog uvoza), bi imali obavezu da te derivate drže u Jugopetrolovom skladištu i bili uslovljeni plaćanjem skladišnine samo Jugopetrolu
2. Pošto bi kompanije bile obavezne da uvoze i plaćaju derivate iz svojih sredstava, taj bi trošak išao direktno na račun maloprodajne cijene derivata u Crnoj Gori. U slučaju ovog modela taksa koja bi služila kao nadoknada bi bila značajna jer bi uključivala kompletna sredstva potrebna za kupovinu naftnih derivata od strane kompanija.
3. Vlasništvo nad rezervama bi 100% bilo u rukama privrede, sto bi posebno bilo problematično u slučaju stečaja. Samim tim, mogućnost zloupotrebe je mnogo veća čime se može direktno uticati na samo tržište.
4. Nedostatak transparentnosti transakcija koje sprovode naftne kompanije i koje utiču na obavezne naftne rezerve.
5. Nedostatak znanja za ovakve vrste poslova kod manjih naftnih kompanija u Crnoj Gori, posebno u dijelu koji bi podrazumijevao zakup skladišta od Jugopetrola.

Državni model

Druga kategorija naftnih rezervi su rezerve u vlasništvu države. Ova kategorija rezervi se obično finansira iz centralnog budžeta države i čuva se isključivo za hitne potrebe.

Primjena ovog modela u Crnoj Gori bi podrazumijevala:

- **Opšte mjere**

1. Osnivanje Centralnog tijela koje bi se osim nadzorom nad obaveznim rezervama moralo baviti i nabavkom, trgovinom, skladištenjem i obnavljanjem rezervi
2. Definisane jasne metodologije vezane za tendere za nabavku, skladištenje, obnavljanje i sve ostalo vezano za održavanje obaveznih rezervi
3. Obezbjedenje budžetskih sredstava ili kreditnog aranžmana kojim bi se finansirala nabavka i ostali troškovi vezani za održavanje rezervi
4. Na osnovu definisanja godišnjih količina i svih troškova vezanih za njihovu nabavku i održavanje država je obavezna da propiše dodatnu taksu kojom bi se taj trošak pokrio.

- **Prednosti**

1. Direktna kontrola rezervi i upravljanja;
2. Transparentno upravljanje nad korišćenjem i puštanjem u promet;
3. Minimalna mogućnost uticaja na tržište derivatima
4. Mogućnost finansiranja koje bi država mogla obezbijediti po povoljnijim uslovima nego industrija, a samim tim bi i uticaj na maloprodjenu cijenu bio značajno manji nego u slučaju industrijskog modela.
5. Država bi bila odgovorna za obezbjeđenje skladišta i na taj način spriječila direktnu zavisnost svih kompanija od Jugopetrola u smislu skladištenja
6. Transparentnost u tenderskim procedurama nabave derivata, skladištenja i održavanja rezervi

- **Nedostaci**

1. Budžetsko opterećenje u smislu obezbjeđenja rezervi;
2. Opterećenje državnog aparata i veći troškovi funkcionisanja Centralnog tijela, zbog većeg obima posla i odgovornosti, pa samim tim i većeg broja zaposlenih
3. Nedostatak fleksibilnosti i konkretnog znanja koje je prisutno kod glavnih naftnih kompanija na tržištu;
4. Nemogućnost brze isporuke kada se rezerve čuvaju u rezervoarima koji se ne koriste za snabdijevanje tržišta.
5. Veći troškovi zadržavanja i manipulacije rezervama
6. Zbog trenutnog nerješavanja spora oko skladišta, država bi bila ograničena na skladišta Jugopetrola koja su trenutno jedina funkcionalna i raspoloživa

5.4 Kombinovani model kao najpovoljniji scenario za Crnu Goru

U mnogim zemljama industrijski i državni model su kombinovani ili spojeni kako bi se ostvarila prednost oba pristupa. Od 28 država EU u 2014. godini, njih 8 primjenjuje industrijski model, 10 državni, a 10 kombinovani model. U 2007. godini, 20 od 28 zemalja (26 država članica Međunarodne agencije za energiju i 2 države kandidati) su se opredijelile da ispune sve ili dijelove svojih obaveza tako što su obavezu održavanja rezervi preusmjerile na industrijski sektor. Karakteristično je da je ranije bio mnogo veći broj država koje su primjenjivale industrijski model i da su na osnovu stečenog iskustva države djelimično na sebe vremenom preuzele veću obavezu i umjesto industrijskog modela primjenjuju kombinovani gdje su preuzele dio obaveza na sebe a dio ostavile industriji. Ovo posebno iz razloga čestih zloupotreba rezervi od strane industrije kao i teškog praćenja rezervi. U Sloveniji i Hrvatskoj se primjenjuju čisto državni modeli upravljanja obaveznim rezervama. U Sloveniji je takva agencija dio Agencije za robne rezerve, dok u Hrvatskoj postoji samostalna agencija čiji je ovo jedini posao.

