

На основу члана 6. став 1. Закона о енергетици („Службени гласник РС”, број 84/04),

Влада доноси

УРЕДБУ
О ИЗМЕНАМА И ДОПУНАМА УРЕДБЕ О УТВРЂИВАЊУ ПРОГРАМА
ОСТВАРИВАЊА СТРАТЕГИЈЕ РАЗВОЈА ЕНЕРГЕТИКЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ ДО
2015. ГОДИНЕ ЗА ПЕРИОД ОД 2007. ДО 2012. ГОДИНЕ

Члан 1.

У Уредби о утврђивању Програма остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године за период од 2007. до 2012. године („Службени гласник РС”, бр. 17/07, 73/07 и 99/09), у Програму остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године за период од 2007. до 2012. године, одељци:

1. ПОВРШИНСКА ЕКСПЛОАТАЦИЈА УГЉА; 2. ПОДЗЕМНА ЕКСПЛОАТАЦИЈА УГЉА; 3. НАФТНА ПРИВРЕДА; 4. ТРАНСПОРТ НАФТЕ; 5. ГАСНА ПРИВРЕДА; 6. ХИДРОЕЛЕКТРАНЕ; 7. ТЕРМОЕЛЕКТРАНЕ И ТЕРМОЕЛЕКТРАНЕ-ТОПЛАНЕ; 8. ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА; 9. ПРЕНОС ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ; 10. ГРАДСКЕ ТОПЛАНЕ И ИНДИВИДУАЛНЕ КОТЛАРНИЦЕ; 11. ИНДУСТРИЈСКА ЕНЕРГЕТИКА; 12. ЕНЕРГЕТСКА ЕФИКАСНОСТ; 14. ФОНД ЗА ЕНЕРГЕТСКУ ЕФИКАСНОСТ и 15. ЗАШТИТА ЖИВОТНЕ СРЕДИНЕ мењају се и гласе:

„1. ПОВРШИНСКА ЕКСПЛОАТАЦИЈА УГЉА

Први и основни приоритет Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године је Приоритет континуитета технолошке модернизације постојећих енергетских објеката /система/ извора у секторима нафте, природног гаса, угља са површинском и подземном експлоатацијом, сектора електроенергетике, са производним објектима: темоелектране, хидроелектране и термoeлектране-топлате.

У оквиру овог приоритета за сектор Угаљ - површинска експлоатација дефинисане су следеће активности:

Сектор	Објекти	Програм мера/Активности	Ефекти на страни производње	Укупна улагања (Мил. УСД)
Угаљ - Површинск и копови	Рударски басени Колубара и Костолац	Развој западног поља Тамнава; Отварање Поља Ц и повезивање са Пољем Б; Отварање новог површинског копа; Модернизација опреме и повећање производње на површинским коповима „Костолац”; Увођење свих мера за	Нова производња у 2007 (2.5 М т); у 2010 (7 М т) са површинских копова Колубара, односно повећање производње са 6 на 9 мил. тона на површинским коповима „Костолац”, заштита животно	600

		заштиту животне средине сагласно нашој регулативи и пракси ЕУ	средине сагласно нашој регулативи и пракси ЕУ	
--	--	--	--	--

Овај Извештај се односи на остваривање Програма Стратегије енергетског развоја Републике Србије до 2015. године (за период 2007 до 2012 године) и садржи опис како утврђених, тако и ново усаглашених програма и приоритета и то у сектору производње угља на површинским коповима „Електропривреде Србије”.

1.1. ГЕОЛОШКИ РЕСУРСИ И РЕЗЕРВЕ МЕКИХ МРКИХ УГЉЕВА (ЛИГНИТА)

Табела 1.1. Укупне геолошке резерве угља Републике Србије × 1000 тона

Тип угља	Србија без АП		АП Косово и Метохија		АП Војводина		Укупно Р. Србија	
	Геолошке резерве		Геолошке резерве		Геолошке резерве		Геолошке резерве	
	Биланс не	Ванбиланс не	Биланс е	Ванбиланс не	Биланс не	Ванбиланс не	Биланс е	Ванбиланс не
	А+Б+Ц ₁	А+Б+Ц ₁	А+Б+Ц ₁	А+Б+Ц ₁	А+Б+Ц ₁	А+Б+Ц ₁	А+Б+Ц ₁	А+Б+Ц ₁
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Камени	6.174						6.174	
Мрки	90.120						90.120	
Мрколигнит	268.339				8.729		277.068	
Лигнит	3.104.053	885.280	13.226.000	2.520.000	9.083	4.525	16.339.136	3.409.805

Више од 76% укупних резерви угља налази у Косовско-Метохијском басену, у Колубарском басену 14%, а у Костолачком 3,3%. Лигнитски угаљ учествује са око 93%.

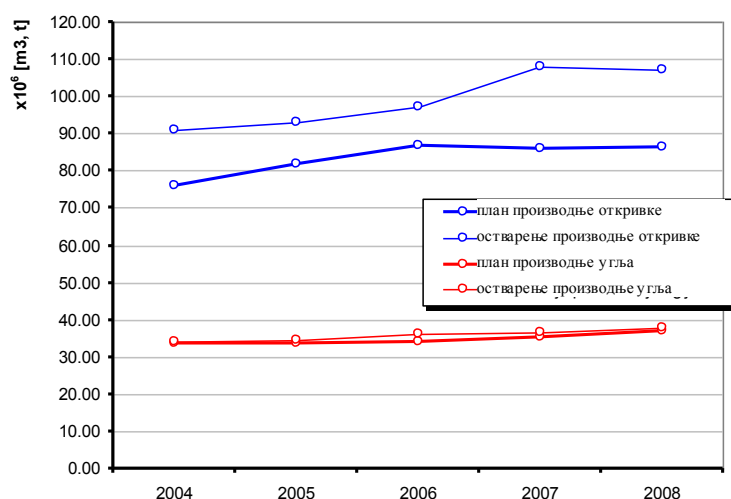
1.2. ПРОИЗВОДЊА И ИСПОРУКА УГЉА У ПЕРИОДУ 2004-2008.

1.2.1. Производња откривке и угља на површинским коповима

Производња јаловине креће се око 108 мил. метара кубних, а угља око 38 мил. тона.

Табела 1.2. Производња откривке и угља у угљеним басенима у периоду 2004-2008.

Угљени басен			Колубарски угљени басен						Костолачки угљени басен				Ковински угљени басен	Укупно ЕПС
Површински копови			Поље Б	Поље Д	Велики Црљени	Тамнава Исток	Тамнава Запад	Укупно	Кленовник	Ђуриковац	Дрмно	Укупно	Подводна експлоатација	
Откривка [$\times 10^6 \text{ m}^3$]	2004	План	2,50	31,50	/	5,00	14,50	53,50	0,66	3,34	18,00	22,00	0,29	75,79
		Оств.	1,83	41,60	/	6,08	14,21	67,73	0,67	3,35	18,71	22,73	0,45	90,91
	2005	План	3,50	35,00	/	5,20	12,00	55,70	0,70	3,90	20,60	25,20	1,04	81,94
		Оств.	3,11	41,34	/	7,86	13,50	65,82	0,46	3,21	23,02	26,70	0,35	92,86
	2006	План	3,30	35,00	/	6,00	16,00	60,30	0,70	3,90	22,00	26,60		86,90
		Оств.	3,47	40,43	/	7,84	17,56	69,30	0,71	3,63	23,51	27,85		97,15
	2007	План	3,30	34,00	/	6,00	16,00	59,30	0,70	4,00	22,00	26,70		86,00
		Оств.	4,12	44,80	/	7,76	23,08	79,76	0,36	3,01	24,91	28,28		108,04
Угаљ [$\times 10^6 \text{ t}$]	2004	План	0,75	12,50	/	6,47	6,45	26,17	0,18	0,71	6,16	7,05	0,23	33,45
		Оств.	0,52	14,30	/	4,80	7,54	27,15	0,16	0,69	5,65	6,50	0,21	33,86
	2005	План	1,20	12,89	/	5,04	7,05	26,18	0,16	0,84	6,09	7,10	0,25	33,53
		Оств.	1,04	13,95	/	4,86	7,75	27,60	0,10	0,71	6,04	6,85	0,11	34,57
	2006	План	1,50	13,03	/	5,39	7,05	26,97	0,15	0,70	6,16	7,01		33,98
		Оств.	1,01	14,42	/	4,80	8,94	29,17	0,10	0,49	6,31	6,90		36,07
	2007	План	1,00	13,77	/	4,09	9,11	27,97	0,14	0,61	6,40	7,15		35,12
		Оств.	0,51	14,05	/	5,03	9,67	29,26	0,08	0,48	6,69	7,25		36,51
	2008	План	0,99	14,03	/	5,32	9,01	29,35	0,12	0,36	7,10	7,58		36,93
		Оств.	1,09	14,07	/	5,03	10,39	30,58	0,02	0,52	6,83	7,37		37,95



Слика 1.1. Дијаграм планиране и остварене производње откритке и угља на коповима „Електропривреде Србије”

1.2.2. Приказ испоручених количина угља

Од произведених количина угља термоелектранама се испоручује око 31.000.000 тона, док се остатак суши или продаје као комадни угаљ у широкој потрошњи. У табелама дат је приказ испоручених количина угља широкој потрошњи и термоелектранама.

Табела 1.3. Испорука угља за индустрију и широку потрошњу у периоду 2004-2008. година

Угљени басен	Комадни угаљ (хиљада тона)									
	2004		2005		2006		2007		2008	
	План	Оств.	План	Оств.	План	Оств.	План	Оств.	План	Оств.
Колубарски	700	616	700	788	700	758	700	656	480	743
Костолачки	200	498	200	498	200	408	150	260	150	411
Ковински	229	211	254	110	-	-	-	-	-	-
УКУПНО	1.249	1.326	1.274	1.397						

Угљени басен	Сушени угаљ са прашином (хиљада тона)									
	2004		2005		2006		2007		2008	
	План	Оств.	План	Оств.	План	Оств.	План	Оств.	План	Оств.
Колубарски	550	609	506	635	550	605	550	592	549	602
Костолачки	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ковински	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
УКУПНО	550	609	506	635	550	605	550	592	549	602

Табела 1.4. Испорука угља за ТЕ у периоду 2004-2008. (у хиљадама тона)

Угљени басен	ТЕ	2004		2005		2006		2007		2008	
		План	Оств.	План	Оств.	План	Оств.	План	Оств.	План	Оств.
„Колубара”	ТЕК	2.126	2.245	2.157	2.331	2.375	2.500	2.080	2.108	2.007	2.144
	ТЕНТ А +Б	21.591	22.384	21.229	22.267	21.785	23.949	23.208	24.719	25.280	25.788
	ТЕ Морава	480	391	747	724	796	617	668	510	262	593
	Укупно	24.197	25.021	24.133	25.322	24.596	27.065	25.956	27.338	27.549	28.515
„Костолац”	ТЕ А	1.511	1.423	1.512	1.531	1.235	1.323	1.346	2.078	2.348	2.862
	ТЕ Б	5.339	4.555	5.387	4.816	5.575	5.161	5.655	4.910	5.085	4.092
	Укупно	6.850	5.978	6.899	6.347	6.810	6.484	7.001	6.988	7.433	6.954



Слика 1.2. Дијаграм планиране и остварене испоруке угља за Термоелектране из РБ Колубара



Слика 1.3. Дијаграм планиране и остварене испоруке угља за Термоелектране из РБ Костолац

1.3. ПРОЈЕКЦИЈА РАЗВОЈА ПРОИЗВОДЊЕ УГЉА У ЕПС-У

1.3.1. Стратегија развоја експлоатације у Костолачком басену

Угаљ из костолачког угљеног басена углавном се сагорева у термоелектранама, а мањим делом се користи и за широку потрошњу. За континуалан рад сва четири блока у термоелектранама Костолац, укупне снаге око 1000 MW, укључујући и производњу око 500.000 т комадног угља за широку потрошњу, потребно је да површински копови откопавају и испоручују укупно 9×10^6 т угља годишње.

До 2009. године експлоатација угља у костолачком басену вршила се на три површинска копа – Дрмно, Ћириковац и Кленовник. Током 2009. године престаје експлоатација на последња два површинска копа. Пројектовани капацитет површинског копа Дрмно од 2007. године када је износио $6,5 \times 10^6$ т угља годишње, постепено повећавао и од 2010. године ће износити $9,0 \times 10^6$ тона. Од 2010. године

термоелектране Костолац-А и Костолац-Б ће се снабдевати угљем само са површинског копа Дрмно.

Табела 1.5. Термоенергетски капацитети и потрошња угља

Термоелектрана	Инсталисана снага MW	Потребне количине угља т/год.
Костолац А-1	100	900.000
Костолац А-2	210	1.600.000
Костолац Б-1	348.5	3.000.000
Костолац Б-2	348.5	3.000.000
Укупно ТЕ	1007.0	8.500.000
Широка потрошња		500.000
Укупно површински копови		9.000.000

Према Иновираном дугорочном програму развоја експлоатације угља у костолачком угљоносном басену (РГФ 2006) планирано је даље повећање капацитета на овом копу на 12.000.000 тона. Тиме ће бити створени услови за изградњу додатног термо капацитета од 350 MW. Након анализе стања постојећих термоенергетских објекта, као и могућих ревитализација и модернизација предложена је концепција да се изградња новог блока (Ц1) од 350 MW уместо планиране 2024. године (слика 3.7) помери на 2012. годину, а да се након затварања термоелектране ТЕ Костолац А, 2024. године изгради нови блок (Ц2) снаге 350 MW. Рад свих блокова (Б и Ц) планиран је до 2042. године, након чега би у раду остао само блок Ц2 до 2054. године. За континуирани рад планираних термоенергетских капацитета потребна је годишња производња од 12 милиона тона угља годишње, односно за предвиђени век рада количина од 436.5 милиона тона угља. Динамика изградње која је предложена према Иновираном дугорочном програму развоја експлоатације угља у костолачком угљоносном басену (РГФ 2006) није усглашена са Планом рада и развоја ЕПС-а (2008-2015) према коме ће блокови ТЕ Костолац А знатно пре отићи у резерву (А1 – 2017), а изградња блога Ц2 предвиђена је за 2019 (300 MW), па према томе није потребно повећање капацитета на Дрмну до 2019 године. Са друге стране, једина критична тачка у реализацији овог пројекта је динамика и ефикасност реализације система одводњавања на ПК „Дрмно”.

1.3.2. Пројекција експлоатације у Колубарском угљеном басену

У оквиру ЈП ЕПС највећи произвођач ел. енергије је ПД ТЕНТ са инсталисаном снагом од 3.286 MW. Једини снабдевач угљем ових ТЕ је ПД РБ Колубара са производњом угља од око 30×10^6 тона годишње. Развој површинске експлоатације у предстојећем периоду ће бити много сложенији и тежи него до сада, пошто се приближава завршетак експлоатације на два велика површинска копа (Поље „Д”, „Тамнава-Источно поље” је затворена 2006), а нису створени услови да се благовремено отворе и оспособе за сигурну производњу заменски капацитети (Поље „Е”, „Радљево” и „Јужно поље”).

Програмом развоја ПД РБ Колубара сагледана је могућност заменских капацитета за копове који престају са радом у периоду до 2020.године, (Поље „Б”,

„Тамнава-Источно поље” и Поље „Д”), завршетак инвестиционог програма на површинском копу „Тамнава-Западно поље” и достизање производње са садашњих 9×10^6 т на пројектованих 12×10^6 т годишње, повећање капацитета Поља „Б” и прелазак на Поље „Ц” са откопавањем старог одлагалишта, као и ревитализацију опреме са Поља „Д” чиме би јој се продужио век експлоатације за наредних двадесетак година.

Планирана пројекција почетка експлоатације угља на површинским коповима је: Велики Црљени 2009. године, Поље „Е” 2015., „Радљево” 2016., и „Јужно поље” 2017. године.

Табела 1.6. План производње угља 2009. - 2020. год. у РБ Колубара

ДИНАМИКА ПРОИЗВОДЊЕ УГЉА (т x 1000) У КОЛ. УГЉЕНОМ БАСЕНУ ДО 2020.год.										
П О В Р Ш И Н С К И К О П										
Год.	ПОЉ Е Б и Ц	ПОЉ Е Д	ПРОШ . Д	ТАМ. ИСТО К	ТАМ. ЗАПА Д	В. ЦРЉЕН И	ЈУЖН О ПОЉЕ	ПОЉ Е	РАДЉЕВ О	КОЛУБАР А
2009	2000	14000	0	2000	9000	2500	0	0	0	29500
2010	3500	14000	0	0	12000	2500	0	0	0	32000
2011	3500	0	12500	0	11000	4000	0	0	0	31000
2012	5000	0	12000	0	11000	4000	0	0	0	32000
2013	5000	0	12000	0	11000	4000	0	0	0	32000
2014	5000	0	12000	0	11000	4000	0	0	0	32000
2015	5000	0	12000	0	11000	4000	0	3000	0	35000
2016	5000	0	4500	0	11000	4000	0	7500	4000	36000
2017	5000	0	0	0	11000		4000	11000	5000	36000
2018	5000	0	0	0	11000		4000	11000	5000	36000
2019	5000	0	0	0	11000	0	4000	11000	5000	36000
2020	5000	0	0	0	11000	0	4000	11000	5000	36000
Σ	54000	28000	65000	2000	131000	29000	16000	54500	24000	403500

Поље „Велики Црљени” располаже резервама угља од 29×10^6 т у датом ограничењу. Коп се експлоатише опремом са површинског копа „Тамнава - Источно поље” и представља прелазни капацитет до отварања копа „Јужно поље”. За експлоатацију наведених количина угља предуслов је измештање Колубаре што

представља I фазу радова у великим захватима на водотоковима у Колубарском басену. Откривка се одлаже у унутрашње одлагалиште копа „Тамнава - Источно поље”.

Поље „Радљево” би могло да крене 2016. године са производњом угља усмереном за потребе ТЕ „Колубара Б”. Сложена структура лежишта и слојеви угљене серије мале дебљине захтевају набавку специфичне механизације и опреме. Отварање копа захтева пресељење делова насеља Радљево, Каленић, Шарбане и Бргуле, измештање пута Каленић - Радљево и решавање измештања реке Кладнице са притокама. Приликом отварања копа за складиштење откривке користиће се унутрашње одлагалиште у копу „Тамнава – Западно поље”.

„Тамнава - Јужно поље” обухвата геолошка поља вођена под називима „Ф” и „Г”. Количине угља које ће се експлоатисати налазе се у I и II слоју угља и износе више од 350.10⁶ тона. Неповољан пад угљеног слоја, велика дубина залегања, високо присуство подземних вода, близина пруге Београд – Бар представљају значајна ограничења за експлоатацију овог лежишта. Обрачун откривке и угља урађен је за ограничени простор површинског копа. Откопавање угља почиње 2017. године. Пре отварања копа, неопходно је извршити дислокацију по фазама, речних токова Колубаре, Лукавице и Пештана. Поред водотока, измешта се и део Ибарске магистрале (М-22). Пре отварања копа, мора се извршити предодводњавање откривке за рад БТО система, а такође и чишћење корита некад активних водотокова од отпадног материјала и наноса. Значај угља у наредном периоду, односно цене енергије могу драстично да измене ову концепцију. Виша цена диктираће већи ископ угља, а тиме и међупростора и сигурносних стубова између Поља „Д”, „Великих Црљена”, „Јужног поља” и Поља „Е”. У овој зони заробљено је око 350 милиона тона угља Ибарском магистралом, пругом Београд - Бар и индустријским објектима. Синклинални тип лежишта диктира дужи временски период до формирања унутрашњег одлагалишта па ће се користити смештајни простори „Источног поља”, Поља „Д” и поља „Велики Црљени”. С обзиром на комплексност лежишта, потребно је што пре приступити изради Идејног пројекта са студијом оправданости експлоатације, уз израду пратећих хидролошких, геомеханичких и геотехничких подлога.

Поље „Е” предвиђено је за замену капацитета Поља „Д”. Првобитна геолошка истраживања дала су интерпретацију о тектонском раседу дуж јужне границе Поља „Д”. Накнадним истраживањем утврђен је континуитет простирања слоја са синклиналним повијањем главног слоја (II) и појавом I слоја у деловима Поља „Е”. С обзиром на нову динамику експлоатације поуздано се може рећи да ће отварање Поља „Е” бити обављено постојећом опремом копова Поља „Д” и проширеног Поља „Б”. Систем отварања је комплекснији, с обзиром на залегање главног угљеног слоја, па се, поред откривке и међуслојне јаловине, мора откопати и подина испод главног слоја ради стабилности источне и северне зоне откопаног поља. У склопу радова, поред наведених откопних маса, зони откопавања припадају и одложене масе кипе „Пештан” и део маса у унутрашњем простору Поља „Д”. Дугорочно се планира измештање реке Пештан, а такође и пута Барошевац - Аранђеловац. Од нарочитог је значаја да се пре отварања површинског копа Поље „Е” изврши стабилизација унутрашњег одлагалишта површинског копа Поље „Б” и Поље „Ц”, јер ће се откопни простор користити као спољашње одлагалиште приликом отварања Поља „Е”. Откопавање откривке започиње 2012. године опремом Поља „Д”. С обзиром на значај овог копа и изузетну сложеност лежишта, динамику одлагања маса, као и

непознатих елемената из хидрогеологије, потребно је правовремено приступити изради пројектне документације. Од посебног значаја је израда идејног решења измештања реке Пештан који се мора изместити до 2012. године.

Критичне тачке у реализацији овог плана:

Поље „Б” и поље „Д” - неопходно је извршити:

- 1) Пресељење гробља у Барошевцу (неопходно је постићи договор са локалном заједницом и извршити пресељење око 1500 гробних места) до 2011
- 2) Измена одвоза угља железничким транспортом и његова замена са системом транспортера са гуменом траком, јер се железничким транспортом не може постићи већи капацитет од 3.000.000 тона угља годишње.
- 3) Откопавање дела одлагалишта Поља „Д” (веома компликована и скупа експлоатација са насипањем трасе за напредовање багера)
- 4) Пресељење и ревитализацију дела опреме са Поља „Д”, (неопходно је хитно обезбедити материјална средства за ревитализацију опреме и припремити пројекат ревитализације)
- 5) Стабилизацији унутрашњег одлагалишта јер је смештајни простор и клизање унутрашњег одлагалишта Поља „Б” потенцијална опасност
- 6) Измештање дела пруге, монтажног плаца и др (неопходно је обезбедити материјална средства)
- 7) Планом развоја предвиђена је набавка багера капацитета $6000 \text{ м}^3/\text{х}$ (неопходно је обезбедити материјална средства), минимално време за његову набавку је три до четири године

Поље „Д” - Критична тачка у реализацији овог пројекта је У случају да не дође до пресељења гробља у Вреоцима биће угрожено снабдевање угљем јер је тренутно је на овом копу преостало мање од 20 милиона тона угља и у том случају крајем следеће године престаје експлоатација угља на овом копу. Комплетно су заустављени радови на откопавању откривке у працу напредовања (опрема је прешла на откопавање откривке ка Пољу „Е” и источном одлагалишту). ЕПС, РБ Колубара и Градска општина Лазаревац заједнички су уз сагласност Владе утврдили Програмске основе за пресељење насеља Вреоци. Овим програмским основама утврђени су начин и основни услови за пресељење насеља Вреоци и измештања месног гробља облици накнаде за експроприсане непокретности, активности у вези са организовањем и спровођењем пресељења у складу са планским документима и друга питања. Крајњи датум за пресељење гробља је 2011 година.

„Тамнава - западно поље” - Набавком новог БТО система стварају се услови за остварење пројектованог капацитета од 12 милионбан тона угља годишње. Према инвестиционом програму неопходно је набавити одлагач за међуслојну јаловину од $12.000 \text{ м}^3/\text{h}$ и један роторни багер класе $4.500 \text{ м}^3/\text{h}$ за откопавање угља и мешуслојне јаловине.

„Велики Црљени” - Пресељењем багера са ПК Тамнава западно поље у августу 2009 године стварају се услови за откопавање угља. Могућ је и већи капацитет од пројектованих 4 милиона тона угља годишње, али због доброг квалитета угља треба га користити за хомогенизацију. Такође на овом копу постоје проблеми са експропријацијом.

Поље „Е” - У изради је планска документација. Не постоје предуслови да се овај коп отвори пре 2015 године. Потребни су обимни радови на измештању водотокова, саобраћајница и др., као и велика инвестициона улагања за набавку нове опреме.

„Радљево” - У изради је планска документација. Не постоје предуслови да се овај коп отвори пре 2016 године. Потребна се велика инвестициона улагања и пажљив избор опреме због велике раслојености угљене серије. Отварање копа захтева пресељење делова насеља Радљево, Каленић, Шарбане и Бргуле, измештање пута Каленић - Радљево и решавање измештања реке Кладнице са притокама.

„Јужно поље” - У изради је планска документација. Потребни су велики инфраструктурни радови на измештању реке Колубаре и то најпре измештање – II фаза (најкасније до 2013), а затим и III фаза, као и преипрема коридора за измештање пруге Београд Бар и Ибарске магистрале. Измештање дела Ибарске магистрале мора да буде завршено до 2013. године. И на овом експлоатационом пољу постоје велики проблеми са дивљом градњом и експропријацијом. Реално је отварање дела овог поља (Поље „Г”) јер је због раслојености и дубине лежишта реалније (исплативије) да се Поље „Ф” откопава након завршетка експлоатације на Пољу „Е”. Откопавањем коридора између Поља „Е” и „Јужног поља” ослобађа се преко 450 милиона тона веома квалитетног угља.

Са реализацијом наведених услова потребно је почети одмах. Посебно су критични услови за источни део басена јер без њиховог решавања може да има за последицу дефицит угља од око 8 милиона тона већ у 2012. години. Дефицит угља ће трајати до достизања пројектованог капацитета Поља „Е”.

Могуће ублажење овог дефицита је са додатним повећањем капацитета на Пољу Б/Ц (на 7 милиона тона угља), „Тамнави - западном пољу” и „Великим Црљенима”, као и откопавање дела угља из Поља „Д” ка Пољу „Е” (због тренутног вишка опреме, али је правац отварања неповољан због залегања угљеног слоја), али то ће бити недовољно за планирану производњу од преко 30 милиона тона угља годишње.