Osim kombinovanog modela moguće je uključiti i nabavku tiketa, koji predstavljaju rezervaciju određenih količina uskladištenih derivata u nekoj od država EU. Tiketom se plaća mogućnost da u nekom ugovorenom vremenskom periodu, po ugovorenoj cijeni možete kupiti ugovoru količinu naftnih derivata. Trgovina tiketima se u Crnoj Gori smatra mogućim rješenjem u određenom procentu, ali samo u slučaju kada se prethodno obezbijede značajne količine koje su fizički raspoložive u zemlji.

Ono što bi trebalo biti faktor opredjeljenja za određeni model je svakako uticaj na trenutnu maloprodajnu cijenu i uticaj dodatne nadoknade na inflaciju i ostale cijene, ali svakako je veoma bitan faktor i primjenjivost određenog modela u Crnoj Gori.

Uzimajući u obzir sve pokazano, smatra se da je najprimjenjiviji i najrealniji model kombinovani, uz mogućnost izmjene kako udjela u vlasništvu tako i cijene skladištenja i tiketa.

Primjena ovog modela u Crnoj Gori

Po ovom scenariju Crna Gora bi dio svojih obaveznih rezervi povjerila Jugopetrolu kroz jasno definisane ugovorne obaveze, dio rezervi obezbijedila iz svojih budžetskih sredstava, a dio obezbijedila putem tiketa (sredstvo garancije kojim se obezbjeduje rezervacija određenih količina uz nadoknadu). Prve dvije količine rezervi bi se fizički nalazile u Crnoj Gori, dok bi se tiketima obezbjeđivala rezervacija određenih količina na teritoriji zemalja članica EU.

U sljedećoj tabeli je dat mogući odnos količina u tonama koji bi se nalazile u vlasništvu: Jugopetrola, države i količina koje bi se obezbijedile putem tiketa, kao i dinamika njihove nabavke.

	Jugopetrol		Government		Ticket	
	share %	amount	share %	amount	share %	amount
2016	100,00	7.829				
2017	100,00	19.964				
2018	67,52	22.000	32,48	10.582		
2019	54,71	25.000	45,29	20.696		
2020	43,83	26.000	43,83	26.000	12,34	7.321
2021	39,88	29.300	38,11	28.000	22,01	16.174
2022	33,23	29.300	33,23	29.300	33,54	29.568

Prve količine za potrebne rezerve naftnih derivata u 2016. i 2017. godini mogu se obezbijediti ugovaranjem sa Jugopetrolom. Naime, s obzirom na skladišne kapacitete kojima Jugopetrol trenutno raspolaže, a uzimajući u obzir njihovo stečeno iskustvo u prethodnom periodu u trgovini derivatima, kao i na osnovu informacija dobijenih od njih, Jugopetrol u svakom trenutku ima u skladištu komercijalne rezerve potrebne za njihovo trgovanje na domaćem trzistu za period od 30 dana.

U narednim godinama ugovor je moguće napraviti za određenu količinu rezervi. Za 2018. i 2019. za oko 60% rezervi, dok će u narednim godinama procenat opadati, da bi 2022 dostogao nivo od 33% rezervi. Ove količine će činiti dio državnih rezervi nafte.

Za ovu količinu, potrebno je jasno definisati nadoknadu Jugopetrolu kojom bi se nadoknadila njihova propuštena dobit, jer u ovom slučaju Jugopetrol taj dio rezervi ne bi mogao komercijalno da koristi. U svakom slučaju, ova nadoknada bi bila značajno manja od sredstava za njihovu kupovinu.

Onog trenutka kad fizičke rezerve dostignu 60% obavezne količine može se ući u aranžman kupovine tiketa za preostale količine, planirano od 2020. godine.

Plan podrazumijeva da se do kraja 2022. godine postignu tražene količine, ali da je struktura vlasništva po 33.23% Jugopetrol, 33.23% država i 33.54% u vidu obezbijedenih tiketa.

6. Finansijske i ekonomske posljedice predloženog modela (kombinovani model)

Cilj ove analize je da pokaže koliku je dodatnu nadoknadu potrebno prikupiti kroz maloprodajnu cijenu naftnih derivata koju je potrebno uvesti 2016. i kako će to uticati na maloprodajnu cijenu naftnih derivata u Crnoj Gori .