Из тих разлога неопходно је максимално интензивирати све набројане послове у циљу елиминисања дефицита угља у периоду од 2012-2107. године.

1.4. ПРОГРАМИ И ПРОЈЕКТИ МОДЕРНИЗАЦИЈЕ, РЕВИТАЛИЗАЦИЈЕ ПОСТОЈЕЋИХ КАПАЦИТЕТА ЗА ПРОИЗВОДЊУ УГЉА, КАО И ОБНАВЉАЊА РЕЗЕРВИ УГЉА

1.4.1. Програми у Рударском басену Костолац

Табела 1.7. Пројекат набавке новог БТО система за П.К. „Дрмно”

Пројекат	Набавка новог БТО система за П.К. Дрмно
Компоненте Пројекта	Завршетак изградње роторног багера СРс 2000 (багер премештен са П.К. „Тамнава-Западно поље”), набавка 5 транспортера са гуменом траком (укупне дужине 7900 м, ширине 2000 мм), набавка одлагача (капацитета 8500 м ³ /х) и набавка новог система напајања
Локација:	Дрмно, ПД РБ Костолац, СО Пожаревац
Намена:	Откопавање откривке на П.К. „Дрмно”

Циљ:		Стварање предуслова за постизање пројектованог капацитета од 9 милиона тона угља годишње на П.К. „Дрмно”, односно откопавање 10.000.000 м ³ јаловине у оквиру највише етаже
Динамика реализације:	Оправданост Пројекта	Идејни пројекат са студијом оправданости завршетка изградње П.К. „Дрмно” за пројектовани капацитет од 6.5x10 ⁶ тона угља годишње и повећање капацитета на 9x10 ⁶ тона угља годишње, Рударско-геолошки факултет Београд, 2004.
	Детаљна спецификација Пројекта	У оквиру тендерске документације израђене за потребе прибављања понуда од стране потенцијалних понуђача, РГФ, ЕПС 2005 дата је детаљна спецификација по требних техничких карактеристика
	Уговарање реализације Пројекта	Монтажа отпочета 2007., пробни рад започет у мају 2009., капацитет доказан у августу 2009.
	Изградња Пројекта	24 месеца
Обим улагања		60.000.000,00 ЕУР
Извор финансирања		Сопствена средства ЕПС-а
НПВ; ИРР, етц.		НПВ = 502,7 мил. ЕУР.; ИРР = 14,1%,
Утицај Пројекта на животну средину		Идејни пројекат са студијом оправданости завршетка изградње П.К. „Дрмно” за пројектовани капацитет од 6.5x10 ⁶ тона угља годишње и повећање капацитета на 9x10 ⁶ тона угља годишње – књига бр.2 Анализа утицаја површинског копа „Дрмно” на животну средину, Рударско-геолошки факултет Београд, 2004.
Кратак приказ потенцијалних проблема		Пројекат је успешно завршен, а систем је доказао пројектовани капацитет. Због проблема у пројектовању одлагача, Круп је дао додатне гаранције. Могући су проблеми са транспортним уређајем и куглибаном на одлагачу.

Табела 4.2. Пројекат ревитализације старе опреме са П.К. „Ћириковац”

Пројекат		Пројекат ревитализације старе опреме са П.К. “Ћириковац”
Компоненте Пројекта		Ревитализација Роторних багера СРс 1300, СРс 470, СРс 400, БРс 1400 и БРс 2400
Локација:		Дрмно, ПД РБ Костолац, СО Пожаревац
Намена:		Откопавање откривке и угља на П.К. „Дрмно”
Циљ:		Стварање предуслова за постизање пројектованог капацитета од 9 милиона тона угља годишње на П.К. „Дрмно”
Динамика реализације:	Оправданост Пројекта	Идејни пројекат са студијом оправданости завршетка изградње П.К. „Дрмно” за пројектовани капацитет од 6.5x10 ⁶ тона угља годишње и повећање капацитета на 9x10 ⁶ тона угља годишње, Рударско-геолошки факултет Београд, 2004.
	Детаљна спецификација Пројекта	За багер СРс 1300 у оквиру тендерске документације израђене за потребе прибављања понуда од стране потенцијалних понуђача, РГФ, ЕПС 2005 дата је детаљна спецификација по требних техничких карактеристика. За осталу опрему у оквиру Пројекта машинске ревитализације опреме са ПК „Ћириковац” (2007).
	Уговарање реализације Пројекта	Багер СРс 1300 ревитализован током 2004 године, а остала опрема током 2008 године
	Изградња Пројекта	12 месеци
Обим улагања		3.000.000,00 ЕУР
Извор финансирања		Сопствена средства ЕПС-а

НПВ; ИРР, етц.	-
Утицај Пројекта на животну средину	-
Кратак приказ потенцијалних проблема	Због недостатка средстава није извршена комплетна ревитализација предвиђене опреме за потребе П.К. „Дрмно”

Табела 1.8. Израда водонепропусног екрана на П.К. „Дрмно”

Пројекат		Израда водонепропусног екрана на П.К. „Дрмно”
Компоненте Пројекта		Израда водонепропусног екрана у циљу заштите од подземних вода П.К. Дрмно
Локација:		Дрмно, ПД РБ Костолац, СО Пожаревац
Намена:		Заштита копа од подземних вода
Циљ:		Стварање предуслова за за откопавање отквивке и угља на П.К. „Дрмно”,
Динамика реализације:	Оправданост Пројекта	Идејни пројекат са студијом оправданости завршетка изградње П.К. „Дрмно” за пројектовани капацитет од 6.5×10^6 тона угља годишње и повећање капацитета на 9×10^6 тона угља годишње, Рударско-геолошки факултет Београд, 2004.
	Детаљна спецификација Пројекта	У оквиру Техничког пројекта заштите копа од подземних и површинских вода (РГФ 2008)
	Уговарање реализације Пројекта	У току је припрема тендера за израду прве деонице дужине 1500 метара
	Изградња Пројекта	12 месеци
Обим улагања		4.000.000,00 ЕУР
Извор финансирања		Сопствена средства ЕПС-а
НПВ; ИРР, етц.		-
Утицај Пројекта на животну средину		-
Кратак приказ потенцијалних проблема		Због недостатка истражних радова неопходно је извршити додатна истраживања геомеханичких и филтрационих карактеристика, водоносних, као и литолошких чланова.

1.4.2. Програми у РБ Колубара

Табела 1.9. Основни економски параметри пројекта достизања пројектованог капацитета П.К. „Тамнава-Западно поље”

Основни економски параметри	Програм за 12×10^6 тона угља годишње
Инвестиције	228.701.000 ЕУР
Цена производње угља за 30 година	8.2 ЕУР /т
Укупна нето добит	496.500.000 ЕУР

Укупни нето прилив Пројекта	1.209.600.000 ЕУР
Укупна бруто вредност добити Пројекта	551.700.000 ЕУР
Гранични обим годишње производње	9.500.000 т
ИРР	14.6 %
НПВ за стопу од 8%	167.100.000 ЕУР

Табела 4.5. Основни подаци о Пројекту набавке новог БТО система

Пројекат	Набавка новог БТО система за површински коп „Тамнава-Западно поље”	
Компоненте Пројекта	Набавка новог роторног багера капацитета 6.600 м ³ /х, систем од 5 транспортера са гуменом траком чирине 2000 мм, са фреквантном регулацијом, завршетак одлагача А ₂ РсБ 8500, систем за напајање електричном енергијом и две расподелне станице	
Локација:	Тамнава-западно поље, ПД РБ Колубара, СО Лајковац	
Намена:	Откопавање откривке на површинском копу „Тамнава-Западно поље”	
Циљ:	Стварање предуслова за постизање пројектованог капацитета од 12 милиона тона угља годишње на ПК „Тамнава-Западно поље”	
Динамика реализације:	Оправданост Пројекта	Инвестициони програм изградње „Тамнава-Западно поље” ЕПС, 1987. Емергенцу Мининг Инвестмент Программе – Феасибилиту Студу, Лауситзер Браункохле АГ, 2002.
	Детаљна спецификација Пројекта	У оквиру тендерске документације откупљене за потребе прибављања понуда од стране потенцијалних понуђача,
	Уговарање реализације Пројекта	Уговорена је испорука багера од стране КРУПП-а, у току је уговарање пројекта за транспортера са ФАМ-ом, завршетак одлагача је уговорен са ТАКРАФФ-ом.
	Изградња Пројекта	36 месеци
Обим улагања	67.860.000,00 ЕУР	
Извор финансирања	Међународне финансијске институције (ЕБРД и КФВ)	
Тип финансирања	Меки кредит и донација	
НПВ; ИРР, етц.	-	
Утицај Пројекта на животну средину	Енвиронментал Импакт Ассесмент - Тамнава Вест Фиелд, Харрес Пицкел, 2001	
Кратак приказ потенцијалних проблема	Кашњење у уговарању БТО система, нерешени проблеми везани за експропријацију, нерешени проблеми везани за одбрану копа од површинских и подземних вода.	

Табела 1.10. Основни подаци о Пројекту увођења система за контролу квалитета угља

Пројекат	Пројекту увођења система за контролу квалитета угља
Компоненте Пројекта	Набавка хардвера (ваге он-лине анализатори и др) и софтвера за управљање квалитетом угља са површинских копова Тамнава
Локација:	„Тамнава-Западно поље”, и Велики Црљени ПД РБ Колубара, СО Лајковац

Намена:		Управљање квалитетом угља на површинским коповима „Тамнава-Западно поље”, и Велики Црљени
Циљ:		Уједначавање квалитета угља за потрене ТЕНТ-а, веће искоришћење лежишта, заштита животне средине
Динамика реализације:	Оправданост Пројекта	У оквиру Идејног пројекта са студијом оправданости увођења система за оперативно управљање и контролу квалитета угља на тамнавским површинским коповима (РГФ), 2009
	Детаљна спецификација Пројекта	У оквиру Идејног пројекта са студијом оправданости увођења система за оперативно управљање и контролу квалитета угља на тамнавским површинским коповима (РГФ), 2009
	Уговарање реализације Пројекта	Израда тендерске документације у току
	Изградња Пројекта	18 месеци
Обим улагања		3.500.000 ЕУР
Извор финансирања		Међународне финансијске институције (ЕБРД и КФВ) и сопствена средства ЕПС-а
Тип финансирања		Меки кредит и донација
НПВ; ИРР, етц.		-
Утицај Пројекта на животну средину		У оквиру Идејног пројекта са студијом оправданости увођења система за оперативно управљање и контролу квалитета угља на тамнавским површинским коповима“ (РГФ), 2009
Кратак приказ потенцијалних проблема		Неопходна промена оперативног начина рада и технолошка одговорност на површинском копу

Табела 1.11. Пројекат проширења површинског копа „Поље Д”

Пројекат		Проширење граница површинског копа „Поље Д”
Компоненте Пројекта		Проширење граница за експлоатацију површинског копа „Поље Д”, измештање гробља, измештање села Вреоци
Локација:		Поље Д, ПД РБ Колубара, СО Лазаревац
Намена:		Обезбеђивање неопходних количина угља за снабдевање термоелектрана,
Циљ:		Стварање предуслова за постизање за изградњу заменских капацитета и обезбеђење континуалног снабдевања термоелектрана и деблокада великих количина угља које се налазе испод инфраструктурних објеката (геолошке резерве угља у зони МЗ Вреоци износе 570 милиона тона)
Динамика реализације:	Оправданост Пројекта	Идејни пројекат са студијом оправданости проширења граница површинског копа „Поље Д”, Колубара-Пројект, 2005
	Детаљна спецификација Пројекта	У оквиру идејног пројекта са студијом оправданости проширења граница површинског копа „Поље Д”, Колубара-Пројект, 2005
	Уговарање реализације Пројекта	
	Изградња Пројекта	2006
Обим улагања		142.831.000 ЕУР
Извор финансирања		Сопствена средства, средства Републике Србије
Тип финансирања		
НПВ; ИРР, етц.		НПВ = 79 мил. ЕУР.; ИРР = 14,6%,
Утицај Пројекта на животну		У оквиру идејног пројекта са студијом оправданости проширења

средину	граница површинског копа „Поље Д”, Колубара-Пројект, 2005,
Кратак приказ потенцијалних проблема	Још увек нерешена сва питања везана за иселење села Вреоца и гробља, што је и основни услов свих неопходних радова.

Табела 1.12. Пројекат изградње „Поље Ц” за 5 милиона тона угља годишње са откопавањем одлагалишта „Источна кипа”

Пројекат		Изградња П.К. „Поље Ц за 5 милиона тона угља годишње са откопавањем одлагалишта источна кипа
Компоненте Пројекта		Изградња П.К. „Поље Ц”, измештање насеља, путева, индустријских објеката, откопавање старог одлагалишта
Локација:		Зеоке, Вреоци, РБ Колубара, СО Лазаревац
Намена:		Отварања П.К. „Поље Ц”
Циљ:		Стварање предуслова отварање П.К. „Поље Ц” као заменског капацитета (5 милиона тона угља годишње) за П.К. „Поље Б”
Динамика реализације:	Оправданост Пројекта	Студија Изградња П.К. „Поље Ц за 5 милиона тона угља годишње са откопавањем одлагалишта источна кипа, Колубара Пројект Лазаревац, јун 2008.
	Детаљна спецификација Пројекта	У оквиру Студије Изградња П.К. „Поље Ц за 5 милиона тона угља годишње са откопавањем одлагалишта источна кипа, (Колубара Пројект)
	Уговарање реализације Пројекта	
	Изградња Пројекта	Достизање производња угља од 5.000.000 тона 2011.
Обим улагања		150.000.000,00 ЕУР
Извор финансирања		Сопствена средства РБ Колубара, Страни кредити
НПВ, ИРР, етц.		НПВ = мил. ЕУР. ИРР = %
Утицај Пројекта на животну средину		У оквиру Студије Изградња П.К. „Поље Ц за 5 милиона тона угља годишње са откопавањем одлагалишта источна кипа, (Колубара Пројект)
Кратак приказ потенцијалних проблема		Са израдом документације касни, нереално кратко време за набавку новог система, неопходно је изместити гробље у Барошевцу до 2011, неопходно је замени начин транспорта угља, неопходно је извршити стабилизацију унутрашњег одлагалишта.

1.5. ПРОГРАМИ И ПРОЈЕКТИ НОВИХ И /ИЛИ ЗАМЕНСКИХ КАПАЦИТЕТА ЗА ПРОИЗВОДЊУ УГЉА

1.5.1. Изградња заменског капацитета за П.К. „Тамнава-Источно поље”

ПК „Велики Црљени” планиран је да се изгради као заменски капацитет за П.К. „Тамнава-Источно поље” и као прелазна фаза за отварање П.К. „Тамнава-Јужно поље”.

Табела 1.13. Пројекат изградње П.К. „Велики Црљени”

ПРОЈЕКАТ	ИЗГРАДЊА П.К. „ВЕЛИКИ ЦРЉЕНИ”
Компоненте Пројекта	Изградња П.К. „Велики Црљени” (регулације реке Колубара, изградња технолошког моста, измештање далековада, ревитализације опреме са П.К. „Тамнава-источно поље” и др.
Локација:	Велики Црљени, Вреоци, РБ Колубара, СО Лазаревац
Намена:	Отварања ПК Велики Црљени

Циљ:		Стварање предуслова отварање П.К. „Велики Црљени”
Динамика реализације:	Оправданост Пројекта	Идејни пројекат са студијом оправданости изградње површинског копа „Велики Црљени”, Рударско-геолошки факултет Београд, 2004.
	Детаљна спецификација Пројекта	У оквиру идејног пројекта са студијом оправданости и Главног рударског пројекта чија је израда у току (Колубара Пројект)
	Уговарање реализације Пројекта	У току је израда Главног рударског пројекта експлоатације на П.К. - „Велики Црљени”
	Изградња Пројекта	Отварање 2008
Обим улагања		28.000.000,00 ЕУР
Извор финансирања		Сопствена средства РБ Колубара,
НПВ; ИРР, етц.		НПВ = 135,2 мил. ЕУР. ИРР = 44,4%
Утицај Пројекта на животну средину		Идејни пројекат са студијом оправданости изградње површинског копа „Велики Црљени”, Рударско-геолошки факултет Београд, 2004 – књига бр.2 Анализа утицаја површинског копа „Велики Црљени” на животну средину, Рударско-геолошки факултет Београд, 2004.
Кратак приказ потенцијалних проблема		Кашњење у регулацији реке Колубаре, кашњење у монтажи БТО система на ПК Тамнава западно поље, израда погонске станице СУ 6 за угља, као и проблеми са експропријацијом условили су кашњење наведеног пројекта

1.5.2. Изградња заменског капацитета за површински коп „Поље Д”

Површински коп „Поље Е” планиран је да се изгради као заменски капацитет за површински коп „Поље Д”.

Табела 1.14. Пројекат изградње П.К. „Поље Е”

ПРОЈЕКАТ		ИДЕЛНИ ПРОЈЕКАТ СА СТУДИЈОМ ОПРАВДАНОСТИ ИЗГРАДЊЕ П.К. „ПОЉЕ Е
Компоненте Пројекта		Изградња П.К. „Поље Е”, (регулација реке Пештан, измештање насеља, путева, индустријских објеката, отварање копа)
Локација:		Зеоке, Вреоци, РБ Колубара, СО Лазаревац
Намена:		Отварања П.К. „Поље Е”
Циљ:		Стварање предуслова отварање П.К. „Поље Е” као заменског капацитета (12 милиона тона угља годишње) за П.К. „Поље Д”
Динамика реализације:	Оправданост Пројекта	Студија – Идејни пројекат са студијом оправданости изградње П.К. - „Поље Е, Колубара Пројект Лазаревац, 2009.
	Детаљна спецификација Пројекта	У оквиру Студије Идејни пројекат са студијом оправданости изградње П.К. „Поље Е
	Уговарање реализације Пројекта	-
	Изградња Пројекта	Производња угља од 2015, пројектована производња 2011.
Обим улагања		639.585.000,00 ЕУР
Извор финансирања		Сопствена средства РБ Колубара, Страни кредити
НПВ; ИРР, етц.		НПВ = 17,5 мил. ЕУР. ИРР = 11,8%
Утицај Пројекта на животну средину		Поглавље у оквиру Студије Идејни пројекат са студијом оправданости изградње П.К. „Поље Е – Колубара Пројект Лазаревац, 2008.
Кратак приказ потенцијалних проблема		Са израдом документације касни, нереално кратко време за измештање реке Пештан, пруге и пута, у првих пет година не може обезбедити да површински коп „Поље Е” буде заменски капацитет за површински коп „Поље Д” (12 мил.т), потребно време за предводњавање међусложне издани.

1.5.3. Изградња капацитета за ТЕ „Колубара Б”

Као могући капацитети за снабдевање угљем ТЕ „Колубара Б” разматрани су капацитети са два површинска копа – „Тамнава-Јужно поље” и П.К. „Радљево”.

Резултати прорачуна маса и квалитета угља		
	Јужно Поље	Радљево – Варијанта 2
Експлоатационе резерве [мил.т]	385.8	341.4
Укупно откритке [мил.чм ³]	1430.9	1179.6
Однос J/U	3.71 : 1	3.46 : 1
Просечна топлотна вредност [ГЈ/т]	7362	6890

1.5.4. Изградња додатног капацитета за површински коп „Дрмно”

Према Иновираним дугорочном програму развоја експлоатације угља у косточачком угљоносном басену (РГФ 2006) планирано је даље повећање капацитета на овом копу за додатна 3.000.000 тона угља годишње. Дакле годишњи капацитет на овом копу ће износити 12.000.000 тона. Тиме ће бити створени услови за изградњу додатног термо капацитета од 350 MW.

Табела 1.15.

Економски параметри	Пројекат за 3 милиона тона угља	Пројекат за 12 милиона тона угља
Инвестиције	99.500.000 ЕУР	210.700.000 ЕУР
Цена производње угља за 10 година	8.6 ЕУР /т	7.8 ЕУР /т
Цена производње угља за век рада од 25 година	7.8 ЕУР /т	7.4 ЕУР /т
Бруто добит за век рада од 25 година	146.600.000 ЕУР	735.800.000 ЕУР
ИРР	11.0 %	11.6 %
НПВ за стопу од 8%	21.402.000 ЕУР	84.034.000 ЕУР

1.6. ЗАКЉУЧЦИ

Усвојена Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2015. године дефинисала је раст енергетских потреба и производње електричне енергије уз повећано учешће домаћих енергетских извора. Анализа раста потрошње енергије у наредном периоду казује да је неопходно реализовати завршетак изградње ТЕ Колубара Б (2 x 350 MW) и новог блока ТЕНТ Б3 снаге 700 MW. При томе би један капацитет снаге од 700 MW задовољио очекивани раст потрошње, а други би представљао заменски капацитет за старе, неефикасне и еколошки неприхватљиве блокове. Изградња новог капацитета је дугорочно економски исплативија од улагања у опрему за заштиту животне средине на неефикасним постројењима и омогућава рационалније располагање ограниченим резервама угља. Колубарски угљени басен располаже довољним количинама угља квалитета који може уз одговарајућа инвестициона улагања да подржи овакав развојни тренд производње електричне енергије који је у складу са основним принципима одрживог развоја (енергетска и

еколошка ефикасност). Такође, анализе и очекивани трендови развоја потрошње и потенцијала производних капацитета указују на оправданост оваквог приступа. До 2015. године планирано је гашење 4 најстарија блока, а затим и осталих блокова снаге до 200 MW због слабе ефикасности и великог потребног улагања у њихову ревитализацију.

У периоду од 2000. године предузет је низ активности на обнови, модернизацији, унапређењу ефикасности и повећању поузданости производних постројења у термоелектранама. Највећи извори средстава за ове намене су долазили из донаторских средстава у грант форми и доделом тзв. „софт” кредита. Услови за добијање ових средстава и веома лоше стање постројења у електранама су определили да је најзначајнији део средстава усмерен на ревитализације термоелектрана. На овај начин се генерисала ситуација да су од 2006. године могућности производње електричне енергије превазишле производне могућности рударских капацитета на чијем потенцијалу се базира билансирање електроенергетског система. Разумљиво је да би се без интензивног улагања у проширење и модернизацију постојећих рударских постројења ова диспропорција даље увећавала. С друге стране, финансијски потенцијал „Електропривреде Србије” није омогућио да се после 1990. године настави инвестициони циклус изградње нових производних капацитета и отварање нових рудника угља. Посебан проблем је што су инвестициони циклуси у рударству дужи и да за отварање нових копова треба време од најмање 5 до 7 година.

Даља одлагања инвестиционих улагања у рударски сектор од 2012. године резултираће мањком у производњу угља од 7-8 милиона тона. Заједничко за рудике је да је опрема стара у просеку око 30 година (изузимајући рудник Тамнава западно поље) и да је неопходно извршити њену ревитализацију и модернизацију. Један од основних сегмената модернизације је и повећање аутоматизације процеса уз рационализацију радне снаге и повећање временског и капацитетног искоришћења. Такође, систем одржавања је застарео, неефикасан, скуп и оптерећен великим бројем радника, те је неопходно хитно извршити рационализацију и модернизацију опреме и процеса одржавања.

Велики проблем (посебно у рударском басену „Колубара”) представља експропријација и дивља градња. Због проблема са пресељењем села Вреоци угрожена је производња на површинском копу „Поље Д”. Очекују се проблеми и на површинским коповима „Тамнава - Западно поље” (Мали Борак, Скобаљ), „Радљево”, „Поље Ц” (гробље у Барошевцу), „Поље Г” (измештање Ибарске магистрале и насеља уз магистралу, као и реке Колубаре).

Програмом су предвиђена инвестициона средства за пројекте у нове руднике угља, као и ревитализацију и замену копова у износу од близу 2 милијарде евра, од чега, по значају, треба издвигити следеће пројекте:

	Укупне инвестиције	За период до 2015. год.
П.К. „Тамнава-Западно поље”	228,7 мил. ЕУР	228,7 мил. ЕУР
П.К. „Б/Ц”	31,1 мил. ЕУР	31,1 мил. ЕУР
Проширење „Поља Д”	220,2 мил. ЕУР	220,2 мил. ЕУР
Ревитализација опреме у РБ „Колубаре”	25,9 мил. ЕУР	25,9 мил. ЕУР
Костолац – „Коп Дрмно” (6 на 9 мил. т)	58,9 мил. ЕУР	34,0 мил. ЕУР

Костолац – „Коп Дрмно” (9 на 12 мил. т)	124,0 мил. ЕУР	
П.К. „Поље Е” (заменски коп)	639,5 мил. ЕУР	387,4 мил. ЕУР
П.К. „Поље Ц” (заменски коп)	149,5 мил. ЕУР	149,5 мил. ЕУР
П.К. „Велики Црљени” (заменски коп)	63,9 мил. ЕУР	63,9 мил. ЕУР
„Колубара”, П.К. „Радјево”	737 мил. ЕУР	325 мил. ЕУР

Финансирање ових развојних планова је могуће остварити следећим изворима, и то:

- Стратешким партнерством, првенствено у хитне нове производне капацитете;
- Кредитним аранжманима и/или концесијама у пројекте искоришћења националних ресурса (угаљ, вода);
- Буџетским субвенционирањем и променом ценовне политике електричне енергије првенствено у пројекте заштите животне средине и обновљиве изворе енергије.

У рударском басену Костолац у току је процес подизања годишњег капацитета П.К. „Дрмно” са 6,5 на 9 милиона тона угља. Све активности на подизању поменутог капацитета теку по плану:

- нови БТО систем је инсталиран и капацитет је доказан,
- систем за напајање енергијом је у функцији,
- расподелни бункер је у функцији,
- звршено је пресељење и делимична ревитализација опреме са П.К. - „Ђириковац”,
- у току су припреме за израду треће депонијске линије за угаљ,
- у току је припрема за израду линије бунара ЛЦ 12, и одређеног броја бунара са источне и западне стране копа, а као прелазно решење урађено је 9 заменских бунара испред фронта радова и 5 додатних бунара на западној страни изради нове линије бунара као и
- у току је припрема тендера за израду прве фазе водонепропусног екрана и др.

Урађен је нови Главни рударски пројекат по коме се одвијају радови. Према том пројекту проширене су границе према Виминацијуму што ће условити боље искоришћење лежишта и уједначенији коефицијент откривке. Такође, урађени су пројекти за све недостајуће инфраструктурне објекте (путеве, радионице, насеља и др). Површински копови „Кленовник” и „Ђириковац” престају са радом 2009. године и планирају се активности на рекултивацији деградираног терена и обезбеђења простора за смештај пепела и шљаке из термоелектрана у откопани простор.

Према Иновираном дугорочном програму развоја експлоатације угља у костолачком угљеном басену (РГФ, 2006.) планирано је даље повећање капацитета на П.К. „Дрмно” за додатних 3.000.000 тона угља годишње, односно годишња проузводња се планира на нивоу од 12.000.000 тона. Тиме ће бити створени услови за изградњу додатног термо капацитета од 350 MW. За реализацију овог пројекта потребна је набавка само једног БТО система и система за напајање енергијом. Сви

остали ресурси, уз решено питање експропријације, су на располагању. Кључни аспект за успеха овог пројекта је добро решено питање одводњавања.

У рударском басену Колубара је, међутим, знатно деликатнија ситуација. Наиме, неки копови су завршили експлоатацију („Тамнава-Источно поље”), неки се ближе крају („Поље Д”), а заменски капацитети нису отворени (уз бројна нерешена питања), односно неки од копова не могу да остваре максималну годишњу пројектовану производњу угља.

У западном делу басена (П.К. „Тамнава западно поље” и П.К. „Велики Црљени”) ситуација је боља од оне у истом делу басена („Поље Д” и „Поље Б/Ц”). Наиме, на П.К. „Тамнава - Западно поље” завршава се инсталација новог БТО система чиме ће се створити предуслови за достизање пројектованог капацитета од 12 милиона тона угља годишње. За комплетно заокружење инвестиционог циклуса овог копа преостало је да се уведе систем за управљање квалитетом угља (пројект је завршен, у припреми је тендер), да се изврши набавка одлагача за међуслојну јаловину и набавка додатног багера за угаљ и међуслојну јаловину). На П.К. „Велики Црљени” припремни радови за откопавање угља су у завршној фази (већи део откривке је откопан, врши се монтажа транспортера за угаљ), мада постоје мањи проблеми са експропријацијом. За наставак експлоатације, након затварања овог копа (Јужно поље), неопходно је изместити део Ибарске магистарале и извршити измештање реке Колубаре (друга фаза). Измештањем пруге Београд-Бар, Ибарске магистрале и реке Колубаре, у зони коридора ослободиће се око 400 милиона тона квалитетног угља.

У источном делу басена, услед нерешног питања измештања села Вреоци, као и кашњења у припремним радовима за отварање заменског капацитета („Поље Е”) ситуација је знатно сложенија. У току је повећање капацитета на површинском копу „Поље Б/Ц” најпре на 3, а затим на 5 милиона тона угља годишње са откопавањем одлагалишта „Источна кипа”. Да би се овај пројекат реализовао неопходно је изместити гробље у Барошевцу, заменити начин одвоза угља (инсталирати транспортере са гуменом траком уместо железничког транспорта), набавити један БТО систем и стабилизovati унутрашње одлагалиште. Термини за реализацију ових активности су веома кратки (најкасније 2011. године) и захтевају знатна материјална средства у кратком периоду. Подизање капацитета на овом копу је веома битно током прелазне фазе до отварања површинског копа „Поље Е”.

Питање пресељења села Вреоци и гробља мора бити хитно решено. Наиме, крајњи рок за пресељење гробља у Вреоцима је 2011 година. До тог времена постоје резерве на овом копу. У супротном случају већ 2012 године може доћи до значајног дефицита у количинама угља који се испоручује из источног дела басена, и тај дефицит ће трајати до достизања капацитета на „Пољу Е”. Овај дефицит може бити умањен додатним повећањем капацитета на осталим коповима, као и откопавањем дела угља из „Поља Е” и „Поља Д”, али то неће бити довољно да се надоместе све потребне количине угља. Ово је и тренутно највећи проблем у остваривању Стратегије развоја енергетике у Републици Србији до 2015. године и њега треба хитно решавати.

Када су у питању капацитети за снабдевање ТЕ „Колубара Б” треба констатовати да је у претходном периоду учињен значајан напредак у припреми техничке документације. Наиме, у претходном периоду најпре је израђена Студија „Упоредна техно-економска анализа годишње производње угља од седам милиона тона са површинских копова „Радјево” и „Јужно поље” за потребе нове термоелектране”, а

затим и „Студија избора ограничења и отварања површинских копова „Јужно Поље” и „Радљево” са компаративним приказом техно-економских аспеката експлоатације угља за избор приоритетног снабдевача угљем ТЕ-ТО Колубара Б”. Обе Студије су показале значајне предности отварања и експлоатације на П.К. Радљево. Тренутно је у изради - „Студија оправданости изградње П.К. „Радљево”.

План развоја површинских копова угља за потребе снабдевања постојећих и нових електрана јасно говори да је угаљ основни енергетски ресурс Републике Србије у наредном периоду.

Угаљ има дугорочну перспективу и добру конкурентну позицију у производњи енергије у Републици Србији. Умерено повећање цене електричне енергије у дужем временском периоду је резултат коришћења угља као основног енергента у Републици Србији и угља и нуклеарне енергије у Европи. До 2020. године фокус ће бити на ревитализацији и повећању ефикасности опреме производњу лигнита, као и на модернизацији и изградњи постојећих и нових термоелектрана, а самим тим и побољшањем ефикасности.

Не смемо заборавити да ће будућност угља у Европи и код нас такође зависити од технолошких одговора на климатска питања. Електропривреда Србије ће морати да узме у обзир емисију CO₂ у свим својим будућим сагледавањима и плановима јер ће се питање емисије CO₂ временом све више заоштравати.

2. ПОДЗЕМНА ЕКСПЛОАТАЦИЈА УГЉА

2.1. ОСНОВНИ ПОДАЦИ О СЕКТОРУ

У овој тачки је дат приказ лежишта угља, лежишта уљних шкриљаца и лежишта урана.

Приказ лежишта угља

У завршном документу Програма остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године за период од 2007. до 2012. године - Модул подземна експлоатација угља, урађеном у октобру 2006. године, наведене су основне карактеристике лежишта угља у Србији која су у експлоатацији и која су ван експлоатације. У овом документу даће се кратак приказ истих лежишта, као и приказ два нова лежишта која су у експлоатацији односно која се припремају за експлоатацију (Прогорелица и Равна Река) и приказ Деспотовачког и Западно-моравског угљеног басена.

Лежишта у експлоатацији

- 1) Вршка Чука
- 2) Ибарски рудници
- 3) Рембас
- 4) Соко
- 5) Боговина
- 6) Јасеновац
- 7) Лубница
- 8) Штаваљ

Резерве угља у наведеним лежиштима су приказане у поглављу 1.5. овог документа.

Лежишта ван експлоатације

Ћириковац

Билансне и ванбилансне резерве (t) (према Елаборату о резервама угља у лежишту Ћириковац са стањем до 31. 12. 2001. год)

Класа	Категорија			
	А	Б	Ц ₁	А+Б+Ц ₁
Билансне	-	85.458.000	33.537.000	118.995.000
Ванбилансне	-	44.319.000	42.842.000	87.161.000
УКУПНО	-	129.777.000	76.379.000	206.156.000

Мелница

Стање резерви угља у лежишту Мелница према Билансу из 2004. године (t)

Класа	Категорија			
	А	Б	Ц ₁	А+Б+Ц ₁
Билансне	-	34.780.400	4.757.000	39.537.400
Ванбилансне	-	-	-	-
УКУПНО	-	34.780.400	4.757.000	39.537.400

Пољана

Укупне резерве мрко-лигнитског угља у лежишту Пољане (t)

Класа	Категорија			
	А	Б	Ц1	А+Б+Ц1
Билансне	-	48.467.000	10.528.000	58.995.000
Ванбилансне	-	2.018.000	1.166.000	3.184.000
УКУПНО	-	50.485.000	11.694.000	62.179.000

Алексиначки угљоносни басен

Укупне резерве мрког угља у Алексиначком угљоносном басену (t)

Класа	Категорија			
	А	Б	Ц1	А+Б+Ц1
Билансне	-	9.615.000	2.705.000	12.320.000
Ванбилансне	-	-	-	15.195.000
УКУПНО	-	-	-	27.415.000

Међутим, лежиште Алексинац је и наше најзначајније и најдетаљније истражено лежиште уљних шкриљаца, са резервама близу две милијарде тона, што представља значајан енергетски ресурс. Ради тога ће у овом периодичном извештају, а посебно у завршном документу, ово лежиште бити посебно анализирано.

Јерма

Резерве угља на локалитету Јерма (према Билансу из 2004. године):

Лежиште	Геолошке резерве				
	Билансне				Ванбилансне
	А	Б	Ц1	А+Б+Ц1	А+Б+Ц1
- Јерма код Бабушнице (1)/03					
- Подински слој		4.045.000			
- Кровински слој		1.630.000			
УКУПНО		5.675.000		5.675.000	

Деспотовачки басен

У овом басену експлоатација угља је вршена у периоду од 1837. године до осамдесетих година XX века у неколико рудника: Морава, Манасија, Буковац, Срећа, Бељака и Забела. Геолошке резерве угља А+Б+Ц1 у овом басену износе 28.641.000 тона, а процењени ресурси износе око 20 милиона тона.

Западноморавски басен

У оквиру овог басена извојено је више лежишта и то: Мојсиље-Доља Горевница, Доља Горевница-Мрчајевци, Мрчајевци-Бечањ, Бечањ-Бресница, Бресница-Тавник-Лађевци и Вапа-Слатина. Укупне геолошке резерве у оквиру ових басена процењују се на 93,9 милиона тона угља.

Приказ лежишта уљних шкриљаца Републике Србије

Обим основних и детаљних геолошких истраживања лежишта уљних шкриљаца Републике Србије није задовољавајући. За потпуно сагледавање њиховог економског потенцијала и услова експлоатације нису довољно разјашњени како основни геолошки предуслови - палеогеографски и палеотектонски услови генезе, што је неопходан предуслов за утврђивање закономерности њиховог појављивања и за откривање нових перспективних простора, тако и геолошке карактеристике појединачних лежишта (структурне, хидрогеолошке, инжењерско-геолошке и др.).

Преглед басена и лежишта уљних шкриљаца Републике Србије

Најзначајнија басени уљних шкриљаца Републике Србије су: Алексиначки, Врањски, Сененонски тектонски ров, Ваљевско-мионички, Западно-моравски, Крушевачки, Бабушнички, Косанички, Нишки и Левачки. Приказаћемо њихове основне геолошке карактеристике и степен истражености.

Алексиначки басен

Постигнут је висок степен истражености алексиначког лежишта уљних шкриљаца. Прорачунате резерве категорија А, Б и Ц₁ сврстане су у ванбилансне с обзиром да није дефинисана технологија њихове прераде зависно од састава и техно-економских услова експлоатације. Уљни шкриљци алексиначког лежишта заузимају површину од око 20 km². Повлатни пакет уљних шкриљаца (I) овог лежишта дебљине око 75,5 m даје просечан принос уља од 10 мас.%, а подински (II) дебљине око 26 m даје 12,5 мас.% уља. Уљни шкриљци залежу према западу под углом 30-50°, до дубине од 700 m у централном делу басена, да би се према западном ободу пад променио у супротном смеру. Потенцијалне резерве уљних шкриљаца у алексиначком лежишту цене се на око две милијарде тона, при чему само у пољу Дубрава резерве категорија А+Б+Ц₁, са средњим садржајем органске супстанце од 16,6 зап.% и приносом уља од 8,95 мас.%, износе 378.879.690 t. Према доминантном типу керогена и степену конверзије резерве уља се цене на око 200 Mt.

Лежишта уљних шкриљаца Бован и Пруговац се сврстају у категорију налазишта са приоритетом допунских истраживања. У зони дужине око 10 km, на простору Бован-Пруговац налази се подински пакет уљних шкриљаца просечне дебљине око 20 m са приносом уља од 6 мас.%. Процењене резерве категорије Ц₁ у овој фази истраживања износе око 210 Mt.

Табеларни преглед основних геолошких параметара лежишта уљних шкриљаца Републике Србије, дат је у табели 1.6.

Табела 2.2. Основни геолошки параметри лежишта уљних шкриљаца Републике Србије

Басен	Лежиште	Површина (km ²)	Дебљина слоја (m)	Средња дебљина	Преовлађујући тип керогена	Средњи садржај		Принос уља (l/t)	Резерве (10 ⁶ t)		
						Кероген (зап. %)	Уље (%)		Шкриљац	Уље	Категорија
Алексинач	Алексинац	20,0	54-92	75,5	а, б	20,0	10,0	89	2000	200	А+Б+Ц1+Ц2
			7-29	26,0	-	25,0	12,5	100			
	Бован-Пруговац	3,8	10-33	20,0	-	12,2	6,0	48	210	126	-
Врање	Гоч-Девотин	1,5	10-23	15,0	а, б	8,8	4,5	36	22	1	А+Б+Ц1
			2-6	3,9	а, б	5,9	2,1	17	13,8	0,3	Ц1
	Власе-Големо село	2,9	6-13	9,7		5,5	3,4	28	38,5	1,3	Ц1
			3.7	4,4	а, б	2,5	1,4	11	-	-	-
	Станце	2,0	-	4,0	а, б	5,6	2,6	21	45	1,2	Д1
			-	6,0	а, б	6,2	2,6	21	-	-	-
	Буштрење	2,0	4-13	9,0	а, б, ц	8,2	3,4	27	46	1,6	Ц1
			5-9,5	7,0	а, б, ц	5,0	1,4	11	36	0,5	Ц1
			4,2-9,0	6,0	а, б, ц	5,2	1,4	11	30	0,4	Ц1
	Кленике-Јастина бара	2,0	1,3-13	7,5	а, б, ц	5,6	3,4	27	42	1,4	Ц1
			1,5-10	6,0	а, б, ц	6,7	3,2	26	30	1,0	Ц1
			9-11	10,0	а, б, ц	5,2	1,3	10	-	-	-
	Баралевач	0,5	4-6	5,6	-	7,3	2,8	22	8	0,2	Ц1
	Дрежница	1,5	8-10,7	9,0	-	8,5	5,1	41	35	1,8	Ц1
			-	7,5	-	8,4	4,9	39	30	1,5	Ц1
Сенонски ров	В.Поље-Рујиш	9,0	20-150	72,0	-	-	0,5	4	-	-	-
	Вина-Зубетинац	25,0	20-80	31,0	б, ц	5,4	2,6	21	850	22,1	Ц2+Д1
	Подвис-Горњи кар.	3,6	2-5	4,0	-	-	7,5	60	10	0,1	Ц2
	Миран-Орља	2,5	5-33	12,0	б, ц	4,5	2,2	18	70	1,5	Ц2
	Ман.-Околиш	2,0	10-35	25,0	б, ц	5,1	2,4	19	100	2,4	Ц2
Ваљево-Мионица	Шуше-Класнић	2,0	5-15	9,0	а, б	7,2	3,2	26	30	1,0	Ц2
	Рад.Стр.Свет	6,0	4-15	9,0	а, б	8,4	3,9	31	80	3,1	Ц2
Западна Морава	Пекчаница-Лазац	3,0	-	4,4	а, б	5,0	1,3	7	38	0,3	Д1
			-	1,7	а, б	3,0	0,9	10		-	
	Параменац-	1,7	-	2,3	а, б	6,0	1,3	10	18	0,2	Д1
			-	2,7	а, б	3,3	0,8	6		-	

Крушев ац	Риђаге Оаци	1,5	3-11	7,0	а, ц	6,8	1,7	14	20	0,3	Д1
Бабушн ица	Раљин	4,0	24-40	30,0	а, ц	7,4	3,7	30	300	9,6	Ц2
			9-15	12,0	-	5,2	2,6	21			
Косани ца	Рача	2,5	4-6	4,4	-	11,5	5,2	42	20	1,0	Ц2
			1-2	1,4	-	3,6	1,6	13			
Ниш	Паљина	3,5	-	15,0	-	-	3,2	26	500	16, 5	Д2
			-	6,0	-	-	3,3	26			
Левач	Комаран е- Калу дра	8,2	-	7,0	-	3,4	0,6	5	190	1,9	Д1
				2,0	-	3,0	1,4	11			
Укупно:									4812,3	39 8,2	

Резерве и ресурси урана

У Републици Србији нема активних рудника урана, нити инсталисаних прерађивачких капацитета. Утврђено је неколико лежишта чије су резерве, квалитет руде и могућности експлоатације парцијало дефинисане. За поједина рудна поља, урађена је и прогнозна геолошко-економска оцена – процењене су резерве Д₁ и Д₂ категорије. Резерве у појединачним лежиштима нису овераване од стране надлежних републичких комисија што говори о степену истражености и потреби даљих улагања у циљу дефинисања њиховог минерално-сировинског потенцијала.

Идентификоване и потенцијалне резерве урана резерве урана Републике Србије су приказане у табели 2.3. и табели 2.4. Од економског интереса могу да буду минерализације урана које се налазе у лежиштима приказаним у табели 2.3.

Табела 2.3. Идентификоване ванбилансне резерве урана Републике Србије.

ЛЕЖИШТЕ	РУДЕ, ТОНА	Б		РУДЕ, ТОНА	Ц ₁		Руде, тона	Б+Ц ₁	
		U ₃ O ₈			U ₃ O ₈			U ₃ O ₈	
		PPM	T		PPM	T		PPM	T
Габровница	69.000	348	24	54.000	288	16	123.000	322	40
Мездреја	235.000	425	100	520.000	311	162	766.000	346	262
Срнећи до				115.000	386	44	115.000	385	44
Иверак				690.000	300	207	690.000	300	207
Каменац, Претурица, Средње Брдо	43.000	750	32	110.000	280	30	163.000	420	62
УКУПНО	347.000		156	1.489.000		459	1.836.000		615

Табела 2.4. Потенцијалне резерве урана Републике Србије

ЛЕЖИШТЕ	РУДЕ, ТОНА	C ₂		РУДЕ, ТОНА	D ₁		Руде, тона	D ₂	
		U ₃ O ₈			U ₃ O ₈			U ₃ O ₈	
		PPM	T		PPM	T		PPM	T
Габровница	39.000	388	12	700.000	325	228			
Мездреја	270.000	293	79	900.000	350	315			
Срнећи до	140.000	400	56	1.470.000	400	588			
Иверк	770.000	200	154	2.400.000	250	600			
Средње Брдо, Каменац, Претурница	832.000	590	490						

Паун Стена	3.366.000	330	1.110						
Циганкуља	962.000	690	665	120.000	400	55			
Дојкинци	1.800.000	640	1.150	2.000.000	600	1.200			
УКУПНО	8.179.000		3.716	7.590.000		2.986	2.000.000	500	1.000

Процена искоришћености експлоатационих резерви угља

Стратегијом развоја енергетике Републике Србије до 2015. предвиђена је следећа стопа раста производње, по сценарију динамичног економског развоја, из рудника са подземном експлоатацијом:

- 2009. г. 810.000 t
- 2012. г. 1.340.000 t
- 2015. г. 1.500.000 t

Стратегијом нису одређени појединачни рудници и њихова производња у посматраном периоду.

Јуна месеца 2004. године усвојен је Програм стратешке консолидације ЈП ПЕУ (Factis Consulting). У овом Програму наведен је план производње за период 2005.-2009. година, као и низ мера потребних за консолидацију предузећа. Међутим, у периоду јун 2004.-2006. није дошло до реализације мера предвиђених Програмом, тако да је дошло до одступања од планиране производње, укључујући и друге показатеље (израда капиталних просторија, геолошка истраживања и др.).

У табели 2.5. приказана је планирана и остварена производња из осам рудника Јавног предузећа Подземна експлоатација угља (ЈП ПЕУ), у периоду 2003.-2008. године.

Табла 2.5. Планирана и остварена производња из рудника ЈП ПЕУ

Година	Планирана производња (t/год)	Остварена производња (t/год)	Реализација
2003.	618.980	540.658	87 %
2004.	637.900	534.260	84 %
2005.	610.000	551.960	90 %
2006.	610.000	491.503	81 %
2007.	583.356	450.833	77 %
2008.	560.590	513.786	92 %

Уочљиво је да је после пада производње за 12% у периоду 2006. и 2007. година, у 2008. години забележен пораст производње од 14%, и то бољом организацијом рада, али није реално очекивати да се у току 2009. године производња може подићи на ниво предвиђен стратегијом (810.000 t), већ да достигне ниво од око 550.000 t односно 610.000 t, у зависности од реализације планираних активности.

Стање геолошких и експлоатационих резерви угља у активним рудницима

Стање геолошких и експлоатационих резерви угља у активним рудницима са подземном експлоатацијом, на дан 31. децембар 2007. године, приказано је у табели 2.6.

Табела 2.6. Стање геолошких и експлоатационих резерви у активним рудницима

Рудник / лежиште	Геолошке резерве (билансне), t				Губици (%)	Експлоатационе резерве, t
	А	Б	Ц1	А+Б+Ц1		
Вршка Чука	39.970	687.370	779.560	1.506.900	5	1.431.555

Ибарски рудници		2.573.120		2.573.120		2.444.464
Јарандо		916.490		916.490	5	870.666
Тадње		380.360		380.360	5	361.342
Прогорелица		1.276.270		1.276.270	5	1.212.457
РЕМБАС	181.250	1.426.281	4.928.268	6.535.799		4.590.857
Стрмостен		751.967	1.758.802	2.510.769	29,5	1.770.092
Јеловац		499.094	774.266	1.273.360	25	955.020
Равна Река			1.980.080	1.980.080	35	1.287.052
Сењски рудник	181.250	175.220	415.120	771.590	25	578.693
Боговина	93.600	1.364.940	575.200	2.033.740	20	1.626.992
Соко	517.780	15.617.060	41.887.590	58.022.430	34	38.294.804
Јасеновац	101.300	1.084.900		1.186.200	30	830.340
Лубница	651.910	11.963.010	913.980	13.528.900	25	10.146.675
Штаваљ (Централно поље)	265.000	9.805.000		10.070.000	37	6.344.100
У к у п н о:				95.457.089		59.365.687

Преглед експлоатационих резерви и енергетски потенцијал лежишта рудника ЈП ПЕУ, изражен у GJ и Mtoe, дат је у табели 2.7.

Табела 2.7. Експлоатационе резерве и енергетски потенцијал лежишта активних рудника

	Експлоатационе резерве (t)	ДТЕ (kJ/kg)	GJ	Mtoe 1 toe=41,868 GJ
Вршка Чука	1.431.555	29.370	42.044.770	1.004.222
Ибарски рудници	2.444.464		36.506.465	871.942
Јарандо	870.666	17.600	15.323.713	366.001
Тадње	361.342	20.535	7.420.158	177.227
Прогорелица	1.212.457	11.351	13.762.594	328.714
РЕМБАС	4.590.857		76.773.967	1.833.715
Стрмостен	1.770.092	17.680	31.295.229	747.474
Јеловац	955.020	19.026	18.170.211	433.988
Равна Река	1.287.052	12.541	16.140.919	385.519
Сењски Рудник	578.693	19.298	11.167.608	266.734
Боговина	1.626.992	19.026	30.955.150	739.351
Соко	38.294.804	18.239	698.458.927	16.682.405
Јасеновац	830.340	16.057	13.332.769	318.448
Лубница	10.146.675	14.349	145.594.640	3.477.468
Штаваљ (Централно Поље)	6.344.100	12.541	79.561.358	1.900.290
У к у п н о:	59.365.687	У к у п н о:		26.827.841

Овде треба напоменути да се резерве угља у лежиштима Србије, које се могу откопати подземном експлоатацијом, процењују на око 860 милиона тона, што се може видети из табеле 2.8.

Табела 2.8. Процена резерви угља за поземну експлоатацију

Лежиште	Билансне резерве угља	Процењене (C ₂) резерве
Активни рудници	95.000.000	
Штаваљ (без централног поља)	180.000.000	
Тириковац (преостале резерве)	120.000.000	
Пољана	60.000.000	
Мелница	40.000.000	
Укупно билансне резерве	495.000.000	

Мала лежишта (табела 5.1.)	365.000.000
Укупно (Билансне + Ц ₂ резерве)	860.000.000

2.2. ПРОИЗВОДЊА И ИСПОРУКА УГЉА

2.2.1. Производња угља из рудника са подземном експлоатацијом

У табели 2.9. приказана је Производња ЈП ПЕУ у периоду 2006.-2007. и јануар-август 2008. године.