Pretpostavke korištene za ovu analizu su:

- Potrošnja za 2014. je bazirana na potrošnji iz 2013. (na osnovu podataka MONSTAT-a) sa godišnjim rastom od 2%. Ista formula je korištena i za naredni period;
- Prosječna cijena skladištenja po toni naftnog derivata je 22 eura u 2014. godini, s godisnjim rastom od 3%;

- Država uzima razvojni kredit sa prosječnom kamatnom stopom od 4% i prosječnim rokom dospijeca od 10 godina;
- Prosječna maloprodajna cijena naftnih derivata u 2014. godini je 1,10 eura/l, sa godišnjim rastom od 2%
- Nadoknada Jugopetrolu za skladištenje na nivou 10% vrijednosti nabavke naftnih derivata
- Cijena tiketa je 10% procječne cijene natnih derivata;
- Operativni troškovi Direkcije za naftne rezerve su 100.000,00 eura u 2014. godini, 250.000,00 eura u 2016, sa godišnjim rastom od 2% u kasnijim godinama;
- 1 tona iznosi 1200 litara.

S obzirom na to da je trenutna cijena naftnih derivata 500 eura/t , što je jedna od najnižih cijana u istorija, za ovu analizu su razmatrana dva scenarija

- Prosječna cijena od 500 eura/t sa godišnjim rastom od 2%
- Prosječna cijena od 800 eura/t sa godišnjim rastom od 2%

Za oba scenarija su razmatrane dvije solucije

1. Država uzima razvojni kredit i vraća samo kamatu
2. Država uzima razvojni kredit i vraća kamatu i glavnice kroz prikupljanje naknade kroz maloprodajnu cijenu naftnih derivara

Scenario A- Prosječna cijena je 500 eura/t sa godišnjim rastom od 2%

U slučaju vraćanja kamate

Sredstva koja treba da se prikupe kroz naknadu su 657.270.00 eura u 2016, do 2.987.421,00 eura u 2022. Ovo znači da maloprodajna cijena nafte treba da se poveća za 0,19 cEur/l u 2016, do 0,77 cEur/l u 2022. To dovodi do porasta cijene goriva od 0,17% do 0,59% u posmatranom vremenskom periodu.

U slučaju vraćanja glavnice i kamate

Dobijeni rezultati govore da je godišnje kroz dodatnu nadoknadu potrebno prikupljati od 657.270.00 eura u 2016. godini, do 5.066.230,00 u 2022. godini. Ovo direktno znači da je maloprodajnu cijenu naftnih derivata u Crnoj Gori potrebno uvećati za 0,19 cEur u 2016. godini, do 1,30 cEur u 2022. godini. To dovodi do porasta cijene goriva od 0,17% do 1,01% u posmatranom vremenskom periodu.

U narednoj tabeli dat je detaljan prikaz navedenih proračuna.

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Godišnja potrošnja u tonama		1,02	277440	282.989	288.649	294.422	300.310	306.316	312.443	318.691	325.065
Obavezne rezerve u danima					9	23	36	50	63	77	90
Obavezne rezerve u tonama				7.829	19.964	32.582	45.696	59.321	73.474	88.168	
Cijena proizvoda	EUR/t	1,02	500	510	520	531	541	552	563	574	586
Troškovi skladištenja (EUR/t/godina)	EUR/t/year	1,03	22,0	22,7	23,3	24,0	24,8	25,5	26,3	27,1	27,9
Kamata (%)	%	1	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Finalna cijena (EUR/litar)	EUR/liter	1,02	1,10	1,12	1,14	1,17	1,19	1,21	1,24	1,26	1,29
TROŠKOVI											
Nadoknada Jugopetrolu	EUR/god	10%	-	-	407.270	1.059.308	1.190.675	1.380.101	1.464.011	1.682.825	1.716.481
Troškovi državnih rezervi (EUR/god)											
Skladište	EUR/god		-	-			262.012	527.823	682.998	757.602	816.560
Nabavke	EUR/god						5.726.919	5.583.383	2.986.774	1.148.686	761.579
Tiketi (10% od cijene)		10%						412.247	928.921	1.732.203	
Glavnica				407.270	1.059.308	7.179.607	7.491.307	5.546.030	4.518.034	5.026.822	
Finansiranje - kamata			-	-			287.184	586.837	808.678	989.399	
Finansiranje - glavnica							746.679	1.392.423	1.807.784	2.078.809	
Operativni troškovi Direkcije		1,02	-	100.000	250.000	255.000	260.100	265.302	270.608	276.020	281.541
Ukupni troškovi bez glavnice				657.270	1.314.308	1.450.775	1.932.587	2.321.456	2.767.522	2.987.421	
Ukupni troškovi sa glavnicom (otplata rata)			-	100.000	657.270	1.314.308	1.450.775	2.679.266	3.713.879	4.575.307	5.066.230
Potrošnja motorfuel (l/god)	l/god	1,02		282.988.800	288.648.576	294.421.548	300.309.978	306.316.178	312.442.502	318.691.352	325.065.179
Obračun naknade bez glavnice											
Naknada (EURO/l)	EURO/l				0,0023	0,0045	0,0048	0,0063	0,0074	0,0087	0,0092
Procenat od finalne cijene	%				0,20	0,38	0,41	0,52	0,60	0,69	0,71
Obračun naknade sa glavnicom											
Naknada (EURO/l)	EURO/l				0,0023	0,0045	0,0048	0,0087	0,0119	0,0144	0,0156
Procenat od finalne cijene	%				0,20	0,38	0,41	0,72	0,96	1,14	1,21