Табела 2.9. Производња ЈП ПЕУ у периоду 2006.-2007. и јануар-август 2008. године (у тонама)

Рудник	2006. год.		2007. год.		2008. год.	
	план	остварење	план	остварење	план	остварење
Вршка Чука	5.000	4	11.900	8.295	6.890	7.018
Ибарски рудници	70.000	64.998	83.000	57.574	62.000	59.084
Рембас	194.000	171.746	175.000	158.161	164.400	153.674
Боговина	41.000	32.772	40.000	24.521	35.000	28.925
Соко	100.000	66.596	90.000	69.062	106.300	83.096
Јасеновац	65.000	45.190	62.000	21.790	56.000	51.890
Штаваљ	70.000	55.406	70.000	61.125	70.000	69.419
Лубница	65.000	54.791	51.456	50.305	60.000	60.680
ЈП ПЕУ	610.000	491.503	583.356	450.833	560.590	513.786

2.2.2. Испоруке угља ЈП ПЕУ по секторима потрошача

Табела 2.10. Испоруке угља ЈП ПЕУ по секторима потрошача (у тонама)

Рудник	ТЕ Морава	Индустрија	Широка потрошња	Трговине	Топлане
2008.					
Вршка Чука	0				
Ибарски рудници	55.069				
Рембас	61.942				
Соко	0				
Боговина	0				
Јасеновац	6.864				
Лубница	26.313				
Штаваљ	0				
УКУПНА ИСПОРУКА ЈП ПЕУ	150.188	41.129	37.932	171.693	88.216

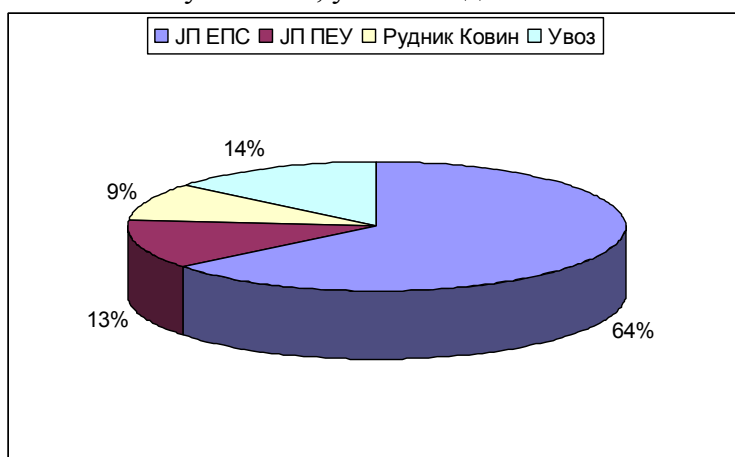
2.3. ТРЖИШТЕ КВАЛИТЕТНОГ УГЉА У СРБИЈИ

Табела 2.11. Тржиште квалитетних угљева у Србији (у милионима тона)

	ЈП ЕПС	ЈП ПЕУ	Рудник Ковин	Увоз	Укупно
2006.	1,79	0,34	0,17	0,51	2,81
2007.	1,54	0,38	0,25	0,53	2,70
2008.	1,72	0,34	0,25 ¹⁾	0,375 ¹⁾	2,685 ¹⁾

1) процена

На сл. 2.1 приказано је снабдевање, у процентима, тржишта Републике Србије квалитетним угљевима, у 2008. години.



Сл. 2.1 Снабдевачи угљем тржишта индустрије и широке потрошње

2.4. ПРОГРАМИ И ПРОЈЕКТИ МОДЕРНИЗАЦИЈЕ И РЕВИТАЛИЗАЦИЈЕ ПОСТОЈЕЋИХ КАПАЦИТЕТА ЗА ПРОИЗВОДЊУ УГЉА, КАО И ОБНАВЉАЊЕ РЕЗЕРВИ УГЉА

Програми и пројекти модернизације и ревитализације постојећих капацитета за производњу угља из рудника са подземном експлоатацијом, као и програми обнављања резерви угља у протеклом периоду практично нису рађени. Само један програм у Првом-основном програму приоритета Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године (Приоритет технолошког континуитета) се односи на ЈП ПЕУ „Увођење нове технологије откопавања за ПЕУ и гашење неперспективних рудника ПЕУ”. Ефекат овог програма, односно његов циљ је да се до 2015. године секторима индустрије и опште потрошње обезбеди 1,5 Mt квалитетног угља. За реализацију овог програма предвиђена су улагања од 85 M\$. (Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2015. године, табела 4.1).

Јавно предузеће ПЕУ се налази у поступку реструктурисања и приватизације друштвеног капитала, при чему је потребно нагласити да је ово јавно предузеће са 100% државног капитала. Имајући у виду да су учинци на производњи угља ниски, као и да су неки рудници у изразито тешком положају (мале преостале резерве угља и ограничено тржиште) резултате овог процеса је тешко предвидети, не само због техничких и економских фактора, већ и због великог социолошког и политичког значаја који рудници са подземном експлоатацијом имају у својим локалним и регионалним срединама. У том смислу процена континуитета обезбеђења неопходних енергената из рудника ЈП ПЕУ према Стратегији развоја енергетике Републике Србије до 2015. године, ће бити до 2012. године заснована на расположивим документима и на постојећем стању.

2.4.1. Капацитети за производњу угља

У овом поглављу ће се размотрити капацитети за производњу угља ЈП ПЕУ, с тим да ће се рудници који имају потенцијал за механизовано откопавање обрадити детаљније, у смислу Приоритета технолошког континуитета Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године. Такође, даће се пројекције производње свих рудника ЈП ПЕУ до 2012. године.

2.4.1.1. Рудник мрког угља РЕМБАС

Рудник РЕМБАС је у периоду 1990.-1999. имао пад производње од преко 50%, најзначајнији у 1993. години, што је карактеристика практично свих рудника ЈП ПЕУ. Од 1999. године до данас тренд производње је у порасту, са оствареном производњом у 2008. години од 153.000 т. Рудник РЕМБАС има највећу производњу у ЈП ПЕУ, с тим да се експлоатација врши у три јаме: Стрмостен, Јеловац и Сењски Рудник.

Стрмостен.

На основу стања резерви и услова у лежишту, могући одрживи рад може се остварити применом механизованог откопавања, са годишњим капацитетом од око 110.000 т, што је реално очекивати 2011. године, и под условом корекције цене угља.

Јеловац.

У јами Јеловац резерве угља би омогућиле наставак рада са постојећом технологијом у наредних десет година, са годишњом производњом од 60.000 тона.

Сењски Рудник.

Обим резерви А и Б категорије у јами Сењски рудник омогућавају наставак експлоатације у наредне две до три година по тренутно примењеној технологији откопавања. Процена је да се технологија откопавања у овој јами не може унапредити.

Равна Река

Равна Река је заменски капацитет за Сењски Рудник (тачка 4.).

На основу изнетог може се очекивати да рудник РЕМБАС до 2012. године оствари пројекцију приказану у табели 2.12.

Табела 2.12. Пројекција производње рудника РЕМБАС до 2012. године

Година	2009.	2010.	2011.	2012.
Производња (t)	145.000	150.000	220.000 (механизовано откопавање)	270.000

До 2010. године може се очекивати производња на нивоу претходних година, а 2011. године би дошло до повећања производње због почетка механизованог откопавања у јами Стрмостен и отварања Равне Реке. Поред овога потребно је нагласити следеће:

- 1) Закључно са 2012. годином, најкасније, дошло би до исцрпљења резерви у јами Сењски Рудник, што значи да би у се у 2012. г. производња остваривала у јамама Стрмостен, Јеловац и Равна Река.
- 2) Повећање производње у 2011. г. условљено је почетком инвестиционих радова на отварању преосталих резерви у јами Стрмостен и на отварању јаме Равна Река.

2.4.1.2. Рудник мрког угља Соко

Лежиште мрког угља рудника Соко, уз Сјеничко лежиште, представља један од најзначајнијих потенцијала за развој подземне експлоатације угља. Енергетски потенцијал овог лежишта износи скоро 25 Мтен.

Експлоатација се тренутно одвија у „Западном пољу”. Планирани капацитет за 2009. годину износи 108.000 т/год. Експлоатација у „Западном пољу” обезбеђује континуитет производње мрког угља до завршетка инвестиционе изградње новог рудника у источном крилу „Централног поља”. Период потребан за завршетак

израде капиталних просторија се процењује на око 2,5 године, што значи да производња не би могла започети пре средине 2011. године. Исти капацитет би се могао остварити и у 2012. години.

На основу изнетог може се очекивати да рудник Соко до 2012. године оствари пројекцију приказану у табели 2.13.

Табела 2.13. Пројекција производње рудника Соко до 2012. године

Година	2009.	2010.	2011.	2012.
Производња (t)	108.000	170.000	220.000	220.000

2.4.1.3. Рудник лигнита Лубница

У руднику Лубница експлоатација се тренутно обавља у погону Стара јама, с тим да се процес инвестиционе изградње реализује у јами Осојно југ и налази се у завршној фази.

Рударско-геолошки услови у јами Осојно југ су повољни у смислу механизованог откопавања, што је и предвиђено постојећом техничком документацијом. Међутим, имајући у виду да лигнит из рудника Лубница има ограничено тржиште, проблеми пласмана већег обима производње би се могли превазићи изградњом енергетског постројења топлане-електране у Зајечару. Изградња ове топлане-електране представља реалну могућност, имајући у виду да је потписан Уговор о сарадњи и ексклузивним преговорима између општине Зајечар и чешког инвеститора „Mogavia Energo”. Период изградње топлане-електране се процењује на три године, током кога би било могуће набавити и монтирати опрему за механизовано откопавање. Ово значи да се пре 2012. године не би могло очекивати значајно повећање производње (механизовано откопавање) у руднику Лубница и то под условом да се већ током 2009. године започне са реализацијом активности на изградњи топлане у Зајечару. Треба напоменути да би у случају механизованог откопавања било могуће остварити и већи годишњи капацитет.

На основу изнетог може се очекивати да рудник Лубница до 2012. године оствари пројекцију приказану у табели 2.14.

Табела 2.14. Пројекција производње рудника Лубница до 2010. године

Година	2009.	2010.	2011.	2012.
Производња (t)	66.000	100.000	100.000	235.000

2.4.1.4. Рудник мрког угља Штаваљ

У табели 2.7. приказане су резерве у тренутно активном „Централном пољу”, које износе преко 10 Mt (A+B+Ц₁), при чему укупне резерве исте категорије Сјеничког угљеног басена износе преко 182 Mt, односно око 61 Мтен (ДТС 14 GJ/t), због чега ово лежиште представља ресурс од изузетног значаја за развој енергетике Републике Србије.

Карактеристике лежишта су такве да је механизовано откопавање оствариво, уз значајно повећање производње и учинака. Међутим, локација рудника Штаваљ, односно његова дислоцираност од главних транспортних путева, као и проблеми при транспорту у зимском периоду, у великој мери лимитирају развој рудника због ограниченог тржишта, односно немогућности пласмана већег обима производње, првенствено због камионског транспорта.

Могућност за превазилажење проблема тржишта огледа се у изградњи термоелектране, која би била пројектована за мрки угаљ рудника Штаваљ. Треба напоменути да се период времена који би обухватио израду студије изводљивости, реализацију тендерских активности, изградњу рудника и термоелектране, као и све друге пратеће активности, процењује на 5 година. Другим речима најраније 2014. године, под условом да се са наведеним активностима започне 2009. године, може се очекивати почетак рада новог рудника са капацитетом за подмирење потреба термоелектране снаге између 250 и 400 MW. Због наведеног, пројекција производње рудника Штаваљ до 2012. године (табела 2.15) ће бити заснована на тренутном стању, узимајући у обзир тренд раста производње у последње четири године.

Табела 2.15. Пројекција производње рудника Штаваљ до 2010. године

Година	2009.	2010.	2011.	2012.
Производња (t)	74.000	85.000	100.000	100.000

2.4.1.5. Остали рудници ЈП ПЕУ

Остали рудници ЈП ПЕУ (Вршка Чука, Ибарски рудници, Боговина и Јасеновац) нису у програму модернизације и значајнијег повећања капацитета за производњу угља.

Предвиђено је да рудник Вршка Чука обустави производњу, тако да овај рудник неће бити укључен у пројекцију производње ЈП ПЕУ. Преостала три рудника ће се укључити у пројекцију 2009.-2012. година (табела 2.16). У руднику Боговина, због лимитираног тржишта и изузетно високог учешћа ситних класа лошег квалитета, такође је могућа обустава производње.

Табела 2.16. Пројекција производње преосталих рудника ЈП ПЕУ до 2012. године

Производња по рудницима (t/год)	2009.	2010.	2011.	2012.
Вршка Чука	10.000			
Ибарски рудници	60.000	120.000	120.000	150.000
Јасеновац	54.000	60.000	60.000	60.000
Боговина	33.000	40.000	40.000	40.000
ЈП ПЕУ	157.000	220.000	220.000	250.000

2.4.1.6. Пројекција производње рудника ЈП ПЕУ до 2012. године

Стратегијом развоја енергетике Републике Србије до 2015. године предвиђена је следећа производња угља из рудника ЈП ПЕУ: 2009. г. - 0,81 Mt, 2012. г. - 1,34 Mt и 2015. г. 1,50 Mt.

На основу изложене пројекције у овом извештају за период 2009.-2012. може се очекивати укупна производња приказана у табели 2.17.

Табела 2.17. Пројекција производње рудника ЈП ПЕУ до 2012. године

Производња по рудницима (t/год)	2009.	2010.	2011.	2012.
Вршка Чука	10.000	-	-	-
Ибарски рудници	60.000	120.000	120.000	150.000
РЕМБАС	145.000	150.000	220.000	250.000
Соко	108.000	170.000	220.000	220.000

Јасеновац	54.000	60.000	60.000	60.000
Боговина	33.000	40.000	40.000	40.000
Штаваљ	74.000	85.000	100.000	100.000
Лубница	66.000	100.000	100.000	235.000
ЈП ПЕУ	550.000	725.000	860.000	1.055.000

У 2009. години, као што је већ наведено, није могуће остварити производњу од 810.000 t, због кашњења реализације инвестиционих програма.

Повећање производње угља у 2012. години може се очекивати из следећих разлога:

- 1) почетак механизованог откопавања у јами Стрмостен (110.000 t/год.),
- 2) почетак механизованог откопавања у руднику Соко (220.000 t/год.),
- 3) почетак механизованог откопавања у руднику Лубница (235.000 t/год.).

Као што се из претходног излагања може видети, производња угља из данас активних рудника са подземном експлоатацијом предвиђена стратегијом за 2009. годину се не може остварити на пројектованом нивоу, али у 2012. години се може приближити том нивоу, уз потребна улагања. Отварањем нових производних погона, наведених у овом документу, планирана производња угља из подземне експлоатације може се значајно премашити, чиме би се рудници привредних друштава Колубара и Костолац релаксирани потребе снабдевања ТЕ Морава, индустрије и широке потрошње, што је веома важно за енергетски сектор Републике Србије.

2.5. ПРОГРАМИ И ПРОЈЕКТИ ИЗГРАДЊЕ НОВИХ И/ИЛИ ЗАМЕНСКИХ КАПАЦИТЕТА ЗА ПРОИЗВОДЊУ УГЉА

2.5.1. Заменски капацитети

У тачки 4.1. ће бити описани програми изградње заменских капацитета за руднике који су већ идентификовани и поседују инфраструктуру која би се могла искористити, као што су: РЕМБАС, јама Стрмостен, и јама Равна Река, РМУ Соко и РЛ Лубница. Такође ће бити описани и програми за лежишта угља која су потенцијална за подземну експлоатацију као што су Штаваљ и Ћириковац, на којим се врши експлоатација, али као заменски капацитет предвиђа се изградња нових рудника.

Рудник мрког угља РЕМБАС

Одрживи рад у јами Стрмостен може остварити применом механизованог откопавања, уз процењени годишњи капацитет од око 110.000 t. Без обзира на методу експлоатације која би се применила, период инвестиционе изградње је процењен на око 3 године. Укупна дужина капиталних просторија које би требало изградити ради отварања преосталих резерви угља у јами Стрмостен је око 2.500 m, при чему би се у функцији задржале постојеће капиталне просторије (GN-1, прекоп на к+45, слепо окно и VN). Процена инвестиционе изградње од 2 године је заснована на претпоставци израде подземних просторија применом савремених решења подграђивања уз значајно већу динамику напредовања.

Јама Равна Река је предвиђена као заменски капацитет за јаму Сењски Рудник. У периоду од наредне 2-3 године предвиђа се престанак експлоатације у јами Сењски Рудник и почетак експлоатације у јами Равна Река. Планирани

капацитет овог погона је 100.000 t/год, с тим да би у првој години рада (2011. година) производња била на нивоу од око 40.000 тона угља.

Рудник мрког угља Соко

Изградња заменског капацитета у руднику Соко је практично већ у току, с тим да треба нагласити да се ради о изградњи новог рудника у источном крилу „Централног поља”. Изградња овог капацитета би дугорочно решила питање производње у руднику Соко. До сада су реализоване активности прве фазе односно израђене су просторије у дужини од око 2500 m (GTN-1, GTN-2, GTN-3, GVN-1, GVN-1 и навозиште на коти 170,0 m) и успостављено је проточно проветравање наведених просторија. У оквиру наступајуће друге фазе потребно је израдити просторије отварања I хоризонта у дужини од 2480 m, чиме би се завршило отварање лежишта и створили услови за његову разраду односно почетак експлоатације.

Период потребан за реализацију друге фазе, односно израду просторија, се процењује на 2,5 до 3 године.

У новом руднику би било неопходно механизовати процес откопавања уз годишњи капацитет од 300.000 t. Дужина откопног поља зависила би од рударско-геолошких услова, а у највећој мери од континуитета угљеног слоја у правцу пружања.

Рудник лигнита Лубница

Активности на изградњи заменског капацитета Осојно - југ су у завршној фази, и то у смислу израде капиталних просторија.

Рудник Лубница има ограничено тржиште, а проблеми пласмана већег обима производње би се могли превазићи изградњом енергетског постројења топлане-електране у Зајечару. Изградња ове топлане-електране представља реалну могућност, имајући у виду да постоје потенцијални инвеститори.

Рудник мрког угља Штавал

Основни ограничавајући фактор развоја рудника Штавал је његова географска изолованост и високи трошкови транспорта угља до потрошача. Рударско-геолошки фактори фаворизују механизовано откопавање у овом руднику и не представљају лимитирајуће услове за остваривање високе производње. Изградњом термоелектране у близини рудника трошкови транспорта би се свели на минимум.

За рудник Штавал постоји документ (прифизибилити студија) о могућности његовог развоја, који је урадила реномирана немачка консултантска фирма DMT GmbH у сарадњи са Рударско-геолошким факултетом из Београда (2007.) и словачком фирмом S.E.S, а којом се предвиђа изградња термоелектране снаге 320 MW и за њене потребе отварање високо продуктивног рудника са подземном експлоатацијом. Овим активностима узети су у обзир огроман потенцијал Штавалског лежишта (преко 180 Mt резерви мрко-лигнитског угља) и неопходност изградње нових енергетских капацитета у Републици Србији.

За потребе електране снаге 2 x 160 MW потребно је 210 t/h угља ДТС 13800 kJ/kg. За расположивост од 8000 часова годишње потребно је 1,68 милиона тона чистог угља. За ову потребу термоелектране неопходно је откопати 2,24 милиона тона равног угља годишње. Предвиђено је механизовано широкочелно одступно откопавање са годишњом производњом од 2,3 милиона тона равног угља (2,24 мил. тона за потребе термоелектране и око 60.000 тона за потребе традиционалних купаца).

Укупна дужина свих просторија које је потребно изградити да би се отпочело са производњом износи 13.000 m, а процењује се да производња може почети за три године (36 месеци).

Укупан век експлоатације угља само из Западног био би око 64 године. Ако се узме у обзир да се експлоатација може касније организовати и Источно, Централном, па и Јужном пољу, које је недовољно истражено и где су резерве преко 50 милиона тона, извесно је да се век експлоатације може утврдити на око 100 година. Овај податак свакако представља респектабилну полазну основу за разматрање могућности изградње савремених рударских и енергетских капацитета на подручју Сјеничког угљеног басена.

Резерве угља у лежишту Штавал

Категорија	Резерве (t)			Резерве према „JORC” стандарду (t)	
	Билансне	Ванбилансне	Укупно	Measured (A+B)	Indicated (II)
Источно поље					
A	11.598.230	-	11.598.230	29.767.680	-
B	18.169.450	-	18.169.450		
A+B	29.767.680	-	29.767.680		
Централно поље					
A	345.562	988.753	1.334.315	10.276.169	-
B	9.930.607	4.948.297	14.878.903		
Ц _I	-	107.926	107.926		
A+B+Ц _I	10.276.169	6.044.976	16.321.145		
Западно поље					
B	84.569.760	801.790	85.371.550	84.596.760	62.546.720
Ц _I	62.546.720	862.780	63.409.500		
B+Ц _I	147.116.480	1.664.570	148.781.050		
Укупно	187.187.329	7.709.546	194.869.875	124.640.609	62.546.720
Јужно поље	-	-	>50.000.000	-	-

Ћириковац

Значајне количине преосталих резерви лигнита у лежишту Ћириковац (B+Ц_I $\cong$ 119 мил. тона) и врло повољни геолошки услови фаворизују подземну експлоатацију ових резерви у овом делу Костолачког басена. Другим речима, слојне прилике и услови радне средине су такви да омогућују примену нових технологија и савремене опреме за подземну експлоатацију угља, чиме би се обезбедили високи учинци, и сигурност и безбедност запослених. Резултати прорачуна масе угља у ограниченом експлоатационом пољу II и III угљеног слоја у лежишту Ћириковац дати су у табели 2.18. Експлоатационо поље обухвата све билансне резерве B и Ц_I категорије, према Елаборату о резервама из 2001. године.

Преглед средњих вредности доње топлоте сагоревања и садржаја пепела у II и III угљеном слоју лежишта Ћириковац дат је у табели 2.19.

За експлоатацију би се могла применити метода одступног широког чела са механизованим процесом откопавања, уз обарањем кровинског дела угљеног слоја. На овај начин би се могао остварити годишњи капацитет од око 1.970.000 t равнoг угља.

Табела 2.18. Маса угља у лежишту Ћириковац

КОТЕ		МАСЕ (t)
Од	До	
МАСЕ(t) II УГЉЕНОГ СЛОЈА		

0.0	80.0	24,194.950
МАСЕ (t) I БАНКА III УГЉЕНОГ СЛОЈА		
-100.0	50.0	39,016.352
МАСЕ (t) II БАНКА III УГЉЕНОГ СЛОЈА		
-110.0	40.0	49,804.184
МАСЕ (t) III БАНКА III УГЉЕНОГ СЛОЈА		
-120.0	30.0	23,518.702

Укупна дужина свих просторија које је потребно изградити да би се отпочело са производњом износи 14.970 m, а процењује се да производња може почети за три године (36 месеци).

Табела 2.19. Преглед средњих вредности доње топлоте сагоревања и садржаја пепела

Литолошки члан	Средња вредност ДТС (MJ/kg)	Средња вредност садржаја пепела (%)
II угљени слој	9,7178	18,4
I банак III угљеног слоја	10,2289	18,2
II банак III угљеног слоја	10,2479	16,8
III банак III угљеног слоја	9,6391	19,8

Укупан век експлоатације лигнита из I и II банке би био око 46 година. Ако се узме у обзир да се експлоатација лигнита може касније организовати и у III банку извесно је да се век експлоатације само из III слоја у лежишту Ћириковац, може утврдити на око 60 година. Значи око 119 милиона тона лигнита и око 60 година подземне експлоатације представљају реалну полазну основу за изградњу савремених индустријских и енергетских капацитета на подручју Костолачког угљеног басена.

Дефицит Републике Србије у квалитетнијим угљевима може овим пројектом бити смањен, ако се има у виду да широка потрошња користи и релативно нижи квалитет угља, нарочито у руралним подручјима. Елаборатом су потврђене раније претпоставке да преостале резерве лежишта Ћириковац могу бити реално билансиране на средњи и дуги рок у енергетској стратегији земље.

2.5.2. Нови капацитети за производњу угља

У тачки 4.2. ће бити описани програми изградње нових капацитета за производњу угља као што су Мелница и Пољана, а за које не постоји инфраструктура која би се могла искористити.

Мелница

Извршена истраживања у оквиру елабората о резервама и расположива документација указују на велике могућности организовања савремене подземне експлоатације угља која би у тржишним условима пословала рентабилно у дугорочном периоду. Геолошким истраживањима је идентификована блоковска структура лежишта, при чему су у четири идентификована блока утврђене резерве од око 33,5 милиона тона угља. С обзиром да лежиште угља није потпуно истражено, капацитет рудника треба решавати у етапама и то:

- 1) У првој етапи се може предвидети капацитет од 730.000 t равнoг угља. Експлоатацију и прераду у I етапи треба предвидети у геолошким блоковима који при садашњем степену извршених геолошких истражних радова, омогућавају најкраћи временски рок отварања рудника.
- 2) При решавању начина отварања рудника потребно је имати у виду и експлоатацију осталих геолошких блокова као и повећање капацитета годишње производње на 1.200.000 t равнoг угља. Наведени максимални

капацитет производње ровног угља зависиће од резултата допунских геолошких и рударских истражних радова.

Према идентификованим експлоатационим условима лежишта угља Мелница, узимајући у обзир све анализиране елементе утицаја који опредељују избор методе и технологије откопавања може се применити метода широког чела са комбинованим системом откопавања. У прикровинском делу угљеног слоја може се применити метода широког чела са применом комплексне механизације у систему хоризонталне концентрације уз зарушавање кровине у откопани простор. У приподинском делу угљеног слоја може се применити метода широког чела са применом комплексне механизације у систему хоризонталне и вертикалне концентрације уз зарушавање откопаног простора.

Пољана

Респектабилне резерве угља и инвестициони програм урађен 1983. године потврђују да је лежиште Пољана озбиљан енергетски потенцијал Србије.

Угаљ се може експлоатисати из две јаме: Виногради, са експлоатационим резервама од 14 мил. тона и Бресје, са експлоатационим резервама од 17 мил. тона. У обе јаме угаљ се може откопавати методом механизованог широкочелног откопавања са годишњом производњом од око 600.000 тона ровног угља квалитета ДТС 10.450 kJ/kg.

2.5.3. Лежиште уљних шкриљаца Алексинац

У пододељку 2.1. овог Програма детаљно су обрађена лежишта уљних шкриљаца у Републици Србији. У овој делу, је анализирана сировинска база алексиначких уљних шкриљаца, са аспекта енергетског потенцијала. Имајући у виду да је реч о 2,1 милиарде тона резерви, овом лежишту је, као енергетском потенцијалу Републике Србије, свакако неопходно придати адекватан значај.

Из лежишта уљних шкриљаца у Алексиначком басену могуће је организовати експлоатацију, без већих потешкоћа. Стратешко опредељење треба да буде да ли овај енергент треба користити у термоелектранама, за производњу електричне енергије, или познатим технолошким поступцима („Kiviter” и „Galoter”) за производњу синтетичке нафте. Овде ћемо истаћи да искуства једине три земље које користе уљне шкриљце у комерцијалне сврхе (Кина, Естонија и Бразил) говоре да је производња синтетичке нафте економски исплативија.

У табели 2.20. приказане су резерве уљних шкриљаца у пољима Дубрава, Морава и Логориште, као и укупне резерве у Алексиначком басену.

ТАБЕЛА 2.20. УКУПНЕ РЕЗЕРВЕ УЉНИХ ШКРИЉАЦА У ЛЕЖИШТУ АЛЕКСИНАЦ

КАТЕГОРИЈА	РЕЗЕРВЕ (t)		
	НЕПОРЕМЕЋЕНЕ	ПОРЕМЕЋЕНЕ	ГЕОЛОШКЕ
ПОЉЕ ДУБРАВА			
A	10 486 570	54 912 260	65 398 830
B	119 533 010	16 541 880	163 074 890
A+B	130 019 580	71 454 140	201 473 720
C1	134 051 380	43 354 250	177 405 630
A+B+C1	264 070 960	114 808 390	378 879 350
C2	30 000 000	-	30 000 000
A+B+C1+C2	294 070 960	-	408 879 350
ПОЉЕ МОРАВА И ЛОГОРИШТЕ			
A	11 613 190	-	11 613 190
B	100 929 880	-	100 929 880
A+B	112 543 070	-	112 543 070
C1	179 613 370	125 563 100	305 176 470
A+B+C1	292 156 440	125 563 100	417 719 540
C2	665 808 190	450 415 730	1 116 223 930
A+B+C1+C2	957 964 630	578 978 830	1 533 943 470
УКУПНО			
A	22 099 760	54 912 260	77 120 020
B	220 462 890	16 514 880	237 004 770
A+B	242 562 650	71 454 140	314 016 790
C1	313 664 750	168 917 350	482 582 100
A+B+C1	556 227 400	240 321 410	796 598 890
C2	695 808 190	450 415 730	1 146 223 920
A+B+C1+C2	1 252 035 590	690 787 220	1 942 822 810

2.6. ПРОЦЕНА ПОТРЕБА ЗА ИЗРАДОМ НОВИХ ДОДАТНИХ АНАЛИЗА

Поред наведених рудника угља, у Републици Србији је у мањој или већој мери истражено преко 25 локалитета, који могу бити предмет комплексне техничко-економске анализе са реалним очекивањем да већи број може дати позитивне ефекте у производњи угља. Чињеница да постоје технологије сагоревања које омогућавају економично и еколошки прихватљиво коришћење угљева са високим процентом пепела (до 60%), влаге (до 60%), сумпора, отвара шире могућности за избор метода и технологија подземне експлоатације које омогућавају знатно ниже трошкове производње.

У табели 2.21. приказани су потенцијали малих лежишта (Јерма, Ртањ, Деспотовачки басен, Драгачевски басен, Западно-моравски басен и др.) од којих је већи део погодан за подземну експлоатацију [2].

Табела 2.21. Укупне резерве малих лежишта угља Србије (10^6 t)

Врста угља	Резерве			
	Билансне	Ванбилансне	Потенцијалне	Геолошке
Антрацит	1.51	-	-	1.51
Камени	16.19	1.26	27.75	17.45
Мрки	119.21	20.91	6.4	140.12
Мрко-лигнитски	228.55	62.49	29.92	291.04
Укупно угаљ	365.46	84.66	64.07	450.12

Имајући у виду захтеве за потребним капацитетом производње угља и за применом савремене механизоване технологије подземне експлоатације, с једне стране, као и геолошке резерве, геомеханичке карактеристике кровине и подине угљених слојева, квалитет угља, с друге стране, у циљу објективнијег сагледавања могућности подземне експлоатације лежишта угља из рудника који су наведени као заменски капацитети потребно је, након резултата предметне анализе, предузети следеће активности:

- 1) изградити потребну геолошку документацију и извршити доистраживање лежишта у смислу превођења потенцијалних Ц₂ резерви у билансне категорије, односно урадити или иновирати елаборате о резервама,
- 2) извршити додатна геофизичка испитивања у функцији дефинисања сеизмо-тектонских услова,
- 3) извршити израду опитних подземних рударских просторија у лежиштима како би се дефинисали сви потребни параметри везани за стабилност просторија и могућност примене савремених метода подземне експлоатације угља,
- 4) приступити изради студије изводљивости подземне експлоатације преосталих резерви угља у лежишту,
- 5) извршити технолошке, полуиндустријске и остале пробе по питању откопавања, прераде и коришћења угља,
- 6) изградити анализе утицаја на животну средину експлоатације и коришћења угља из дотичних лежишта,
- 7) прибавити потребну документацију (пројекти, различите анализе) предвиђену законском регулативом.

Потребно је да Министарство рударства и енергетике у сарадњи са министарствима надлежним за трговину, заштиту животне средине и др. започне активности на развијању и унапређењу модела контроле тржишта угља. Контрола промета угљем би подразумевала повишен степен активности по питању: издавања лиценци снабдевачима тржишта широке потрошње, контролу квалитета угља који се користи у термоелектранама и индустрији, контролу начина складиштења угља, контролу еколошких ефеката експлоатације и сагоревања угља и др. Поменуте активности, треба усагласити са регулативом и стандардима ЕУ, с обзиром на опредељење Републике Србије по питању придруживања овој заједници.

2.6.1. Лежишта урана

Лежишта урана у Републици Србији и њихове карактеристике детаљно су описана у тачки 1.3 овог извештаја. Овде ћемо посебно истаћи да су лежишта која су највише истражена погодна за подземну експлоатацију и да је судбина даљих истраживања лежишта урана у Републици Србији у функцији стратегије развоја минерално-сировинског комплекса и енергетике наше земље, тј. њеног опредељења на нуклеарне сировине као потенцијалне енергетске изворе. У целини оцењено, остварени степен истражености Републике Србије са аспекта резерви урана је низак. Потребна су велика додатна улагања у даља истраживања бушењем, јамским истражним радовима и, посебно, технолошка испитивања.

2.7. ЗАКЉУЧНА РАЗМАТРАЊА

Посматрајући лежишта угља односно чврстих фосилних горива (угаљ и уљни шкриљци) која се могу експлоатисати неком од метода подземног откопавања може се констатовати да овај ресурс, дугорочно, представља веома респектабилан енергетски потенцијал, имајући у виду билансиране резерве.

Као што се угаљ из лежишта Штаваљ, Ћириковац или Лубница може користити за производњу електричне или топлотне енергије у новоизграђеним или већ постојећим термоенергетским постројењима, тако се и угаљ из других наведених лежишта (Соко, Мелница, Пољана, Јерма) може користити за исту или сличну намену (термоенергетски објекти или друга индустријска постројења и домаћинства), док се уљни шкриљци првенствено могу користити за производњу синтетичке нафте.

Ако се има у виду усвојена Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2015. године која је дефинисала раст енергетских потреба и производње електричне енергије уз повећано учешће домаћих енергетских извора, и ако се има у виду чињеница да достизање пројектованих капацитета, посебно на коповима „Колубаре” може да касни, не би требало потпуно елиминисати чињеницу да два лежишта, Штаваљ и Ћириковац, могу обезбедити производњу од око 2-4 милиона тона угља годишње. На локалитету Штаваља требало би изградити нови рудник и термоелектрану, снаге између 300 и 400 MW. У Ћириковцу би у релативно кратком року могла започети подземна експлоатација, уколико се на време предузму активности на изради потребне документације.

Угљем рудника Лубница могла би се у потпуности снабдевати нова топлана-електрана у Зајечару, што би у великој мери допринело унапређењу енергетског сектора у том крају, уштеди електричне енергије и значајном смањењу загађења и деградације животне средине.

Подизањем производње угља из рудника Соко на око 300.000 тона годишње отворила би се могућност снабдевања новог локалног термоенергетског објекта и значајно би се поправило и олакшало снабдевање овим енергентом традиционално поузданих индустријских потрошача у Нишу, Књажевцу и другим околним местима, и обезбедило би се поуздано снабдевање великог броја домаћинства овим квалитетним угљем.

Угљем из лежишта Јерма, на пример, уредно се може снабдевати индустрија гумених производа „Тигар” из Пирота. Иако су резерве у овом лежишту процењене на око 6 милиона тона, за њихову експлоатацију је прибављена скоро сва потребна документација и лако се могу организовати прве активности. Поступак за експлоатацију угља из рудника Јерма се са успехом може применити и на друга мања лежишта, наведена у овом документу, чиме се може обезбедити уредно снабдевање угљем локалних корисника.

Потенцијали лежишта Пољана и Мелница су одавно познати. С обзиром на чињеницу да би за експлоатацију угља из ових лежишта требало отворити нове руднике, сматрамо да је потребно ове потенцијале учинити атрактивним приватном сектору за инвестирање и активирање.

Потенцијал уљних шкриљаца у алексиначком басену је такав да се може дугорочно организовати производња синтетичке нафте на годишњем нивоу од 100.000 до 500.000 тона, у зависности од процене инвеститора. Овде треба напоменути да би се у првих неколико година експлоатација уљних шкриљаца у алексиначком басену могла организовати и површинском експлоатацијом, док би у наредној фази и дугорочно једино подземна експлоатација била применљива.

Све наведено иде у прилог констатацији да ресурси који се односе на енергетски потенцијал који представљају фосилна горива чија се експлоатација може организовати подземним откопавањем, не треба за буду запостављени, већ детаљније анализирани и што пре активирани. Овој констатацији иде у прилог и чињеница да промене закона о енергетици у статус повлашћених произвођача

електричне енергије (до 10 Mw_e) сврставају произвођаче и инвеститоре који као извор топлоте користе домаћа фосилна горива у постројењима ко-генерације.

Што се тиче урана, у овом документу су наведена лежишта, резерве и квалитет, у циљу евидентирања потенцијала и енергетског значаја овог ресурса.

На крају, треба напоменути и чињеницу да је недавна зимска криза снабдевања гасом европских земаља, вратила у први план неколико битних принципа сваке енергетске политике: сигурност снабдевања енергијом, важност правилног избора оптималне комбинације горива и енергената, више снабдевача енергијом и енергентима, максимално коришћење локалних горива и одговорност локалне самоуправе у обезбеђивању енергије за становништво и индустрију, што је услов за енергетску безбедност државе.

3. НАФТНА ПРИВРЕДА

Процес реструктурирања и реорганизације јавног предузећа Нафтна Индустрија Србије (НИС) започео је 2005. године формирањем два јавна предузећа („Србијагас” и „Транснафта”) и акционарског друштва НИС а.д. Нови Сад. Процес приватизације НИС а.д. дефинисан је Међудржавним споразумом између Владе Републике Србије и Владе Руске Федерације о сарадњи у области нафтне и гасне привреде, потписаним јануара 2008. године у Москви што је ратификовано законом о потврђивању споразума у парламенту Републике Србије септембра 2008. године. Приватизација Нафтне Индустрије Србије завршена је 25. јануара 2009. године потписивањем Уговора о продаји и куповини 51 одсто акција НИС а.д. Нови Сад од стране руске компаније ОАД Газпром Њефт у износу од 400.000.000,000 евра. Енергетским споразумом потписан је и Меморандум о разумевању за модернизацију подземног складишта гаса Банатски Двор и документ „Основни услови за основни споразум о сарадњи” којим се одређују основни услови за споразум о изградњи магистралног гасовода Јужни ток кроз Србију.

Треба нагласити да ће даља технолошка модернизација постојећих енергетских извора/објеката и градња нових, укључујући и увођење енергетски ефикасних и еколошки прихватљивих технологија у нафтном сектору зависити од новог власника. Програм обнове и модернизације технолошког комплекса НИС-а према прилогу 2. Уговора о продаји захтеваће инвестиције у износу од 547.000.000,000 евра.

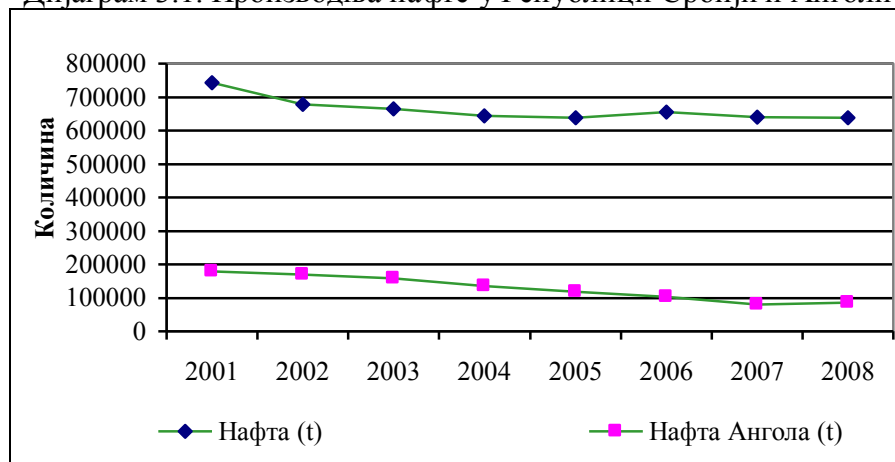
3.1. ИСТРАЖИВАЊЕ И ПРОИЗВОДЊА НАФТЕ И ГАСА

3.1.1. Расположиви производни капацитети и њихове карактеристике

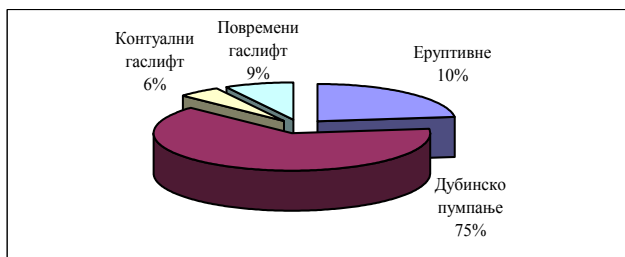
Производња нафте и гаса у Србији обавља се на 59 нафтних и гасних поља са 144 лежишта и приказана је на дијаграму 3.1. Производња нафте у Анголи такође је приказана на дијаграму 3.1. Производња нафте и раствореног гаса одвија се на око 815 бушотина на којима су примењене различите методе експлоатације чија заступљеност је приказана на дијаграму 3.2.

Угљоводонични гас производи се на око 100 бушотина, а CO₂ гас се производи на две бушотине.

Дијаграм 3.1. Производња нафте у Републици Србији и Анголи



Дијаграм 3.2. Заступљеност метода експлоатације

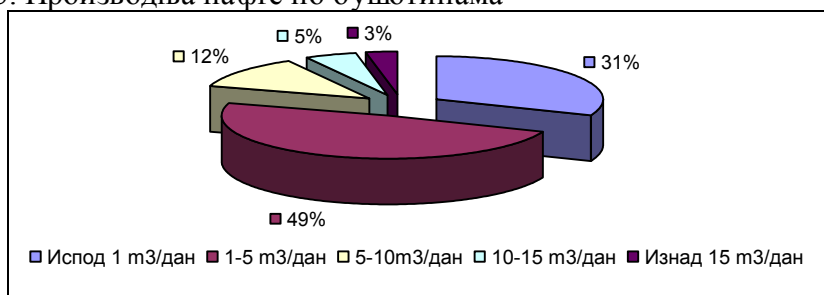


Производња нафте, услед исцрпљивања постојећих резерви и смањеног обима истраживања, има тенденцију пада и варира на годишњем нивоу, а у просеку се кретала испод 4% годишње. Међутим, важно је истаћи да је природни пад производње нафте са око 9% у 2002. у односу на 2001. годину смањен на испод 1% у 2005. у односу на 2004. годину, да би током 2006. и 2007. године био практично заустављен и забележен благи пораст производње. Током 2008. године производња нафте је остала на истом нивоу. Ово значи да је природни пад производње нафте заустављен, што је један од кључних циљева. У наредном периоду треба очекивати исти ниво производње који ће бити одржив захваљујући пуштању нових бушотина у производњу.

Производња нафте у Анголи опадала је у просеку на годишњем нивоу око 15%, што је била последица промене оператера и флуктуације вредности долара на светском тржишту, да би 2007. године достигла најнижу вредност од 78.928 тона. У 2008. години производња се стабилизовала и остварила благи пораст на нивоу од око 85.000 тона. Планирана инвестиција за бушење нових бушотина од 12.000.000 USD није реализована па због тога није остварено значајније повећање производње.

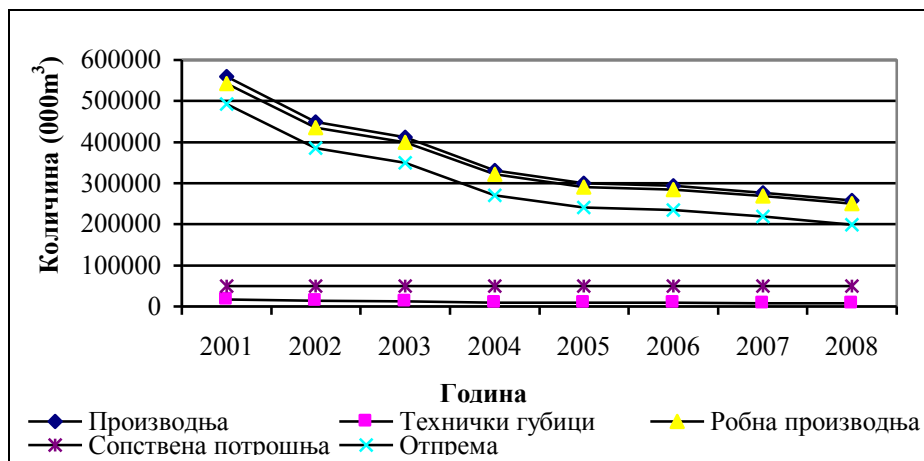
Дневна производња нафте у земљи по бушотинама креће се од 0,5 м³/дан до 20 м³/дан и њена анализа је приказана на дијаграму 3.3., која указује на значајну заступљеност ниско продуктивних бушотина.

Дијаграм 3.3. Производња нафте по бушотинама



Остварена производња природног гаса са техничким губицима и сопственом потрошњом приказана је на дијаграму 3.4. У посматраном периоду (2001-2008.) евидентан је пад производње природног гаса, а сагласно томе и робне производње и отпреме гаса. Производња природног гаса у 2008. години мања је за 7,5% у односу на производњу остварену у 2007. години, што је последица исцрпљености резерви и очувања гасне капе на пољу Мокрин због производње нафте. Технички губици варирају у мањој мери на годишњем нивоу, а у просеку за посматрани период износе око 3,5% годишње. Интересантно је, међутим, да сопствена потрошња природног гаса не опада у складу са смањењем производње, већ задржава исти ниво. Наиме, сопствена потрошња природног гаса у односу на робну производњу у 2005. години износила је око 17%, да би у 2008. години она била већа од 20%.

Дијаграм 3.4. Домаћа производња природног гаса са сопственом потрошњом и техничким губицима



Технолошки капацитети на станицама за припрему, сабирање и отпрему нафте и гаса су за садашње услове предимензионисани јер су изграђени за знатно већу производњу од садашње. Такође, највећи број технолошких процеса, постројења и опреме припада другој и трећој генерацији технолошког развоја из периода 70-их и 80-их година прошлог века, застарео је и не задовољава актуелну производну, енергетску, еколошку и употребну ефикасност. Ради повећања поузданости рада, оперативне расположивости и уштеде енергије предузет је низ активности. У току је израда пројектно-техничке документације за изградњу Центра за сервисирање производне опреме у Елемиру.

У 2008. години у земљи су била ангажована четири бушаћа постројења. Ово представља велики пад обима бушења на нафту и гас у односу на претходни период са тенденцијом да се овакво стање настави у наредном периоду што озбиљно може довести у питање очекивана открића нових лежишта нафте и гаса. Овакво стање је свакако и последица великог степена истражености домаћег простора, а несклад између расположивих капацитета за бушење и обима бушења у земљи могао би се превазићи већим ангажовањем на припреми и пласману слободних извођачких ресурса на инотржишту.

Расположиви капацитети за бушење у земљи су: Ideco I – 1600 m, Ideco V - 2450 m, Ideco VI - 1850 m, R-IV – 3800 m, N-3 – 4500 m, BU 80 - 2600 m, BBA-60/II („Хидросонда”)-1300 m и 4 бушаћа постројења у иностранству: N-1 и N-2 до 6100 m, Continental Emsco -4500 m и Ideco VII - 4300 m. Такође, опрема НИС-Нафtagаса (Cardwell IV, савитљиви тубинг, азотно постројење, цементациони агрегат, алат на жици је и даље ангажована у иностранству - Туркменистан). Капитални ремонти бушаћих гарнитура урађени су на: N-1 у 2007.год., N-2 у 2006.год., С. emsco у 2007.год., Ideco-VII у 2005/2006. год., N-3-комплетирање у току. Просечна старост постројења за бушење је око 35 година, међутим, редовним одржавањем и ремонтима задржава се њихова функционалност, и тако ревитализована постројења и опрема се, уз нову, може пласирати и на инотржиште.

У области истраживања и производње нафте и гаса сертифициковани су следећи системи управљања:

- 1) QMS (систем управљања квалитетом) сертифицикован према стандарду JUS ISO

- 9001:2001 који је позитивно ресертификован у 2007. години;
- 2) EMS (систем заштите животне средине) сертифициован према стандарду JUS ISO 14001:2005 у 2007. години;
 - 3) Централна лабораторија акредитована је према стандарду JUS ISO IEC 17025 и у 2006. години успешно је изведен надзор према захтевима стандарда.

Један од приоритетних програма развоја у наредном периоду је даље унапређење сертифициованих система управљања. У НИС а.д.-у уведен је „Business intelligence” систем, САП-ов модул за подршку менаџменту у стратешком одлучивању који обухвата финансијске извештаје, извештаје из контроле и људских ресурса.

Коефицијент искоришћења билансних резерви нафте и гаса износи око 30%.

3.1.2. Заштита животне средине

Слојна вода, као редован пратилац процеса експлоатације угљоводоника, представља по количини доминанти отпад у току истраживања и производње нафте и гаса. У процесу производње нафте и гаса процентуално учешће слојне воде у укупној производњи флуида углавном је веће од произведене количине угљоводоника, посебно код производње нафте из лежишта са водонапорним енергетским режимом и/или као последица поодмакле фазе експлоатације лежишта угљоводоника, у каквом је стању највећи број лежишта данас. На основу података за 2008. годину, производњом нафте и гаса произведено је око 1 495 000 m³ слојне воде. Слојна вода се као отпад трајно одлаже тако што се преко 44 утисних бушотина враћа у слојеве одакле је потекла. Отпадна исплака са набушеним материјалом, која се као отпад појављује у процесу израде нафтних и гасних бушотина, и даље се привремено одлаже, а у току је реализација пројекта да се и овај отпад, у складу са принципима управљања отпадом (Waste Management), трајно одлаже инјектирањем преко утисних бушотина у дубоке геолошке формације на нафтном пољу Турија (CRI/Cutings Re-Injection). Процењене количине до сада одбачене, односно привремено одложене отпадне исплаке износе око 350 000 m³, са прогнозом да ће се на годишњем нивоу у будућности одбацивати још око 5 000 m³ додатних количина.

У области заштите животне средине реализовани су или је у току реализација следећих пројеката и програма:

- пројекат санације неконтролисане миграције CO₂ гаса на пољу Бечеј успешно је реализован;
- у току је извођење пројекта праћења миграције CO₂ на пољу Бечеј;
- у току је реализација пројекта праћења животне средине након санације неконтролисане миграције CO₂ гаса на пољу Бечеј која ће се вршити до 2012. године;
- израђена је студија трајног збрињавања отпада насталог у процесу истраживања и производње нафте и гаса;
- у току је реализација пројекта трајног одлагања отпадне исплаке инјектирањем на нафтном пољу Турија југ (пилот тест бушотине);
- у току је завршетак израде главног пројекта система за прикупљање и спаљивање процесних флуида у погону течног нафтног гаса (ТНГ) у Елемиру;
- реконструкција система за третман и прихват отпадних вода из процеса-ТНГ Елемир –фаза пројектовања;
- санација постојеће депоније нафтног отпада-фаза пројектовања;
- завршена је рекултивација и озелењавање једног броја збирних депонија отпадне исплаке, а у плану је наставак рекултивације других отпадних локација;
- завршена је прва фаза изградње централне депоније отпадне исплаке у Новом

Милошеву;

- току је доградња система за одвајање, пречишћавање и одлагање лежишне воде на СОС Сираково;
- извршена су унапређења складишног простора.

3.1.3. Програми и пројекти развоја

Висок степен истражености домаћег нафтно-гасног геолошког простора захтева да се изврши осавремењивање и оптимизација истраживања преосталог перспективног истражног простора како би се у њему откриле адекватне резерве угљоводоника, ублажио пад производње нафте, односно допринело повећању производње нафте и гаса. Нови истражни пројекти односили би се на: истраживање неструктурних замки терцијара; истраживање мезозојског комплекса и истраживање и контурно-истражне радове са иностраним партнерима ради подела ризика код пројеката високог ризика.

У наредном периоду може се очекивати откривање ограниченог броја малих нафтних и гасних лежишта која се у билансу производње могу калкулисати после 2008. године у обиму до 10% у односу на садашњу производњу нафте и гаса.

Постигнут је релативно висок коефицијент искоришћења (исцрпљеност) постојећих већих лежишта нафте и гаса, а са тиме је дошло и до перманентног природног пада производње нафте и гаса (касна фаза експлоатације лежишта). Преостале придобиве резерве нафте и гаса су релативно малог обима и ниског експлоатационог квалитета (зрела и касна фаза експлоатације постојећих лежишта, која захтева нове технологије и методологије производње и разраде, а са тиме и повећање трошкова).

За одређена лежишта неопходно је применити такозване „IOR” (Improved Oil Recovery) технологије које се односе на побољшање нафтне придобивости и подразумевају интеграцију допунских („EOR”-Enhanced Oil Recovery) метода производње са секундарним методама заједно са напредним стимулативним технологијама. Ове технологије које дају добре резултате у свету потребно је примењивати по принципима комплексне оптимизације разраде лежишта („IRO”-Integrated Reservoir Optimization) формирањем интегрисаних стручних тимова у затвореном циклусу управљања лежиштем. Такође, за одређена лежишта која су касној фази производње и са високим коефицијентом искоришћења неопходно је применити такозвану „стратегију потпуног искоришћења лежишта” која подразумева поступност увођења нових технологија у четири етапе од најједноставнијих и најјефтинијих (разне хемијске, таласне и др.) до такозваних деструктивних технологија („reentry”, фрактурирање, хидродеформационе методе и др.). Примене нових технологија у повећању производње могу допринети најмање 10% повећању коефицијента искоришћења лежишта.