Scenario B- Prosječna cijena je 800 eura/t sa godišnjim rastom od 2%

U slučaju vraćanja kamate

Sredstva koja treba da se prikupe kroz naknadu su 901.632.00 eura u 2016, do 4.557.418,00 eura u 2022. Ovo znači da maloprodajna cijena nafte treba da se poveća za 0,26 cEur/l u 2016, do 1,17 cEur/l u 2022. To dovodi do porasta cijene goriva od 0,23% do 0,91% u posmatranom vremenskom periodu.

U slučaju vraćanja glavnice i kamate

Dobijeni rezultati govore da je godišnje kroz dodatnu nadoknadu potrebno prikupljati od 901.632.00 eura u 2016. godini, do 7.764.113,00 u 2022. godini. Ovo direktno znači da je maloprodajnu cijenu naftnih derivata u Crnoj Gori potrebno uvećati za 0,26 cEur u 2016. godini, do 1,99 cEur u 2022. godini. To dovodi do porasta cijene goriva od 0,23% do 1,54% u posmatranom vremenskom periodu.

U narednoj tabeli dat je detaljan prikaz navedenih proračuna

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Godišnja potrošnja po tonama		1,02	277440	282.989	288.649	294.422	300.310	306.316	312.443	318.691	325.065
Obavezne rezerve u danima					9	23	36	50	63	77	90
obavezne rezerve u tonama				7.829	19.964	32.582	45.696	59.321	73.474	88.168	
Cijena proizvoda	EUR/t	1,02	800	816	832	849	866	883	901	919	937
Troškovi skladištenja (EUR/t/god)	EUR/t/god	1,03	22,0	22,7	23,3	24,0	24,8	25,5	26,3	27,1	27,9
Kamata (%)	%	1	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Finalna cijena (EUR/l)	EUR/l	1,02	1,10	1,12	1,14	1,17	1,19	1,21	1,24	1,26	1,29
TROŠKOVI											
Nadoknada Jugopetrolu	EUR/god	10%	-	-	651.632	1.694.894	1.905.081	2.208.162	2.342.418	2.692.519	2.746.370
Troškovi državnih rezervi (EUR/god)											
Skladište	EUR/god		-	-			262.012	527.823	682.998	757.602	816.560
Nabavke	EUR/god						9.163.070	8.933.413	4.778.839	1.837.897	1.218.526
Tiketi (10% od cijene)		10%						659.596	1.486.274	2.771.524	
Glavnica				651.632	1.694.894	11.330.163	11.669.397	8.463.850	6.774.293	7.552.979	
Finansiranje - kamata			-	-			453.207	919.982	1.258.536	1.529.508	
Finansiranje - glavnica							1.178.337	2.182.122	2.810.295	3.206.695	
Operativni troškovi Direkcije		1,02	-	100.000	250.000	255.000	260.100	265.302	270.608	276.020	281.541
Ukupni troškovi bez glavnice				901.632	1.949.894	2.165.181	2.926.670	3.533.008	4.227.076	4.557.418	
Ukupni troškovi sa glavnicom (otplata rata)			-	100.000	901.632	1.949.894	2.165.181	4.105.007	5.715.131	7.037.371	7.764.113
Potrošnja motornog goriva (l/god)	l/god	1,02		282.988.800	288.648.576	294.421.548	300.309.978	306.316.178	312.442.502	318.691.352	325.065.179
Obračun naknade bez glavnice											
Naknada (EURO/l)	EURO/l				0,0031	0,0066	0,0072	0,0096	0,0113	0,0133	0,0140
Procenat od finalne cijene	%				0,27	0,57	0,61	0,79	0,91	1,05	1,09
Obračun naknade sa glavnicom											
Naknada (EURO/l)	EURO/l				0,0031	0,0066	0,0072	0,0134	0,0183	0,0221	0,0239
Procenat od finalne cijene	%				0,27	0,57	0,61	1,10	1,48	1,75	1,85

7. Zaključak

U ovom dokumentu korištene su određene pretpostavke koje su dobijene od različitih eksperata iz regiona i određenih publikacija koje se bave ovom oblašću.

Ono što bi trebalo biti faktor opredjeljenja za određeni model je svakako uticaj na trenutnu maloprodajnu cijenu i uticaj dodatne nadoknade na inflaciju i ostale cijene, ali svakako je veoma bitan faktor i primjenjivost određenog modela u Crnoj Gori. Imajući u vidu navedeno, detaljna studija koja će obezbijediti informacije o uticaju dodatne nadoknade na inflaciju u slučaju različitih modela će biti data uz Akcioni plan.

Uzimajući u obzir sve pokazano, smatra se da je najprimjenjiviji i najrealniji model kombinovani, uz mogućnost izmjene kako udjela u vlasništvu tako i cijene skladištenja.

U svakom slučaju, rješavanje spora sa Jugopetrolom oko vlasništva bi u velikom dijelu promijenilo trenutnu sliku i značajno uticalo na buduće troškove.

8. Vremenski okvir za implementaciju plana

Zakonodavni i strateški okvir

Mjera	Rok	Odgovorna institucija	Finansiranje
Izmjena Pravilnika o sistematizaciji radnih mjesta Ministarstva ekonomije	2015	Ministarstvo ekonomije	Državni budžet
Zakon o strateškim rezervama nafte	2015	Ministarstvo ekonomije	Državni budžet IPA 2011
Izmjene i dopune Uredbe o načinu obrazovanja maksimalnih maloprodajnih cijena naftnih derivate	2015	Ministarstvo ekonomije Ministarstvo finansija	Državni budžet IPA 2012
Metodologija za prikupljanje podataka za naftu i naftne derivate	2015	Ministarstvo ekonomije Ministarstvo finansija Uprava carina MONSTAT Regulatorna agencija za enegetiku	Državni budžet
Priprema potrebnih podzakonskih akata za implementaciju zakona o strateškim rezervama nafte	2016	Ministarstvo ekonomije	Državni budžet IPA 2012

Institucionalni i administrativni okvir

Mjera	Rok	Odgovorna institucija	Finansiranje
Formiranje Direkcije za strateške rezerve nafte - 3 zaposlenih	2015	Ministarstvo ekonomije	Državni budžet
Obuka i treninzi zaposlenih u Direkciji za obavezne rezerve nafte	U kontinuitetu	Ministarstvo ekonomije Direkcija za strateške rezerve nafte	Državni budžet IPA 2011 IPA 2012
Proširivanje i jačanje Direkcije za strateške rezerve nafte	2016	Ministarstvo ekonomije Direkcija za strateške rezerve nafte	Državni budžet IPA 2011 IPA 2012

Fizičko obezbjeđenje strateških rezervi

Mjera	Rok	Odgovorna institucija	Finansiranje
Detaljan plan za obezbjeđenje strateških rezervi nafte	2015	Ministarstvo ekonomije Direkcija za strateške rezerve nafte	Državni budžet IPA 2011
Prikupljanje nadoknade za strateške rezerve nafte	2016 -	Ministarstvo ekonomije Direkcija za strateške rezerve nafte Ministarstvo finansija	Državni budžet
Potpisivanje ugovora sa Jugopetrolom za obezbjeđenje prvih količina rezervi	2016	Ministarstvo ekonomije Direkcija za strateške rezerve nafte Ministarstvo finansija	Državni budžet
Potpisivanje ugovora sa Jugopetrolom za obezbjeđenje odgovarajućih količina rezervi	2017	Ministarstvo ekonomije Direkcija za strateške rezerve nafte Ministarstvo finansija	Državni budžet
Tender za nabavku naftnih derivata	2018 -	Ministarstvo ekonomije Direkcija za strateške rezerve nafte	Državni budžet
Tender za obezbjeđenje skladišnih kapaciteta	2018 -	Ministarstvo ekonomije Direkcija za strateške rezerve nafte	Državni budžet
Tender za kupovinu tiketa	2020 -	Ministarstvo ekonomije Direkcija za strateške rezerve nafte	Državni budžet
Nadzor nad obezbjeđenjem i kontrola strateških rezervi nafte	2015 -	Ministarstvo ekonomije Direkcija za strateške rezerve nafte	Državni budžet

Please note that this worksheet concerns only European Union Members States

LEVEL OF DAILY NET IMPORTS OR DAILY CONSUMPTION (ANNEX I AND II OF THE DIRECTIVE)