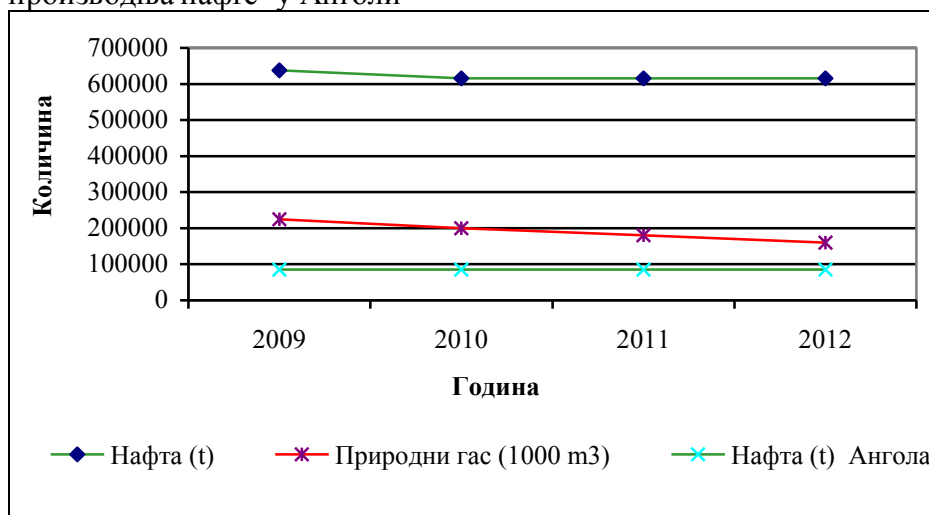
Такође, потребно је применити одговарајуће хемијске методе за смањење производње слојне воде, обзиром на веома велики проценат учешћа слојне воде при производњи нафте, а у циљу смањења трошкова производње.

У циљу одржавања постојећег нивоа производње нафте и гаса у земљи, реализовани су и планирани следећи пројекти:

- 1) у оквиру истраживања најкомплекснији пројекат је била реализација 3Д сеизмичких испитивања на простору Меленачке депресије у обиму од 290 m². Такође примењена је 3Д сеизмичка метода на простору Острова код Пожаревца и на другим локацијама у Војводини;

- 2) планирани пројекат регионалних нафтно-геолошких истраживања на подручју источне Србије чији је значај у отварању перспективе повећања истражног простора на целу Републику Србију;
- 3) израда студије оправданости утискивања CO_2 на нафтном пољу Кикинда;
- 4) у току је студија стања разраде лежишта М+ТГ поља Кикинда варош –фаза симулације лежишта - допунске методе производње утискивањем CO_2 ;
- 5) пројекат реализације пилот теста интензификације производње на нафтном пољу Велебит лежиште II;
- 6) пројекат за експлоатацију гасно-кондензатног лежишта „Меленци-дубоко” који је у завршној фази и треба да повећа производњу гаса за 90.000 m^3 , а кондензата 80 m^3 дневно;
- 7) пројекат израде хоризонталних и „reentri” бушотина је примењен на више локација;
- 8) Прогноза производње нафте и природног гаса у земљи, као и нафте у Анголи, приказана је на дијаграму 3.5.

Дијаграм 3.5. Пројекције производње нафте и природног гаса у Републици Србији и производња нафте у Анголи



Због ограничености домаћег истражног простора стратешки циљ је и проширење експлоатационог простора оријентацијом на иностранство, у циљу обезбеђивања концесија кроз самостално или партнерско наступање. На проналажењу концесија интензивно се радило у протеклом периоду на подручју Русије, бивших република Совјетског Савеза, Судана, Јемена, Омана, Ирана, Ирака и другим локацијама где је анализирано око 50 концесионих блокова, али до њихове реализације није дошло.

Потребно је обезбедити почетно 5-10 милиона тона придобивих резерви нафте, са могућношћу њиховог раста до 20 милиона тона, истраживањем и/или куповином нових резерви нафте на бази прихода претходних портфолија - по узору на светске нафтне компаније и остварити производњу нафте из иностранства у износу од минимум 1,0 мил. t/год, уз стварање услова за даљи раст производње.

Такође, потребно је искористити могућност ангажовања слободних техничко-технолошких сервисних капацитета на сопственим концесијама, са циљем валоризације и упослења постојећих ресурса на нафтном светском тржишту на најпрофитабилнији начин, што ће их учинити профитабилнијим у односу на досадашње ангажовање, које је углавном подизвођачко.

Независно од продаје НИС а.д., држава као власник 49% акција требала би да

настави и интензивира активности у тражењу и обезбеђивању концесија кроз одређене модалитете.

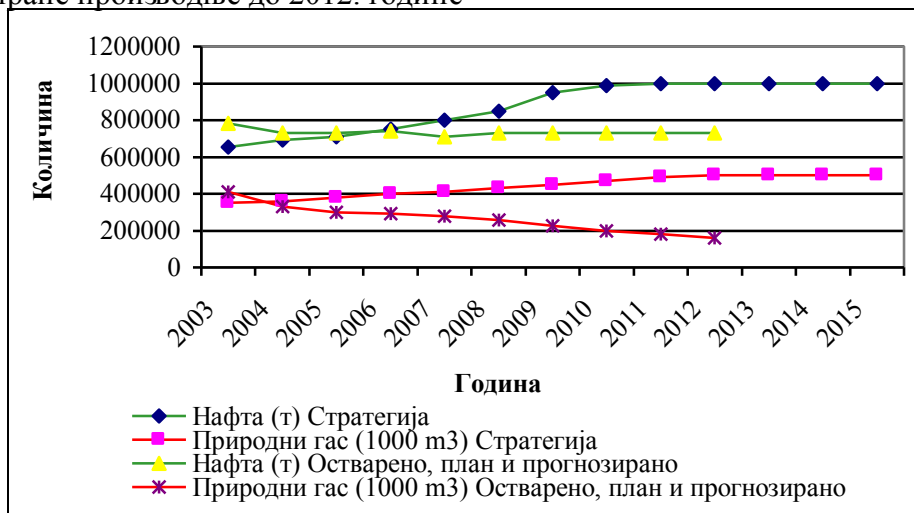
Производња нафте и гаса по основу нових концесија у иностранству није балансирана у прогнозама за период 2009-2012. године.

На основу приказа прогнозне производње у периоду 2009–2012. године може се извести следећи закључак:

- 1) прогнозна производња нафте у земљи у варијанти средњег реалног ризика истраживања имаће стабилан тренд на годишњем нивоу од око 620.000 тона;
- 2) прогнозна производња природног гаса имаће природни пад по просечној годишњој стопи између 11-13% годишње;
- 3) производња нафте у Анголи, уз мање варијације, практично има стабилан тренд на нивоу нешто испод 90.000 тона на годишњем нивоу.

На дијаграму 3.6. дат је однос домаће производње нафте и природног гаса из Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године, и остварене, планиране и прогнозне производње у периоду 2003–2012. године.

Дијаграм 3.6. Однос домаће производње нафте и природног гаса према Стратегији развоја енергетике Републике Србије до 2015. године, и остварене, планиране и прогнозиране производње до 2012. године



Производња нафте (у земљи и иностранству) од 2005. године успоставља стабилан тренд, изузев мањег пада у 2007. години због Анголе, између 750.000 – 800.000 тона/год. Међутим, од 2007. године прогнозна производња је мања од производње предвиђене Стратегијом развоја енергетике Републике Србије до 2015. године, тако да је 2008. године она мања за око 120.000 тона, а сличан тренд ће бити задржан до 2012. године. Производња природног гаса већ у 2004. године има тренд пада у односу на производњу предвиђену Стратегијом развоја енергетике Републике Србије до 2015. године, који се временом повећава, тако да је 2008. године остварена производња мања за око 173 милиона m^3 , а сличан тренд ће бити задржан до 2012.године.

3.1.4. Програм диверзификације делатности

Поред тога што је НИС-Нафгагас значајан произвођач енергетских минералних сировина, он је такође и велики потрошач енергије за сопствене потребе. Полазећи од потребе за рационалном потрошњом енергената, један од

циљева НИС-Нафтагаса је и реализација програма диверзификације делатности тамо где за то постоји економска оправданост, првенствено имајући у виду коришћење недовољно искоришћених или уопште некоришћених енергетских ресурса за локалну и аутономну производњу енергије за своје потребе (когенерација), док би се вишак енергије могао пласирати, на пример ЕПС-у или другим гравитирајућим корисницима.

Процена је да би се у НИС-Нафтагасу, коришћењем недовољно или уопште неискоришћених енергетских ресурса (делимично исцрпљених лежишта гаса, каптажног гаса, киселог гаса), могли изградити диверзификовани системи за когенерацију, или мини ТЕ-ТО, укупне снаге око 30 MWeI, што се још свакако мора проверити и доказати студијама изводљивости. Веће постројење за когенерацију од 20 MWeI на киселом гасу било би на новом Милошеву, а остала постројења могу бити просечне снаге око 1 MWeI. На „УОС” Надрљан завршено је инсталирање гасмотор генератора чије је функционално испитивање у току. Гасмотор генератор ће обезбедити 300 kW електричне енергије за сопствене потребе и 400 kW топлотне снаге за грејање технолошких резервоара. Такође је на нафтном пољу Сираково пуштање гасмотор генератора снаге 380 kW у завршној фази. У плану је набавка когенерационих постројења на нафтним пољима Велебит и Кикинда поље, у зависности од успешности примене претходно наведеног. И на другим мањим сабирним станицама могуће је инсталирање гас мотор генератора мање снаге.

Коришћење отпадне топлоте компресорских станица може се реализовати на нафтном пољу Кикинда где се налазе инсталирани компресори за покретање система гас лифта.

3.1.5. Предлог програма и пројекта

У табели 3.1. дат је предлог програма и пројекта које је неопходно реализовати у наредном периоду.

Табела 3.1. Предлог програма и пројекта

Програми:

Смањења производње слојне воде применом одговарајућих хемијских метода

Коришћење малих, неискоришћених и дислоцираних лежишта гаса за производњу електричне и топлотне енергије-когенерација

Обезбеђивање концесија у иностранству

3.2. РАФИНЕРИЈСКА ПРЕРАДА НАФТЕ

3.2.1. Капацитети за прераду нафте

Рафинеријска прерада нафте одвија се у две рафинерије. То су Рафинерија нафте Панчево (РНП) и Рафинерија нафте Нови Сад (РНС). У њима се производе моторна и енергетска горива, путни и индустријски битумени, петрохемијске сировине, специјални бензини, солвенти и други малотонажни производи на бази нафте.

Расположиви рафинеријски капацитети задовољавају потребе домаћег тржишта (по домаћим стандардима за моторним и енергетским горивима) и омогућују прераду нафте, односно производњу деривата за друга тржишта. Капацитети рафинерија у Панчеву и Новом Саду износе укупно 7,3 милиона тона

примарне прераде годишње, са одговарајућим секундарним капацитетима. У Рафинерији нафте Панчево развијена је конверзиона рафинерија енергетског типа, док су у рафинерији нафте Нови Сад паралелно развијани програми производње енергената и уља. Постојећа производно-технолошка конфигурација рафинерија Нови Сад и Панчево указује на њихову комплементарност и компатибилност, што омогућава да се ове две рафинерије посматрају као јединствена технолошка целина.

Садашњи инсталисани примарни капацитет рафинерије у Панчеву је 4,8 милиона тона сирове нафте годишње са процесним и ванпроцесним постројењима и складишним објектима грађеним сукцесивно у дужем временском периоду.

Садашњи инсталисани примарни капацитет рафинерије у Новом Саду је 2.000.000 t/год. сирове нафте, и 500.000 t/год. нафтенске нафте за производњу уља.

3.2.2. Прерада и структура производње деривата нафте

Укупна прерада сирове нафте (НИС + трећа лица) у 2008. години је износила 3.157.293 тона, од чега је 92,3% остварено у РНП, а заједно са дорадом полупроизвода укупна прерада је износила 3.278.787 тона. Прерађено је укупно 2.542.531 тона увозне нафте односно 80,5 % и 614.762 тона домаће нафте односно 19,5 %. Увозна нафта РЕБ која чини око 68 % прерађене нафте припада тешким нафтама са високим садржајем сумпора између 1,3 и 1,5%. Домаће парафинске нафте су ниско сумпорне (доминантна Кикинда испод 0,5% сумпора) и највећим делом припадају лаким нафтама са више белих компоненти (бензини и дизели). Због ниског садржаја сумпора, лож-уље из ових нафти се користе као гориво за енергетска ложишта у рафинеријама.

Са еколошке стране лаке нафте са садржајем сумпора испод 0,5% су такође погодније за рафинеријску прераду. Садржај сумпора у лож-уљу из тих нафти је испод 1%, па је њиховим коришћењем у ложиштима емисија SO₂ у атмосферу у дозвољеним границама. Ово је нарочито важно због садашње технолошке опремљености наших рафинерија које немају обраду атмосферског и вакуум остатка за производњу уља за ложење пошто је код њих највећи удео сумпора из сирове нафте.

Укупна производња белих производа у 2008. години (НИС + трећа лица) је износила 2.103.814 тона, а црних производа (лож-уља и битумена) 700.151 тона. Однос производње белих и црних производа од 75:25 је задовољавајући, тј. с обзиром на услове рада рафинерија бољи је у односу на 2007 годину, а значајно бољи у односу на 2005 годину.

Остварена је производња безоловних моторних бензина (БМБ) од 373.546 тона, што представља 60,5 % од укупне произведене количине моторних бензина. Ово представља повећање од 19,5 % у односу на остварену производњу БМБ у 2007. и 47% у односу на 2005. годину.

Производња нискосумпорног дизела у 2008. години до 350 ppm сумпора (ЕКО 3) је остварена у количини од 11.419 тона, а дизела до 50 ppm сумпора (ЕВРО 4-ЕКО 50) у количини од 107.461 тона што чини 10,8 % укупног дизелског пула. Ниско сумпорно дизел гориво се од 2009. године производи као ЕКО 50 (до 50 ppm сумпора) и ЕВРО ДИЗЕЛ (до 10 ppm сумпора).

Сопствена потрошња и губитак у 2008. години у рафинеријама НИС-а износили су укупно 303.310 тона, односно 9,6 % прерађене сирове нафте.

3.2.3. Програм технолошког развоја рафинерија

Рафинерије нафте НИС-а тренутно могу да задовоље потребе домаћег тржишта дериватима, који су у складу са нашим стандардима, али је структура производа незадовољавајућа, што се надокнађује увозом ТНГ-а, евро дизела, примарног бензина и др. Међутим, због вишегодишњег заостајања у технолошком развоју, рафинерије не могу да производе довољне количине дизел горива према европском стандарду 2009⁺ (ЕН:590), као и безоловног моторног бензина (ЕН:228).

Програми технолошког развоја РНП и РНС треба да обезбеде:

- 1) испуњење захтева домаћег тржишта и могућност извоза деривата;
- 2) производњу бензина и средњих дестилата у складу са европским стандардима;
- 3) бољу валоризацију сирове нафте производњом белих и црних производа у односу 80:20, уз сопствену потрошњу горива и губитак до укупно 9%;
- 4) мање трошкове прераде сирове нафте;
- 5) енергетску оптимизацију;
- 6) задовољење домаћих и европских прописа из области заштите животне средине;
- 7) максимизирање профита рада рафинерија;
- 8) могућност размене полу производа између РНП и РНС изградњом продуктовода Панчево-Нови Сад;
- 9) могућност реализације заједничких развојних пројеката са ХИП-ПТХ.

Планирана инвестициона улагања за рафинерије НИС-а (РНП и РНС) за период 2008.-2010. износе укупно 660.575.000 евра.

3.2.3.1. Програм технолошког развоја Рафинерије нафте Панчево

Инвестициона улагања у РНП обухватају следеће пројекте :

а) Стратегијски пројекти

Ови пројекти треба да обезбеде достизање стандарда ЕУ 2009⁺ за моторне бензине и дизел горива.

Главна постројење из ове групе пројеката је постројење за благо хидрокрековање вакум гасних уља и хидродесулфуризацију гасних уља и петролеја (МНС/DHT), са помоћним постројењима и постројењем CLAUS II за производњу сумпора из отпадних гасова.

Изградњом постројења МНС / DHT постиже се:

- 1) повећање приноса дизел горива у РНП (27% на МНС шаржу или око 400.000 тона / годину)
- 2) повећање приноса бензина у РНП (10,6% на МНС шаржу или око 155.000 тона / годину + повећање приноса на FCC- у).
- 3) Практично уклањање сумпора из бензина и дизел горива (до 10 ppm)
- 4) Битно смањење емисије CO_x и NO_x у димним гасовима FCC-а (до нивоа који задовољава емисионе норме).

б) Пројекти заштите животне средине (обавезни пројекти)

Релизацијом планираних мера и активности на заштити ваздуха, вода и земљишта очекују се следећи ефекти:

- 1) Изградњом постројења CLAUS II обезбедиће се конверзија сумпора до нивоа од 99,9% и на тај начин ће се емисије сумпорних полутаната скоро у потпуности елиминисати.
- 2) Повезивањем сигурносних вентила из процесних постројења на систем бакље елиминисаће се емисије полутаната у екстремним ситуацијама.
- 3) Реконструкцијама на постројењу FCC смањиће се емисија чврстих честица у атмосфери.
- 4) Завршетком реализације пројеката који се изводе на аутопунилишту, железничком пунилишту и на пристаништу еколошки захтеви биће задовољени.
- 5) Санацијом система уљне канализације спречиће се даље загађење земљишта и подземних вода.
- 6) Обработом загађеног земљишта и нафтног муља санираће се терен на простору рафинерије, обезбедити здравија радна средина и смањити негативан утицај на квалитет ваздуха и вода.

ц) Пројекти за развој пословања

Ови пројекти треба да омогуће ниже трошкове прераде, енергетску оптимизацију и смањење губитака.

Значајнији пројекти из ове групе су:

- 1) Изградња новог котла и турбо генератора у енергани.
- 2) Реконструкција реакторског дела на постројењу FCC.
- 3) Искоришћење димних гасова из процесне пећи на платформингу за производњу водене паре.

д) Пројекти за инвестиционо одржавање

Улагања у оквиру ове групе пројеката треба да обезбеде подизање техничко-технолошке поузданости процесних и ванпроцесних постројења до нивоа да се годишњи ремонти обављају на две године. Предвиђен је низ захвата и замена делова опреме на критичним деловима процесних и ванпроцесних постројења.

е) Ванпословни пројекти

Ови пројекти се односе на набавку основних средстава, развој информационог система, реконструкцију зграде ауто отпреме и др.

3.2.3.2. Програм технолошког развоја Рафинерије нафте Нови Сад

Инвестициона улагања у РНС обухватају следеће пројекте:

а) Стратегијски пројекти

Планирани стратегијски пројекти у РНС су :

- 1) Атмосферска и вакум дестилација са стабилизацијом бензина (2100/2200).
- 2) Реконструкција Unibon постројења (HDS).

б) Пројекти заштите животне средине (обавезни пројекти)

Главни пројекти из ове групе су:

- 1) Улагања за смањење емисије гасова.
- 2) Замена горионика на процесним пећима.

- 3) Реконструкција претакалишта и повезивање са рекуперацијом гасова.
- 4) Санација система уљне канализације.
- 5) Санација сулфидних вода.
- 6) Обрада зауљеног земљишта и изградња складишта за привремено одлагање отпада.

ц) Пројекти за развој пословања

У оквиру ових пројеката је планирана изградња постројења за аминско прање гасова са производњом сумпора, изомеризације, висбрејкинга, као и проширење енергане.

д) Пројекти за инвестиционо одржавање

Овим пројектима су као и у РНП предвиђени разни захвати, реконструкције и замена делова опреме на процесним и ванпроцесним постројењима.

е) Ванпословни пројекти

Предвиђена је набавка основних средстава, инсталисање видео надзора и др.

3.2.4. Заједничка структура производње обе рафинерије

Структура производње усклађена је са сукцесивним завршетком инвестиционих пројеката, укључујући и пројекте од утицаја на смањење сопствене потрошње и губитака, при чему ће битно побољшање структуре производње бити остварено пуштањем у рад постројења МНС/DHT.

Завршетком планираних програма развоја рафинерија, обезбедиће се већа производња белих производа, чији ће квалитет у потпуности одговарати европским стандардима. При томе ће бити задовољени прописи из области заштите животне средине.

3.3. ПРОМЕТ ДЕРИВАТА НАФТЕ

3.3.1. Делатност промета деривата нафте

Делатност промета деривата нафте Републике Србије обављају привредна друштва у власништву домаћих и иностраних компанија, чије су филијале регистроване у Републици Србији, као и већег броја предузетника. Ову делатност карактерише велики број привредних субјеката који се баве прометом нафте и деривата. На основу увида у интернет странице агенције за енергетику, која издаје лиценце за рад енергетских субјеката, на дан 12 фебруара 2009. године било је издато укупно 512 лиценци за рад у нафтном сектору и то: по једна за производњу деривата нафте и за цевоводни транспорт нафте (нафтоводима), 14 за складиштење нафте и деривата нафте, 145 за трговину нафтом и дериватима нафте на велико и 351 за трговину дериватима нафте на мало (станице за снабдевање горивом моторних возила). За сада ни један привредни субјект није добио лиценцу за цевоводни транспорт деривата нафте (продуктоводима). Према информацијама агенције у току је разматрање више од 100 захтева за додељивање лиценци.

Делатност ових субјеката обухвата трговину на велико и мало дериватима нафте, на домаћем и екстерном тржишту, (моторним и енергетским горивима,

примарним бензином, пропиленом, битуменима, уљима и мазивим мастима, течним нафтним и природним гасом, и другим дериватима), прехранбеним производима, мешовитом робом, возилима, ауто деловима и прибором, лековима и козметиком и пружањем услуга моторизованим и другим путницима.

Нафту и полупроизоде за прераду и деривата за даљу продају увози више, за то регистрованих, предузећа. Најчешће су то обављали или обављају НИС а.д., Лукоил-Беопетрол, Petrobart Д.О.О, Нафта а.д., Team Oil, и други.

Малопродаја деривата нафте се обавља кроз развијену и разгранату трговачку мрежу на територији Србије. Ову мрежу, у којој је најдоминантнији НИС Петрол, огранак НИС а.д., чине и мреже малопродајних објеката великих светских и регионалних нафтних компанија: Лукоил-Беопетрол, OMV Србија, ЕКО YU, Intermol, Petrol, мрежа бензинских станица AVIA и домаћих предузетника, коју чине или појединачни објекти са робном марком трговца или мали независни ланци (MB GAS OIL, EURO GAS, ELP, и др.).

3.3.2. Актуелно стање у промету деривата нафте

Садашњи тренутак на нафтном тржишту Републике Србије карактерише:

- 1) Потпуна приватизација нафтног сектора;
- 2) Стално инвестирање у сектор малопродаје, повећање конкуренције изградњом малопродајних објеката по стандардима ЕУ и значајно унапређење квалитета и асортимана услуга, додатног асортимана и визуелног идентитета малопродајних објеката;
- 3) Промена подзаконских аката који регулишу увоз и формирање цена што ће довести до даље дерегулације утврђивања цена и либерализације увоза деривата (дозвољавање увоза евро дизела уз испуњавање одређених захтева) до потпуне либерализације и дерегулације која ће почети од 01.01.2011. године;
- 4) Почетак инвестиционог циклуса приватизованог НИС а.д. за техничко-технолошку реконструкцију у циљу достизања ЕУ квалитета моторних горива типа 2009⁺;
- 5) Припрема нафтних компанија за потпуну либерализацију и дерегулацију тржишта.

Актуелна потрошња деривата, приказана у табели 3.2., бележи пораст. Просечна годишња стопа раста потрошње свих деривата нафте, у Републици Србији за период 2002 – 2008. година, износила је 3,7%, а за период 2005 – 2008. око 2,4%.

Табела 3.2. Потрошња деривата нафте на тржишту Републике Србије за период 2002 – 2008. године

Р.б р.	Врста дерив ата	2002. година		2003. година		2004. година		2005. година		2006. година		2007. година		2008. година	
			% учеш ћа дерив ата		% учеш ћа дерив ата		% учеш ћа дерив ата		% учеш ћа дерив ата		% учеш ћа дерив ата		% учеш ћа дерив ата		% учеш ћа дерив ата
1.	ТНГ	0,0 73	2,32	0,1 00	2,91	0,1 48	4,02	0,1 67	4,57	0,2 78	7,30	0,3 37	8,54	0,3 58	9,13
2.	Мото рни бензи	0,7 75	24,56	0,7 49	21,84	0,7 30	19,75	0,6 69	18,35	0,6 14	16,14	0,6 17	15,64	0,5 64	14,39

	ни														
3.	Млаз но горив о	0,0 36	1,13	0,0 49	1,43	0,0 51	1,39	0,0 48	1,32	0,0 57	1,49	0,0 46	1,17	0,0 47	1,20
4.	Дизел горив о	1,0 22	32,42	1,1 08	32,30	1,1 23	30,39	1,1 99	32,89	1,3 04	34,27	1,4 22	36,08	1,5 46	39,44
(1-4) Моторна горива		1,9 05	60,42	2,0 06	58,48	2,0 54	55,55	2,0 83	57,13	2,2 52	59,20	2,4 22	61,44	2,5 16	64,16
5.	Уља за ложе ње	0,0 72	2,29	0,0 76	2,21	0,1 01	2,73	0,0 92	2,52	0,0 84	2,20	0,0 73	1,86	0,0 68	1,73
6.	Мазут и	0,6 41	20,32	0,8 29	24,17	0,7 67	20,74	0,6 97	19,12	0,6 70	17,60	0,6 29	15,95	0,5 56	14,18
7.	Остал и дерив ати	0,5 35	16,96	0,5 19	15,14	0,7 76	20,98	0,7 74	21,22	0,7 99	21,01	0,8 18	20,76	0,7 82	19,93
(1-7) УКУПНО		3,1 53	100,0 0	3,4 30	100,0 0	3,6 97	100,0 0	3,6 47	100,0 0	3,8 04	100,0 0	3,9 42	100,0 0	3,9 21	100,0 0

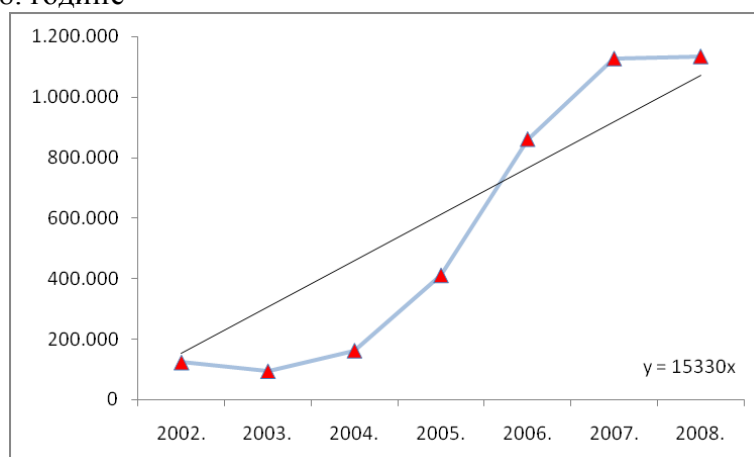
*вредности у табели су приказане у милионима тона

Укупна потрошња деривата достигла је око 3,9 милиона тона. Видљиво је да је у наведеном периоду највећа потрошња, у укупној структури потрошње деривата, остварена код моторних горива. Потрошња ових деривата у свим годинама прелази 55%. У посматраном периоду највишу просечну годишњу стопу раста у потрошњи је остварио ТНГ, чак око 30%. Завидну стопу раста остварила су и дизел горива. Њихова потрошња је расла по просечној годишњој стопи од 7%.