DETERMINE OBLIGATION BASED ON NET IMPORTS ANNEX I OF THE DIRECTIVE		
Unit: Thousand Metric Tons		
Step 1		
Naphttha Yield		
01	Naphttha Gross Refinery Output	0
02	Naphttha Refinery Fuel	0
03	Naphttha Backflows from Petrochemical Sector to Refineries	0
04	Crude, NGL and Feedstocks Refinery Intake (Calculated)	0
05	Naphttha Yield (01-02-03+04)	0,00
Step 2		
Naphttha actual consumption		
06	Naphttha Gross Inland Deliveries Observed	0
07	Naphttha net actual consumption (06-05)	0,00
08	Crude oil equivalent of Naphttha actual consumption (07) * 1,065	0,00
Step 3		
Crude oil component (Crude oil net imports adjusted for stock change)		
09	Crude, NGL, Feedstocks Imports	0
10	Crude, NGL, Feedstocks Exports	0
11	Crude, NGL, Feedstock Total Stocks	0
12	on national territory	Closing
13	on national territory	Closing
14	Crude Oil Net Imports corrected for naphttha (09-10-12-11)	0,00
15	Crude Oil Net Imports corrected for naphttha (15) * 0,94	0,00
Step 4		
Petroleum product component (Petroleum product net imports adjusted for stock change)		
16	Total Products Imports	289
17	Total Products Exports	14
18	Naphttha Exports	0
19	Total Products Bunkers	0
20	Naphttha Bunkers	0
21	Total Product Stocks (Total)	0
22	on national territory	Closing
23	Naphttha Stocks (Total)	0
24	on national territory	Closing
25	Net Imports of Products adjusted for stock change (16-17-18+19-20-21-24)	272,00
26	Crude oil equivalent of Net imports of petroleum products (25) * 1,065	289,00
Step 5		
Choose the Method to calculate the Average Daily Imports and Associated Commitment on the basis of:		
* If Naphttha Yield less than 7%, Method 1		
* If Naphttha Yield higher than 7%, Method 2 or Method 3 whichever gives minimum obligation		
METHOD 1 (4% default value for naphttha yield)		
27	Net Imports (Crude and petroleum products) (14+25)	289,00
28	Daily Net Imports (27) / days of year	0,79
29	90 Days Commitment (28) * 90	71,43
METHOD 2 (Naphttha Actual Consumption)		
30	Net Imports (Crude and petroleum products) (14+25)	289,00
31	Daily Net Imports (30) / days of year	0,79
32	90 Days Commitment (31) * 90	71,43
METHOD 3 (Actual Naphttha Yield)		
33	Net Imports (Crude and petroleum products) (14+25) *(1-05) *(0,26)	289,00
34	Daily Net Imports (33) / days of year	0,79
35	90 Days Commitment (34) * 90	71,43

DETERMINE OBLIGATION BASED ON INLAND CONSUMPTION ANNEX II OF THE DIRECTIVE		
Unit: Thousand Metric Tons		
Step 6		
Total Inland Consumption		
46	Motor Gasoline - Gross Inland Deliveries Observed	13
47	Aviation Gasoline - Gross Inland Deliveries Observed	13
48	Gasoline Type Jet Fuel - Gross Inland Deliveries Observed (LPG)	14
49	Kerosene type jet fuel - Gross Inland Deliveries Observed	0
50	Other Kerosene - Gross Inland Deliveries Observed (Inland oil products)	11
51	Gas / Diesel Oil - Gross Inland Deliveries Observed	170
52	Fuel Oil - Gross Inland Deliveries Observed	12
53	Inland Consumption (46+47+48+49+50+51+52)	272,00
54	Crude oil equivalent of Inland Consumption (53) * 1,2	326,40
55	Daily Consumption (54) / days of year	0,89
56	90 Days Commitment (55) * 90	80,10

Step 7		
Select between the "Net Imports Approach - Step 5" and the "Inland Consumption Approach - Step 6" the approach that leads to the maximum obligation; note corresponding average daily figures		
36	Minimum Stock Level for compliance	71,43
37	Daily Net Imports/Inland Consumption for compliance	0,79

LEVEL OF EMERGENCY STOCKS IN DAYS EQUIVALENT (ANNEX III OF THE DIRECTIVE)		
Unit: Thousand Metric Tons		
Step 8		
STOCKS - Crude Oil Component		
38	Crude, NGL and Feedstocks Stocks	0
39	Crude Oil Stocks corrected for naphttha (38) * 0,94	0,00
Step 9		
STOCKS - Petroleum Products Component (Annex III, a)		
40	Total Products Stocks	0
41	Naphttha Stocks	0
42	Product Stocks (40-41)	0,00
43	Crude oil equivalent of Petroleum Products Stocks (42) * 1,065	0,00
Step 10		
STOCKS - Petroleum Products Component (Annex III, b)		
47	Motor Gasoline - Stocks	0
48	Aviation Gasoline - Stocks	0
49	Gasoline Type Jet Fuel - Stocks	0
50	Kerosene Type Jet Fuel - Stocks	0
51	Other Kerosene - Stocks	0
52	Gas / Diesel Oil - Stocks	0
53	Fuel Oil - Stocks	0
54	Product Stocks (47+48+49+50+51+52)	0,00
55	Crude oil equivalent of Petroleum Product Stocks (54) * 1,2	0,00
Step 11		
STOCKS - Total Emergency stocks (Annex III, a)		
44	Emergency Stocks corrected for tank bottoms - Annex III, a (39+43) * 0,9	0,00
45	Days Equivalent (44/37)	0,00
Step 12		
STOCKS - Total Emergency stocks (Annex III, b)		
46	Emergency Stocks corrected for tank bottoms - Annex III, b (55+56) * 0,9	0,00
47	Days Equivalent (46/37)	0,00

MS is not compliant to directive 2009/119EC (Method 1)