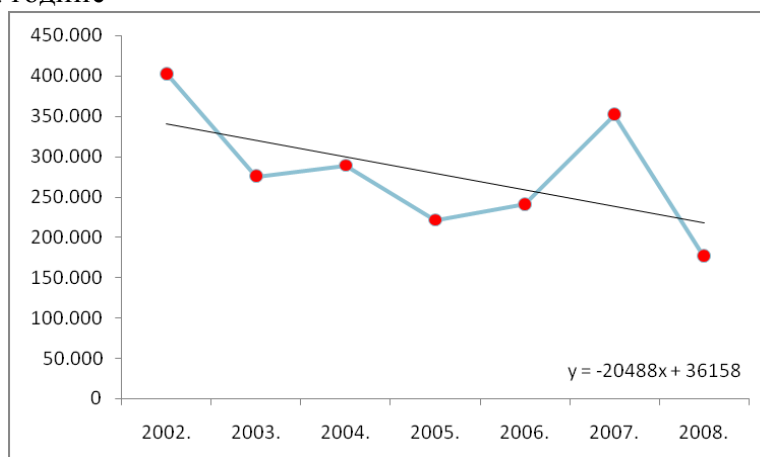
Током 2007. и 2008. године остварен је скроман просечан годишњи раст укупне потрошње деривата нафте од 1,5%. Моторна горива као доминантан сегмент потрошње деривата нафте (64%) у истом периоду имају просечан годишњи раст потрошње од 5,7%. Од моторних горива најинтензивнији просечан годишњи раст је имао ТНГ са 13,5% (напомена: ово се односи на укупну потрошњу ТНГ, као ауто горива и енергента). Дизел горива су имала просечан годишњи раст од око 9%, док моторни бензини бележе пад по просечној годишњој стопи од око - 4%.

Просечна годишња стопа раста укупног увоза (дијаграм 3.7) у периоду 2006-2008. године је око 15%. Највише је увозом набављан евро дизел (са уделом у укупном увозу за 2008. годину од око 50%) и ТНГ (21%).

Дијаграм 3.7. Тренд увоза нафтних деривата у Републику Србију (у тонама) у периоду 2002-2008. године



Дијаграм 3.8. Тренд извоза нафтних деривата из Републике Србије (у тонама) у периоду 2002-2008. године

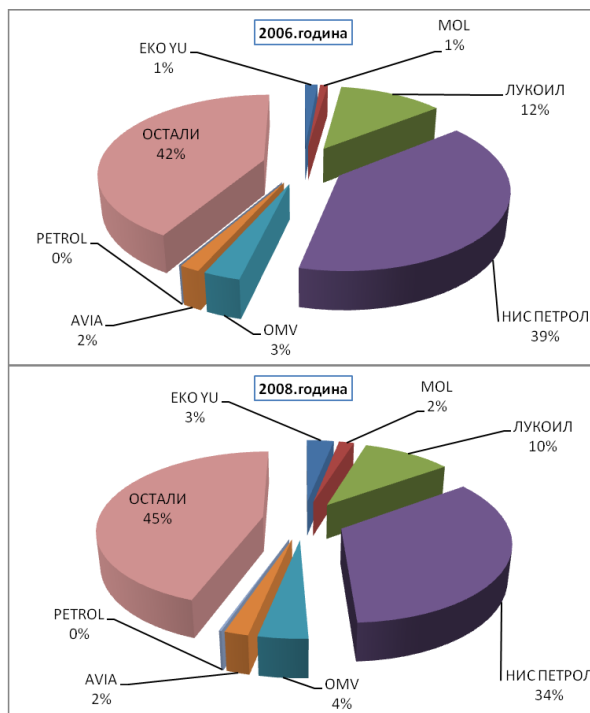


Са дијаграма 3.8 се јасно уочава да је извоз у константном паду. Разлога за то има више. Основни су инфериоран квалитет и недовољне количине деривата за ову намену. Пошто је енергетским билансом планиран увоз нафте да задовољи домаћу тражњу, извозили су углавном они прометници, који су са тим циљем увозили и прерађивали сирову нафту. Највише су извожени моторни бензини, мазути и млазно гориво продајом иностраним авио компанијама на нашим аеродромима.

Република Србија има развијену малопродајну мрежу. Тренутно на територији Републике Србије, има 1441 малопродајних објеката, различите величине и садржаја. У Србији је препознатљиво шест брендова нафтних компанија (НИС Петрол, Лукоил, OMV, AVIA, ЕКО YU, MOL и Petrol) са укупно 799 објеката. Структура бензинских станица по власништву приказана је на дијаграму 3.9.

У периоду 2006-2008. године изграђена су 204 малопродајна објекта.

Дијаграм 3.9. Структура власништва бензинских станица у Републици Србији – постојеће стање



Укупни складишни капацитети које користе прометници у Републици Србији, у односу на претходни период увећани су за око 8%. Складишни капацитети су углавном увећани закупом резервоарског простора процесних фабрика, које су престале са радом, док је у мањој мери извршена реконструкција постојећих и изградња нових. У ову процену су укључени само капацитети за складиштење чији су власници или закупци прометници. Сва складишта су опремљена са адекватним манипулативним и инфраструктурним капацитетима. Капацитети су довољни за садашњи ниво пословне активности прометника, али захтевају модернизацију и реконструкцију.

Транспорт деривата обавља се са сва три типа транспорта. Од рафинерија до терминалских постројења углавном се обавља железничким и бродским транспортом, а у развоју, до крајњих потрошача, друмским транспортом. Сопствене ауто цистерне, или стално ангажоване превознике, имају сви већи прометници, као и велики број власника приватних бензинских станица. Вагон цистернама располажу само НИС а.д. и Лукоил-Беопетрол. Речни превоз углавном обављају домаћа и инострана бродарска предузећа. Оцењује се да су расположиви капацитети за садашњи ниво активности довољни, али да због временске и технолошке застарелости треба очекивати значајна улагања у набавку нових и адаптацију постојећих транспортних капацитета и капацитета за пуњење (подно пуњење).

За сада није познат степен реализације планираних инвестиција за овај период, али се може проценити да није реализован са високим процентом.

Усклађивањем прописа Републике Србије о заштити животне средине са прописима Европске уније (уредбе, упутства, одлуке) знатно су пооштрени услови, које прометници деривата нафте морају да испуне да би могли да прибаве прописане дозволе за обављање основне делатности. С обзиром на чињеницу да је велики број енергетских субјеката добио лиценце за обављање енергетске делатности, претпоставка је да су испунили све предвиђене услове за њено добијање.

3.3.3. Програми и пројекти развоја

3.3.3.1. Процена очекиване тражње

Процена потрошње деривата нафте у Републици Србији је базирана на:

- 1) историјском развоју потрошње деривата нафте, по појединим секторима, који је одраз достигнутог привредног, демографског и техничко-технолошког развоја, као и развоја стандарда становништва;
- 2) расту БДП по глави становника према паритету куповне моћи за период 2001 - 2008. године и одговарајућих пројекција до 2012. године датих од међународних финансијских институција крајем јануара 2009. године са укалкулисаним рецесионим ефектима актуелне светске економске кризе;
- 3) пројекцијама дугорочног развоја БДП-а по глави становника и потражње деривата нафте у суседним земљама са којима је утврђена сличност у перспективном привредном развоју и трендовима тражње деривата нафте (Бугарска и Румунија);
- 4) проценама и предвиђањима за потрошњу деривата по појединим секторима потрошње;
- 5) степену модернизације возног парка, тј замена новим, као и промена удела појединих типова агрегата возила.

На основу компаративних анализа више извора о прогнозама и реалне ситуације даје се следећа процена тражње за дериватима у Републици Србији у периоду 2008 - 2012. године (табела 3.5).

Табела 3.3. Потрошња деривата нафте (у милионима тона) у Републици Србији са проценом до 2012. године

Р.бр	Врста дериват а	2008. година		2009. година		2010. година		2011. година		2012. година		Прос . год. стопа раста 2008-2012.
			% учешћа дериват а		% учешћа дериват а		% учешћа дериват а		% учешћа дериват а		% учешћа дериват а	
1.	ТНГ	0,358	9,13	0,383	9,19	0,383	9,12	0,391	9,13	0,394	9,01	2,42 %
2.	Моторн и бензини	0,564	14,39	0,607	14,56	0,607	14,46	0,615	14,39	0,625	14,29	2,59 %
3.	Млазно гориво	0,047	1,20	0,056	1,34	0,058	1,38	0,060	1,41	0,063	1,44	7,57 %
4.	Дизел	1,546	39,44	1,666	39,97	1,667	39,71	1,689	39,50	1,716	39,23	2,64 %
(1-4) Моторна горива		2,516	64,16	2,712	65,05	2,715	64,68	2,756	64,43	2,798	63,97	2,70 %
5.	Уља за ложење	0,068	1,73	0,066	1,58	0,064	1,53	0,063	1,46	0,061	1,39	- 2,62 %
6.	Мазути	0,556	14,18	0,546	13,11	0,537	12,79	0,528	12,34	0,519	11,86	- 1,72 %
7.	Остали деривати	0,782	19,93	0,845	20,26	0,881	20,99	0,931	21,77	0,996	22,77	6,25 %

(1-7) УКУПНО	3,92 1	100,00	4,16 9	100,00	4,19 8	100,00	4,27 7	100,00	4,37 4	100,00	2,77 %
-----------------	-----------	--------	-----------	--------	-----------	--------	-----------	--------	-----------	--------	-----------

Моторна горива

На развој тражње моторних горива (групе деривата која у укупној тражњи деривата нафте учествује са више од 60%) значајно ће утицати динамична модернизација возног парка и пораст интензитета свих видова саобраћаја у Републици Србији. Посебно, имајући у виду очекивани пораст нивоа моторизације и интензитета друмског саобраћаја, очекује се да моторна горива до 2012. године наставе са растом у достигнутом односима удела у потрошњи моторних горива. Очекује се да ће потрошња моторних горива расти по просечној годишњој стопи од 2,7%.

Удео ТНГ-а ће у укупној потражњи моторних горива остати на скоро истом нивоу достигнутом у 2008. години и у овом периоду ће расти по просечној годишњој стопи од 2,4%. Раст удела дизела на рачун моторних бензина убудуће се неће битније мењати. Достигнути однос ова два моторна горива задржаће се дугорочно уз пораст потрошње (тражња моторних бензина ће расти по просечној годишњој стопи од 2,6% а дизела од око 2,5%), сагласно развоју моторизације, модернизације возног парка и интензитета саобраћаја. Озбиљнији резултати супституције моторних горива на бази нафте алтернативним горивима, могу се очекивати тек после 2010. Године.

Деривати за енергетску потрошњу

Потрошња енергената за генерисање топлоте (за индустријске и резиденцијалне потребе) ће опадати због веће употребе природног гаса као извора енергије, првенствено из еколошких разлога. Пад потрошње ложивог уља процењује се са просечном годишњом стопом пада од 2,6%, а мазута од 1,7%. Ово ће у многоме зависити од интензитета даље гасификације и ширења дистрибутивне мреже, а и од паритета цена.

Деривати за неенергетску потрошњу

Као резултат реализације мера Владе Републике Србије, власника и менаџмента предузећа, које доминантно троше деривате из групе неенергетских деривата (петрохемијска индустрија, индустрија полимера, предузећа путоградње и сл.), очекује се да ће до 2012. године потражња за овим дериватима расти, и то:

- 1) Примарни бензин око 8% годишње (очекује се да се производња етилена, у ХИП-Петрохемија а.д. Панчево реализацијом пројектованих мера за отклањање уских грла, трајно стабилизује на 200.000 тона);
- 2) Пропилен до 3% годишње;
- 3) Битумени нешто испод 5% годишње (због стања у којем се налази инфраструктурна путна мрежа и очекивања изградње коридора десет, планираних аутопутева и регионалних саобраћајница очекује се повећана тражња за овим дериватима).

Мазива

Због интензивирања свих видова транспорта, а посебно речног и железничког, који су у протеклом периоду били значајно нижи од потребног, као и динамичнијег развоја пољопривредних и индустријских сектора који користе уља и масти, очекује се и нешто већа просечна годишња стопа раста од око 4,5%.

Укупна потрошња деривата нафте у Републици Србији годишње ће расти по просечној стопи од око 2,8%.

3.3.3.2. Модернизација малопродајне мреже

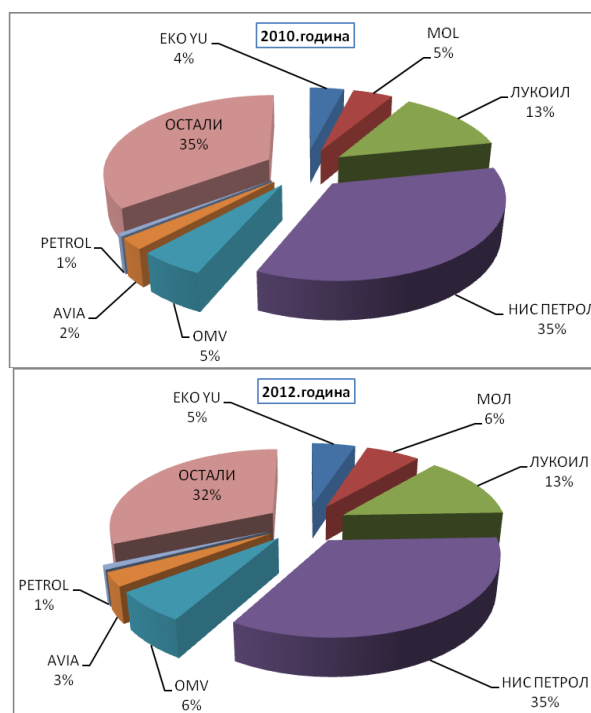
И поред тога што је у претходном периоду изграђен велики број нових и реконструисан знатан број застарелих објеката, активности на модернизовању малопродајне мреже ће се наставити и даље, у циљу приближавања европским стандардима у овој области.

Једна од кључних ствари модернизације малопродајне мреже јесте прилагођавање постојећих и изградња нових објеката према развоју путне инфраструктуре, потребама и темпу модерног пословног човека, што за циљ има проширење допунских садржаја и повећање квалитета и брзине услуге.

Иако постоје оцене да је постојећи број малопродајних објеката у овој области превелик у односу на потребе постојећег тржишта, а посебно на његову куповну моћ, према компанијским подацима великих прометника дошло се до података, који упућују да ће се постојећи број бензинских станица до краја 2012. године увећати за око 9% (дијаграм 3.10). Број бензинских станица у односу на 2008. годину повећаће се за 134 објекта. Такође, очекује се да се у овом периоду већи број малопродајних објеката модернизује или тотално реконструише. Известан број објеката биће укинут на основу захтева урбаниста, у складу са просторним и регулационим плановима. Изградња нових објеката биће могућа искључиво на основу донетих регулационих и просторних планова путне мреже и насељених места.

Очекује се да ће посебну пажњу у рационализацији малопродајне мреже посветити НИС Петрол који има највећи број бензинских станица, од којих је велики број изграђен у претходном веку.

Дијаграм 3.10. Структура власништва бензинских станица у Републици Србији – очекивано стање



3.3.3.3. Складишни, манипулативни и транспортни капацитети

Због либерализације тржишта деривата нафте, која је планирана за 01.01.2011. године, реално је очекивати да ће неке компаније у периоду до 2012. године почети да реализују своје планове за развој сопствених дистрибутивних центара, који укључују изградњу складишних, транспортних и манипулативних капацитета. У истом периоду се очекује и почетак изградње система продуктовода кроз Републику Србију који треба да реализује ЈП „Транснафта”.

Имајући у виду наведено, очигледно је да ће бити неопходни додатни складишни капацитети.

ЈП „Транснафта” је планирала да до 2012. године, изгради продуктовод Панчево–Смедерево, а до 2014. Продуктовод Панчево-Нови Сад. Други део пројекта (укључујући продуктоводе Нови Сад-Сомбор, Смедерево-Јагодина-Ниш и Панчево-Београд, изградња новог нафтног терминала на локацији Велико село на коју треба да се измести терминал са Чукарице) планиран је за период 2015-2018. Године. За функционисање овог пројекта биће потребно да се на локацијама постојећих терминала у Сомбору, Београду (Велико село), Смедереву, Јагодини и Нишу, изграде нови складишни капацитети од око 97.500 м³. Они ће, са постојећим складишним капацитетима, који су у власништву НИС-а и Лукоил-Беопетрола на тим локацијама, омогућити функционисање цевоводног транспорта моторних горива до потпуне изградње потребних капацитета, које је планирала ЈП „Транснафта”.

Изградња система продуктовода ће смањити потребу за друмским транспортом на дужим релацијама. Ауто-цистернама би се вршио само развоз деривата од нафтних терминала до бензинских станица.

У овом периоду очекује се доношење законских прописа о обавезним залихама нафте и деривата нафте који треба да буду усклађени са директивама ЕУ за ову област.

3.3.3.4. Рационализација сопствене потрошње енергије

Привредни субјекти, који се баве прометом деривата нафте, у свом пословању као финалну енергију, за погон уређаја, апарата и топлотне услуге скоро искључиво троше електричну енергију и течне деривате. У укупним трошковима њиховог пословања ови трошкови учествују са 7 – 25 %, у зависности од величине прометне компаније.

Наравно, највећи потрошачи су прометници који имају велике складишне објекте са инфраструктурним и манипулативним објектима и транспортним средствима. Груба рачуница говори да би трошкови енергије сведени на малопродајни објекат могли да се крећу од 5-13.000 евра годишње.

Поступак рационализације у циљу повећања енергетске ефикасности и смањење утrophка електричне енергије је код неких прометника у току. Такође, поједини привредни субјекти који се баве прометом деривата нафте могли би узети у обзир и прављење адекватне студије изводљивости, у сарадњи са Агенцијом за енергетску ефикасност, за коришћење соларних панела као генератора топлотне и

друге енергије на малопродајним и другим објектима, са којом би се, по угледу на неке светске компаније, сигурно оствариле значајне уштеде у потрошњи енергије.

3.3.3.5. Повећање еколошке безбедности

За спречавање загађења ваздуха код већине прометника планирана је уградња система за рекулпацију угљоводоничних испарења, која се стварају при претакању нафтних деривата у складишне резервоаре. Ова решења се комбинују са модернизацијом пунилишта у циљу омогућавања подног пуњења и пражњења цистерни за превоз деривата. Изливања из складишних резервоара се спречавају уградњом резервоара и цевовода са дуплим плаштом, као и са системима за контролу цурења. Отпадни муљеви се депонују у безбедне резервоарске просторе и ту чувају до коначног спровођења њихове потпуне инертизације. Отпадне зауљене воде се, после потребног третмана, контролисано испуштају преко сепаратора у оближње реципијенте.

Постојећа законска регулатива за заштиту животне средине је већ у великој мери усклађена са законодавством ЕУ. У наредном периоду треба, што хитније, завршити процес њеног даљег унапређења који је у току, а односи се на доношење сета системских закона и пратећих подзаконских документа. Истовремено треба обезбедити мониторинг њене доследне примене у животном веку изграђених објеката, како би се унапредила заштита животне средине.

3.3.3.6. Унапређење знања, система едукације и управљања

У циљу што ефикаснијег пословања већина нафтних компанија је установила системе за едукацију менаџмента и осталих запослених. Ово би требало да постане стална пракса свих компанија, које се баве прометом деривата, јер само стручно оспособљен менаџмент и особље могу обезбедити и сачувати конкурентну позицију на тржишту. Такође, менаџмент прометних компанија треба да обезбеди сертификацију својих компанија за системе управљања као што су: QMS, EMS, OHSAS, EMAS, IMS и др. у складу са важећим стандардима за сертификацију ових система. Код многих је овај поступак у току. До сада је само једна компанија из прометног сектора званично сертифицивала систем за управљање квалитетом.

Стратегијом развоја енергетике Републике Србије до 2015. године инициране су и мере које у наредном периоду треба реализовати. Односе се на оснивање научно истраживачког института за енергетику и прилагођавање званичне статистике Србије са методологијом Еуростата. Рад на унапређењу званичне статистике је у току. Један део енергетских биланса по енергентима се већ прати по овој методологији, али не и нафта и деривати нафте. Овај посао треба завршити што пре. Такође, треба донети и одлуку о формирању истраживачко-развојног института или одлуку о поверавању планираних послова из надлежности института некој од већ формираних агенција или постојећих института.

Од велике помоћи ће бити и завршавање јединственог информационог система у Агенцији за енергетику о објектима на којима се обављају лиценциране активности. Наравно, под условом да интегрисани подаци буду доступни за стратешке и оперативне анализе и за друге потребе. Слична ситуација је и са

увођењем географског информационог система које је у надлежности Министарства рударства и енергетике.

3.3.3.7. Потребне инвестиције

За модернизацију и изградњу нових капацитета и опреме су потребна висока инвестициона улагања. Она су, вероватно, сагледана у плановима енергетских субјеката из прометног сектора (којих у овом тренутку има око 540, а више од 100 чека на издавање лиценци). Међутим, због великог броја учесника у промету нафте и деривата, и чињенице да су ови инвестициони пројекти интерна ствар пословне политике сваког појединог прометника, средства за ове намене нису билансирана. Изузетак је једини капитални пројекат од општег значаја, систем продуктовода, који планира да реализује ЈП „Транснафта”. Овај пројекат је детаљно приказан у одељку 4. Програма остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015.године за период од 2007 до 2012. године

3.3.4. Процена ефеката планираних инвестиционих улагања

Обзиром на комплексност структуре, великог броја учесника у промету деривата и недостатка увида у реалне планове инвеститора, не могу се дати прецизно квантификовани ефекти ових улагања. Под претпоставком реализације наведених инвестиција, може се очекивати да ће се конкурентност на тржишту деривата нафте значајно повећати и да ће се удео на тржишту променити у корист оних компанија, које ефикасније и брже остваре своје планове.

3.3.5. Процена потреба за израдом детаљнијих анализа и иницирање нових мера

Прометни сегмент нафтне привреде већ дужи низ година представља конкурентно тржиште. Са приватизацијом НИС-а конкурентност ће се повећати и све остале нафтне компаније ће тежити да повећају своје учешће, како у малопродаји тако и у veleпродаји.

У наредне две године Република Србија ће отворити тржиште и обезбедити слободан увоз свих деривата нафте, што ће све прометнике довести у равноправан положај.

Због тога, влада Републике Србије мора конкретним мерама, које су наведене у поглављу 3.3.3 (Програми и пројекти развоја), ускладити своју политику са захтевима ЕУ у кључним областима: квалитету моторних горива, заштити животне средине и сигурности снабдевања нафтом и нафтним дериватима.

4. ТРАНСПОРТ НАФТЕ И ДЕРИВАТА

Нафтоводи и продуктоводи обезбеђују ефикасан, безбедан, јефтин и практичан начин транспорта сирове нафте и нафтних деривата.

Колики је у свету специфични значај цевоводног транспорта најбоље илуструје чињеница да су у 2006. години нафтоводи и продуктоводи учествовали у укупном транспорту роба унутар ЕУ-27 са око 5,3% (од чега се чак 55% реализује у Пољској,

Француској, Немачкој и Италији), а у САД са 16,5% (у САД се око 2/3 укупног транспорта нафте и нафтних деривата реализује нафтоводима и продуктоводима).

По обиму и учешћу овог највалитетнијег модалитета транспорта нафте и деривата нафте Република Србија заостаје не само за светом и Европом већ и за скоро свим суседним земљама. Због тога је успостављање адекватне развојне стратегије у овој области развоја енергетике од посебног друштвено-економског значаја.

Једини пружалац услуга цевоводног транспорта у Србији је ЈП „Транснафта”. Делатности овог јавног предузећа су транспорт нафте нафтоводима (актуелна делатност) и деривата нафте продуктоводима (планирана делатност) на целој територији Републике Србије, а потом и пројектовање, изградња, надзор и одржавање нафтовода и пружање инжењеринг и консалтинг услуга у области цевоводног транспорта.

4.1. ТРЖИШТЕ УСЛУГА ЦЕВОВОДНОГ ТРАНСПОРТА У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ

4.1.1. Физички обим транспорта нафте

Обим услуга транспорта нафте нафтоводима условљен је тражњом сирове нафте. Тражња сирове нафте условљена је највише тражњом деривата нафте и регулационим механизмима, који утврђују обавезу прераде сирове нафте у Србији у циљу коришћења домаћих прерађивачких капацитета и продаје тако произведених деривата на тржишту.