MS is not compliant to directive 2009/119EC (Method 2)

MS has chosen the following method for the reporting year:

Method ()
 Method 1
 Method 2
 Method 3

MS is not compliant to directive 2009/119EC

in Days		
EMERGENCY STOCKS IN DAYS EQUIVALENT		
Choose Value in Line 45 or Line 47 according to MS selection of Annex III approach		
45	Days Equivalent	0,00

Aneks 2

EUROSTAT format

Balance of oil products for Montenegro, 2013	Total of oil products	Rafinery gas	LPG	Motor gasoline	Kerosene - aviation fuel	Naphta	Transport diesel and residual fuel oil	Mazut	Other oil products
	1+...+8 1000 t	1 1000 t	2 1000 t	3 1000 t	4 1000 t	5 1000 t	6 1000 t	7 1000 t	8 1000 t
Primary production									
Recovered products									
Imports	286		14	45	13		171	12	31
Stock change									
Exports	- 14			- 13			- 1		
Bunkers									
Gross inland consumption	272		14	32	13		170	12	31
Transformation input									
Thermal power plants (Main producers)									
Thermal power plants (Autoproducers)									
Cogeneration (CHP) plants (Main producers)									
Cogeneration (CHP) plants (Autoproducers)									
Heat-only plants (Main producers)									
Heat-only plants (Autoproducers)									
Patent fuel, briquetting and coke-oven plants									
Oil refineries									
Transformation output									
Thermal power plants (Main producers)									
Thermal power plants (Autoproducers)									
Cogeneration (CHP) plants (Main producers)									
Cogeneration (CHP) plants (Autoproducers)									
Heat-only plants (Main producers)									
Heat-only plants (Autoproducers)									
Patent fuel, briquetting and coke-oven plants									
Oil refineries									
Exchanges and transfers, returns									
Interproduct transfers									
Products transferred									
Returns from petrochem. Industry									
Consumption of the energy branch									
Distribution losses									
Available for final consumption	272		14	32	13		170	12	31
Final non-energy consumption									
Chemical industry									
Other sectors									
Final energy consumption	272		14	32	13		170	12	31
Industry	68		13				29	9	23
Iron & steel industry	15		2				10	3	
Non-ferrous metal industry	17								19
Chemical industry	5						5		
Glass, pottery & building mat. industry	5						4	1	
Ore-extraction industry	5						5		
Food, drink & tobacco industry	1		1						
Textile, leather & clothing industry									
Paper and printing									
Engineering & other metal industry									2
Other industries	20		10				5	5	2
Transport	192			31	13		134	3	5
Railways	1						1		2
Road transport	170			31			129		2
Air transport	14				13		1		
Inland navigation	6						3	3	
Other transport	1								1
Households, commerce, pub. auth. etc.	12		1	1			7		3
Households	1						1		
Agriculture	7			1			5		1
Other sectors	4		1				1		2
Statistical difference									

Balance of oil products for Montenegro, 2012	Total of oil products	Refinery gas	LPG	Motor gasoline	Kerosene - aviation fuel	Naphta	Transport diesel and residual fuel oil	Mazut	Other oil products
	1+...+8	1	2	3	4	5	6	7	8
	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t
Primary production									
Recovered products									
Imports	294		17	48	12		170	8	39
Stock change									
Exports	- 12			- 11				- 1	
Bunkers									
Gross inland consumption	282		17	37	12		170	7	39
Transformation input									
Thermal power plants (Main producers)									
Thermal power plants (Autoproducers)									
Cogeneration (CHP) plants (Main producers)									
Cogeneration (CHP) plants (Autoproducers)									
Heat-only plants (Main producers)									
Heat-only plants (Autoproducers)									
Patent fuel, briquetting and coke-oven plants									
Oil refineries									
Transformation output									
Thermal power plants (Main producers)									
Thermal power plants (Autoproducers)									
Cogeneration (CHP) plants (Main producers)									
Cogeneration (CHP) plants (Autoproducers)									
Heat-only plants (Main producers)									
Heat-only plants (Autoproducers)									
Patent fuel, briquetting and coke-oven plants									
Oil refineries									
Exchanges and transfers, returns									
Interproduct transfers									
Products transferred									
Returns from petrochem. industry									
Consumption of the energy branch	1							1	
Distribution losses									
Available for final consumption	281		17	37	12		170	6	39
Final non-energy consumption									
Chemical industry									
Other sectors									
Final energy consumption	281		17	37	12		170	6	39
Industry	61		17				5	3	36
Iron & steel industry	2		2						
Non-ferrous metal industry	25							1	24
Chemical industry	12		9				1	2	
Glass, pottery & building mat. industry									
Ore-extraction industry	3						3		
Food, drink & tobacco industry									
Textile, leather & clothing industry									
Paper and printing									
Engineering & other metal industry									
Other industries	19		6				1		12
Transport	215			36	12		163	3	1
Railways									
Road transport	195			34			160		1
Air transport	13				12		1		
Inland navigation	6			2			1	3	
Other transport	1						1		
Households, commerce, pub. auth. etc.	6			1			3		2
Households	1						1		
Agriculture	3			1			1		1
Other sectors	2						1		1
Statistical difference									

Balance of oil products for Montenegro, 2011	Total of oil products	Refinery gas	LPG	Motor gasoline	Kerosene - aviation fuel	Naphta	Transport diesel and residual fuel oil	Mazut	Other oil products
	1+...+8	1	2	3	4	5	6	7	8
	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t
Primary production									
Recovered products									
Imports	316		19	55	12		167	10	53
Stock change									
Exports	- 15			- 12	- 2			1	
Bunkers									
Gross inland consumption	301		19	43	10		167	9	53
Transformation input									
Thermal power plants (Main producers)									
Thermal power plants (Autoproducers)									
Cogeneration (CHP) plants (Main producers)									
Cogeneration (CHP) plants (Autoproducers)									
Heat-only plants (Main producers)									
Heat-only plants (Autoproducers)									
Patent fuel, briquetting and coke-oven plants									
Oil refineries									
Transformation output									
Thermal power plants (Main producers)									
Thermal power plants (Autoproducers)									
Cogeneration (CHP) plants (Main producers)									
Cogeneration (CHP) plants (Autoproducers)									
Heat-only plants (Main producers)									
Heat-only plants (Autoproducers)									
Patent fuel, briquetting and coke-oven plants									
Oil refineries									
Exchanges and transfers, returns									
Interproduct transfers									
Products transferred									
Returns from petrochem. Industry									
Consumption of the energy branch	1							1	
Distribution losses									
Available for final consumption	300		19	43	10		167	8	53
Final non-energy consumption									
Chemical industry									
Other sectors									
Final energy consumption	300		19	43	10		167	8	53
Industry	80		19	1			4	7	49
Iron & steel industry	5		2					3	
Non-ferrous metal industry	34							2	32
Chemical industry	13		11					2	
Glass, pottery & building mat. industry									
Ore-extraction industry	3						3		
Food, drink & tobacco industry									
Textile, leather & clothing industry									
Paper and printing									
Engineering & other metal industry									
Other industries	25		6	1			1		17
Transport	215			41	10		161	1	2
Railways									
Road transport	202			40			161		1
Air transport	10				10				
Inland navigation	1			1					
Other transport	2							1	1
Households, commerce, pub. auth. etc.	5			1			2		2
Households	1						1		
Agriculture	3			1			1		1
Other sectors	1								1
Statistical difference									

Balance of oil products for Montenegro, 2010	Total of oil products	Refinery gas	LPG	Motor gasoline	Kerosene - aviation fuel	Naphta	Transport diesel and residual fuel oil	Mazut	Other oil products
	1+...+8	1	2	3	4	5	6	7	8
	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t	1000 t
Primary production									
Recovered products									
Imports	331		18	57	19		174	11	52
Stock change									
Exports	- 17				- 17				
Bunkers									
Gross inland consumption	314		18	57	2		174	11	52
Transformation input									
Thermal power plants (Main producers)									
Thermal power plants (Autoproducers)									
Cogeneration (CHP) plants (Main producers)									
Cogeneration (CHP) plants (Autoproducers)									
Heat-only plants (Main producers)									
Heat-only plants (Autoproducers)									
Patent fuel, briquetting and coke-oven plants									
Oil refineries									
Transformation output									
Thermal power plants (Main producers)									
Thermal power plants (Autoproducers)									
Cogeneration (CHP) plants (Main producers)									
Cogeneration (CHP) plants (Autoproducers)									
Heat-only plants (Main producers)									
Heat-only plants (Autoproducers)									
Patent fuel, briquetting and coke-oven plants									
Oil refineries									
Exchanges and transfers, returns									
Interproduct transfers									
Products transferred									
Returns from petrochem. industry									
Consumption of the energy branch	3							3	
Distribution losses									
Available for final consumption	310		18	57	2		174	8	52
Final non-energy consumption									
Chemical industry									
Other sectors									
Final energy consumption	310		18	57	2		174	8	52
Industry	85		18	57	2		9	8	50
Iron & steel industry	16		9					7	
Non-ferrous metal industry	34							1	33
Chemical industry	9		9						
Glass, pottery & building mat. industry	1						1		
Ore-extraction industry	3						3		
Food, drink & tobacco industry									
Textile, leather & clothing industry									
Paper and printing									
Engineering & other metal industry									
Other industries	22						5		17
Transport	224			57	2		164		1
Railways	1						1		
Road transport	221			57			163		1
Air transport	2				2				
Inland navigation									
Other transport									
Households, commerce, pub. auth. etc.	2						1		1
Households									
Agriculture	2						1		1
Other sectors									
Statistical difference									