Данас се физички обим цевоводног транспорта у Републици Србији реализује само коришћењем нафтовода од Сотина, границе са републиком Хрватском, до Панчева. Деоница Сотин–Нови Сад дугачка је 63,3 км, а деоница Нови Сад–Панчево 91 км. Овај нафтовод је део магистралног Јадранског Нафтовода (ЈАНАФ), пуштеног у рад 1979. године. Инфраструктуру овог нафтовода сачињавају теминал у Новом Саду, који је лоциран уз Рафинерију Нови Сад и има 4 складишна резервоара од по 10.000 м³ и пумпну станицу, и мерна станица у Панчеву, која је лоцирана уз Рафинерију нафте Панчево.

Физички обим транспорта нафте у Републици Србији коришћењем цевоводног транспорта реализован у периоду 2006 – 2008., као и план активности за 2009. годину, презентирани су у табели 4.1.

Табела 4.1. Транспорт нафтоводима у Републици Србији (у хиљадама тона)

	2006.	2007.	2008.	2009. (план)
Домаћа нафта	356,8	326,0	310,0	240,0
Увозна нафта	2.544,8	2.580,4	2.605,9	2.500,0
Укупно	2.901,6	2.906,4	2.915,9	2.800,0

Извори: (1) Извештаји о пословању ЈП „Транснафта” Панчево

(2) „Програм пословања ЈП „Транснафта” за 2009. годину”, Јануар 2009

Остварења у домену физичког транспорта нафте кроз цевоводе у Републици Србији данас су значајно испод остварења пре распада СФРЈ, када су транспортоване и значајне количине нафте у транзиту. Ипак, стоји и чињеница је да су 2007. године нафтоводи учествовали у укупном транспорту свих роба, мерено у реализованим тонским километрима, са преко 12%.

Општепозната је законитост да потрошња моторних горива у једној земљи оквирно прати раст националног БДП-а по глави становника. Према сагледавањима за Србију од 2000. године, малопродаја деривата који примену налазе као моторна

горива, а тиме посредно и тражња сирове нафте, у великој мери су пратили раст националног БДП-а. При томе је раст тражње углавном био последица раста потрошње евро-дизела и ТНГ-„аутогаса”, потпомогнуто либерализацијом увоза ових деривата.

Дугорочнија процена тржишне тражње деривата у Републици Србији, а тиме и сирове нафте, у високом степену је неизвесна и директно у функцији степена и динамике либеризације тржишта деривата код нас и у окружењу, као и низа других фактора.

4.1.2. Тржиште, корисници и цене услуга транспорта нафте

Сирова нафта се транспортује постојећим системом за транспорт нафте од Сотина (на граници са Републиком Хрватском) до Новог Сада и Панчева.

Најзначајнији корисник услуга транспорта нафте је „НИС” а.д. Нови Сад („НИС”), по основу чијих наруџбина се нафтоводима транспортује 76-78% укупних количина увозне и домаће сирове нафте. Други по значају корисник услуга транспорта нафте је “Лукоил-Беопетрол” са уделом од 16-17%. Увозна сирова нафта се транспортује и за друге привредне субјекте који траже приступ систему за транспорт нафте (предузећа за која „НИС” по уговору врши услужне прераде у својим рафинеријама).

Речним, а поготову жељезничким или друмским видом транспорта, допрема сирове нафте је неекономична и технички доста ограничена.

Цена за приступ и коришћење система за транспорт нафте нафтоводом исказује се по тарифном ставу утврђеном Тарифним системом за приступ и коришћење система за транспорт нафте нафтоводима и транспорт деривата нафте продуктоводима („Служени гласник РС”, број 01/07) и утврђује се по тарифном елементу у складу са Одлуком о утврђивању методологије за одређивање тарифних елемената за израчунавање цена приступа и коришћења система за транспорт нафте нафтоводима („Службени гласник РС”, бр. 68/06 и 01/07). Методологијом за одређивање тарифних елемената за израчунавање цене приступа и коришћења система за транспорт нафте нафтоводима је утврђен метод регулације „трошкови плус”, којим се енергетским субјектима који обављају делатност транспорта нафте нафтоводима одређује максимално одобрени приход (који омогућава покриће оправданих трошкова пословања, као и одговарајући повраћај на ангажована средства). Нове тарифне цене за приступ и коришћење система за транспорт нафте примењују се од средине Априла 2007. године.

4.2. СТАТУС ЕВРОПСКОГ ТРЖИШТА УСЛУГА ЦЕВОВОДНОГ ТРАНСПОРТА СИРОВЕ НАФТЕ И НАФТНИХ ДЕРИВАТА

У ЕУ се нафтоводи и продуктоводи не сматрају природним монополом, као што је то случај са гасоводима, јер постоји низ алтернативних могућности транспорта (морски, речни, железнички и друмски саобраћај). Проблематика формирања цена за транспорт сирове нафте и нафтних деривата коришћењем цевоводних линија је предмет општих правила ЕУ о конкуренцији на отвореном тржишту и посебних националних регулатива.

У Западној Европи је транзитни цевоводни транспорт сирове нафте прилично редак. Од међународних нафтовода данас су у функцији само TAL, SPSE и Norpipe. Укупне капацитете Транс-Алпског нафтовода (TAL) (који повезује луку Трст у Италији, Аустрију и Јужну Немачку, у дужини од 465 км) и Јужноевропског

нафтовода (SPSE) (који повезује Јужну Француску, Швајцарску и Северну Немачку, у дужини од 769 км) ексклузивно користе деоничари ових нафтовода – власници рафинерија нафте на трасама. Нафтовод Norpipe, који повезује регион Ekofisk у Норвешкој и локацију Teesside у Енглеској, у власништву је нафтних произвођача из региона Ekofisk. Тарифе за транспорт сирове нафте кроз ова три нафтовода се формирају на комерцијалној основи, применом трошковно регулисаних тарифа, које се од 2007. године примењују и у Републици Србији.

У Западној Европи, међутим, у функцији је велики број продуктовода, тако да се укупан капацитет западноевропског система нафтовода и продуктовода процењује на око 672 милијарди литара годишње.

Убедљиво највећи оператор система за транспорт нафте у Европи је руска компанија „Транснефт”. Нафтоводни систем ове компаније транспортује нафту кроз више линија, према западу преко нафтовода „Дружба“ и Балтичког нафтовода, према југу нафтоводима према лукама Новоросијск и Туапсе, а према истоку нафтоводима до великог терминала Меget и Рафинерије Ангарск.

Нафтовод „Дружба” је најдужи на свету (4.000 км) и пуштен је у рад 1964. године. Састоји се од две линије пречника 1 200 мм и 1 000 мм, и на излазном пункту према Белорусији има капацитет од 1,6 милиона барела на дан (око 81 милион тона годишње). У Белорусији се раздваја на северни (према Пољској и Немачкој) и јужни крак (према Украјини, Словачкој, Чешкој и Немачкој). Преко овог нафтовода се реализује око 70% руског извоза сирове нафте у Европу.

Балтички нафтовод (БПС) је пуштен у рад 2001. године, и намењен је снабдевању Северозападне Европе. На излазу из Русије има капацитет од око 1,45 милиона барела/дан (око 74 милиона тона годишње).

Од европских нафтовода у функцији са међународним карактером треба поменути и Јадрански нафтовод (JANAF), преко кога се и Република Србија снабдева сировом нафтом.

Цене транспорта нафтних деривата продуктоводима скоро по правилу базирају на принципу „трошковних тарифа” иако није редак сличај да се делимично усклађују са ценама алтернативних видова транспорта (друмски, железнички, речни и морски). Цене одређује компанија која се бави делатношћу транспорта нафтних деривата и доставља на одобравање регулаторном телу.

У државама где још увек није достигнут високи ниво либерализације тржишта нафте и нафтних деривата, држава има контролну улогу у смислу да прописује максимално дозвољену тарифу (МДТ). Ова МДТ може бити општа (важи за све деривате) или се прописује за сваки дериват понаособ, а може бити прописана и као процентуални износ од цене неког другог модалитета транспорта (обично друмског или железничког транспорта). Постоји и подваријанта да се држава меша са оваквим прописивањем максимално дозвољених тарифа само повремено, када постоји потреба за стабилизовањем тржишта.

Цена транспорта нафтних деривата може бити и уговорна. „Уговаране тарифе” се примењују, примера ради, када се транспорт нафтних деривата реализује за потребе само једног корисника до одређене тачке испоруке (терминала). Цене транспорта по овом принципу не уговарају се на период краћи од годину дана.

Коначно, слично као и код транспорта сирове нафте и код транспорта нафтних деривата се понекад примењују „дугорочне тарифе”. Овакав принцип подразумева тарифу у фиксном износу која се примењује у дужем временском периоду. Фиксирани износ зависи од текућег и планираног степена коришћења продуктовода од стране корисника са којим се уговара „дугорочна тарифа”. Цене транспорта по овом принципу не уговарају се на период краћи од три године.

Треба нагласити да се цене манипулације при уласку или изласку деривата из система на терминалима посебно наплаћују, и ове цене се исказују у новчаним јединицама по тони. Примера ради, руски „Транснефт” услуге улаза или излаза производа из система наплаћује 0,15 до 0,60 УСД по тони деривата.

У прилозима овог документа су детаљније презентирани статус и перспективе развоја европских система за цевоводни транспорт нафте и нафтних деривата, као и регулативе у погледу формирања цена услуга транспорта, са посебним освртом на стање у суседним земљама Централне Европе и Балкана.

4.3. СТАТУС И ПЕРСПЕКТИВЕ СВЕТСКОГ И ЕВРОПСКОГ ТРЖИШТА НАФТЕ И МОТОРНИХ ГОРИВА

У документу „World Energy Outlook 2008” (OECD, 2008), предвиђају се следеће основне поставке глобалног енергетског сценарија од 2007. до 2030. године:

- 1) раст светске потрошње енергије по стопи од 1,6% годишње, што значи повећање за око 45%, при чему би преко 50% раста било реализовано у Кини и Индији;
- 2) раст глобалне тражње нафтних деривата по просечној стопи од око 1% годишње, са 85 милиона барела на дан у 2007. на 106 милиона барела на дан у 2030. години, што значи редукцију учешћа у укупној енергетској потрошњи са 34% на 30%;
- 3) глобално се предвиђа даљи раст коришћења алтернативних извора енергије који ће спустити удео фосилних горива на само 80% у 2030. години;

У студији „Status and outlook for biofuels, other alternative fuels and new vehicles” (ESPOO, 2008) публикована је пројекција према којој би у 2025. години, на глобалном нивоу, удео течних и гасовитих алтернативних горива у структури горива која се користе у сектору транспорта требао да достигне ниво од око 11%. При томе би удео биогорива порастао са актуелних око 1,5% на преко 6% (биоетанол, биодизел и биогаз), са трендом редукције удела традиционалних биогорива и растом удела „биогорива друге генерације” (енергетски високоефикасних синтетичких биогорива базираних на природним ресурсима чијом експлоатацијом се не угрожавају производња хране и животна средина). Преосталих 5% би отпадало на „аутогаз” (ТНГ), природни гас, синтетичка горива базирана на дислоцираним налазиштима природног гаса и угља (GTL и CTL) и водоник.

Други извори дају и нешто другачије прогнозе у погледу динамике развоја потрошње биогорива, тако да се најактуелније прогнозе за 2030. годину у погледу пенетрације биогорива на укупном глобалном тржишту моторних бензина и дизел горива крећу у опсегу од 11% до 19%.

Актуелно су још веће недоумице о динамици пенетрације коју ће у сектору транспорта реализовати електрична енергија, било као производ литијумских батерија у хибридном електричним возилима (HEV) или директно прикључком на електричну мрежу код „plug-in” електричних хибридних возила (PHEV) и „zero emission plug-in” електричних возила (PEV). Возила на хибридни и електрични погон су углавном намењена градској вожњи. У светском возном парку је већ преко милион хибридних возила и тај број убрзано расте, у периоду од 2010. до 2012. године се очекује почетак широке комерцијализације електричних возила, а процењује се да би већ 2020. године удео свих типова возила на хибридни и електрични погон у продаји нових путничких аутомобила и комби возила могао пренаћи ниво од 15%. Обзиром да будућност електричних возила ипак још увек у значајној мери зависи и од институционалне подршке, пројекције тржишног удела електричне енергије у сектору друмског саобраћаја у 2025. години се данас крећу у превише широком распону, како глобално (од 3-7%), тако још и више регионално

или национално (у Европи се прогнозирају нижи удели у поређењу са Северном Америком и Јапаном, али је зато влада Португала већ донела одлуку да до краја 2011. године изгради 1.300 станица за пуњење PHEV и PEV).

А скоро потпуна непознаница је тржишни потенцијал електроенергије у већ концепционо осмишљеним возилима неке мало даље будућности, као резултате „fuel-cell” електрохемијске трансформације или, пак, конверзије соларне енергије, ЕУ-27 задњих година из сопствене производње обезбеђује само око 15% сирове нафте намењене рафинеријској преради, а остатак се набавља из увоза. У структури извора екстерног снабдевања је 2007. године доминирала Руска Федерација са 32,7%, испред Норвешке (13,9%, са трендом опадања испорука), Либије (10,2%), Саудијске Арабије (7,2%), Ирана (6,1%), Казахстана (4,3%), Ирака, Азербејџана, Нигерије, итд.

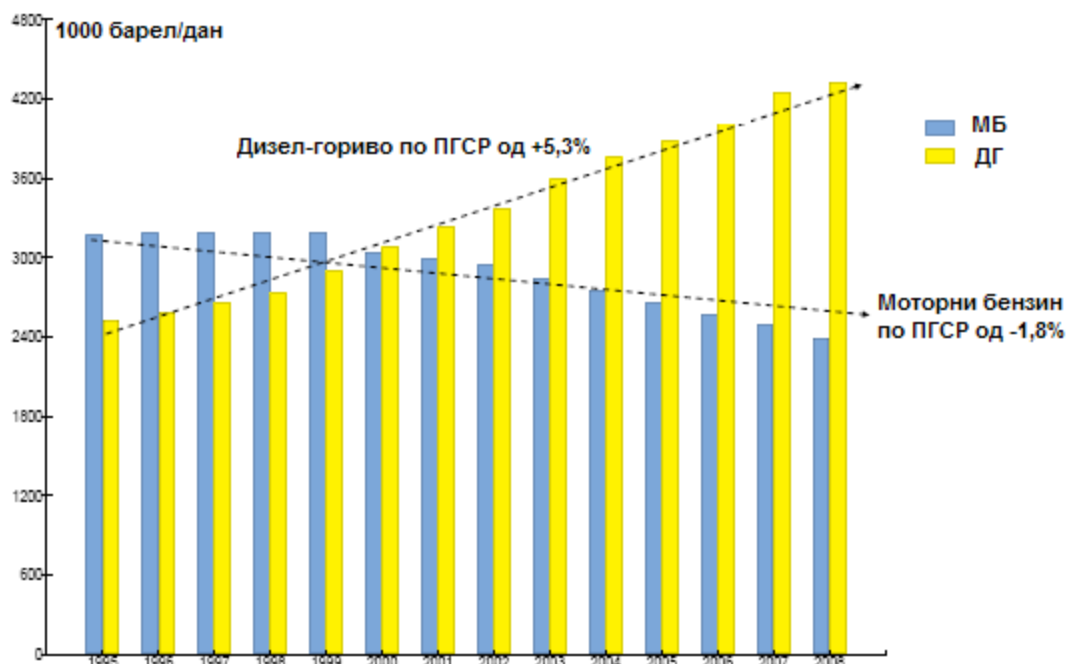
Неколико земаља-чланица ЕУ-27 скоро комплетан увоз нафте остварује из Русије (Словачка, Бугарска, Мађарска, Литванија и Пољска), а преко 50% увоза из Русије реализују и Финска, Чешка и Румунија. Најмање су од руске нафте зависни Португал (испод 1%) и Република Ирска (испод 0,5%), као и Данска (која је мали увозник сирове нафте, а и оно што увезе скоро у целости набавља из Норвешке).

У периоду 1995-2007. година је потрошња нафте и нафтних деривата на нивоу ЕУ-27 расла по скромној просечној годишњој стопи од око 0,65%. Носилац развоја био је задњих година регион Централне & Источне Европе, где је у периоду 2004-2007. година остварена стопа раста потрошње од 5,3% годишње.

Данас је удео сектора саобраћаја у укупној европској потрошњи сирове нафте на нивоу од око 56%, а позната консултантска кућа PwC & Gertz процењује се да ће остати на сличном нивоу до 2020. године.

У 1985. години је Западна Европа у сектору друмског саобраћаја утрошила око 180 милиона тона моторних горива, од чега око 60% моторних бензина (МБ) и 40% дизел-горива (ДГ). Две деценије доцније, у 2004. години, западноевропска потрошња моторних горива у друмском транспорту достигла је ниво од 270 милиона тона, што је представљало повећање тражње за скоро 50%. Током те две декаде носилац раста тражње моторних горива у друмском транспорту била су дизел-горива намењена путничким аутомобилима са штедљивијим дизел моторима, а овај тренд је стимулисан и пореском политиком (применом значајно мањих акциза код дизел-горива). Због тога се пропорција потпуно обрнула и у 2004. години су дизел-горива достигла учешће од 60%, да би у 2008. години ово учешће порасло на 65%. А врхунац европске тражње бензина је остварен још далеке 1992. године, од када потрошња овог моторног горива перманентно опада.

Дијаграм 4.1. Дивергентан развој потрошње моторних бензина и дизел горива у ЕУ-27



Извор: Iain Conn, Chief Executive in BP Refining & Marketing, „Energy Trends and Climate Change: The Road Ahead for Governments and Business”, Brussels–SOFITEL, Новембар 25, 2008

У 2006. години је по први пут у западноевропској историји продаја путничких аутомобила са дизел моторима надмашила продају путничких аутомобила са бензинским моторима, да би у 2008. години учествовала са 53%. Мултинационални гигант Еххон-Мобил прогнозира да ће до 2030. године удео дизел возила у европском возном парку путничких аутомобила достићи ниво од 50%.

Постоји још један разлог за „бум“ потрошње дизел горива у Европи – у периоду 1990-2004. године је обим друмског транспорта роба скоро удвостручен, са 800 на 1.500 милијарди тонских километара. Овакав развој је последица проширења ЕУ према Северној, Централној и Источној Европи, као и релокације радно-интензивних погона прерађивачке индустрије према земљама где је радна снага јефтинија (Југоисточна и Источна Европа, Азија). У 2007. години је сектор транспорта роба одговоран за око 68% укупне потрошње дизел-горива у друмском транспорту на територији ЕУ.

Као резултат „дизелације“ возног парка, задњих година је у ЕУ оствариван значајан дебаланс рафинеријске понуде и тржишне тражње моторних горива, тј. вишак бензина у односу на тражњу на нивоу од 30–35 милиона тона годишње и дефицит дизел-горива на нивоу од 21–25 милиона тона годишње. Земље ЕУ-15 већ годинама повећавају своје капацитете хидрокрековања, али недовољно брзо да би испратили раст тражње дизел горива – капацитети *FCC* јединица (које доминантно производе бензине) стагнирају већ десетак година на око 15-16% укупних „оутпут“-а дестилације (нема ни потребе за њиховим повећавањем), док су капацитети хидрокрековања порасли са 4% у 1994. на 8% у 2007. години. ЕУ користи спољнотрговинску размену да избалансира понуду и тражњу моторних горива, тако што извози бензине, а увози керозинска и дизелска горива. То ће ЕУ чинити и у будућности, али је питање да ли ће бити економски расположивог дизела за подмиривање и даље растуће тражње, а поготову дизел-горива са ултра ниским садржајем сумпора.

У категорији „остали течни деривати“ је до пре пар година убедљиво најдинамичнији раст реализовао течни нафтни гас (ТНГ) у примени као моторно

гориво („аутогас“). ТНГ је промовисан и као „зелено“ гориво, јер је емитује мање угљеничних гасова од бензина и дизел-горива. Осим тога, у Европи је битну улогу у промоцији и развоју тражње „аутогаса“ имала и пореска политика, али ипак не тако одлучујућу као код дизел-горива. Међутим, упркос и даље присутној стимулативној пореској политици и форсирању тезе да се ради о еколошки подобном гориву, тражња „аутогаса“ задњих година бележи стагнацију.

У документу „European Energy and Transport: Trends to 2030 – Update 2007” (EC-Directorate General for Energy and Transport, 2008) дата су за период до 2030. године следећа предвиђања развоја потрошње моторних горива у сектору саобраћаја ЕУ-27:

1) Динамику и структуру развоја интензитета саобраћаја одређиваће редукција досадашње високе корелације између раста интензитета саобраћаја и раста БДП-а по глави становника, даља доминација друмског саобраћаја, динамичан раст авио-саобраћаја и умерен опоравак железничког саобраћаја.

2) Потрошња енергије у друмском саобраћају ће до 2030. године расти по просечној стопи од 0,8% годишње, уз следеће структурне промене:

(1) удео моторних бензина у структури свих горива која се троше у друмском саобраћају опадаће континуално до нивоа од 29,3%, док ће се удео дизел-горива већ од 2010. године усталисти на сатурационом нивоу од око 59%;

(2) степен супституције МБ + ДГ са биогоривима у сектору друмског транспорта порашће на 7,6% у 2020. години и 9,6% у 2030. години;

(3) тражња ТНГ „аутогаса“ ће такође бележити сатурациони тренд раста, са актуелних 1,8% на 2,0% у 2020. години и 2,1% у 2030. години.

3) Поред чињенице да је у већини земаља-чланица ЕУ развој број путничких аутомобила по глави становника већ ушао у сатурациону фазу (Дијаграм 4.2.), на потрошњу нафтних деривата у сектору транспорта ће негативно утицати и:

(1) технолошки развој на плану повећања енергетске ефикасности моторних возила (док је у периоду 1990-2000. година аутомобилска индустрија само незнатно редуковала специфичну потрошњу горива, током прве деценије новог миленијума иста опада по просечној стопи од преко 1% годишње, а јапански произвођачи аутомобила планирају да у наредних 10 година уштеде горива подигну за додатних 30%);

(2) даљи раст тржишног удела ДГ у односу на МБ (а специфична потрошња горива је нижа код путничких возила са дизел моторима у просеку за 25%);

редукција километраже коју годишње прелази појединачно моторно возило (опада по просечној годишњој стопи од око 0,1% већ у дужем периоду);

(3) супституција дела МБ и ДГ са другим угљоводоницима (течни гас и природни гас) и биогоривима (биоетанол и биодизел, а у даљој перспективи и биогаз);

(4) очекивана тржишна пропульзивност хибридних електричних возила (која електроенергијом литијумских батерија супституишу преко 30% МБ или ДГ у градској возњи, односно преко 25% на аутопуту);

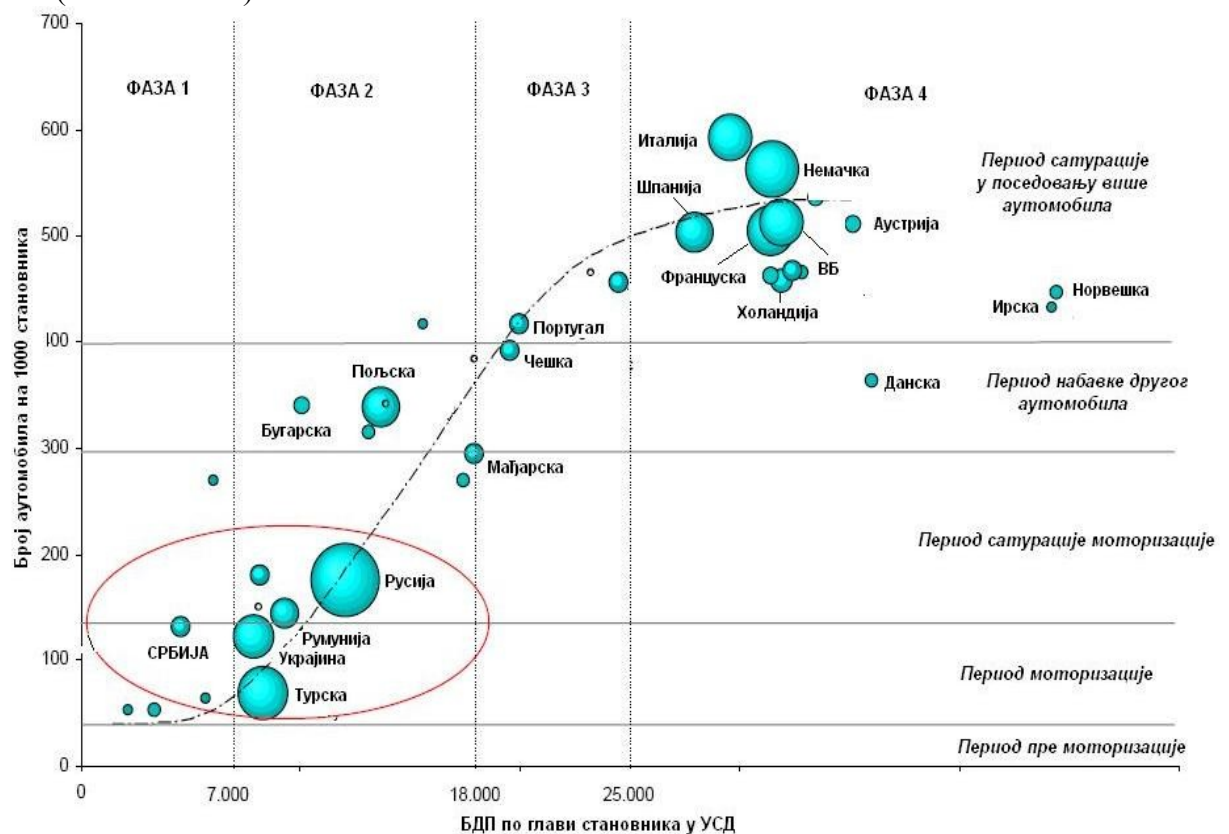
(5) комерцијално озбиљнији улазак на тржиште „plug-in” електричних градских возила у наредне 2-3 године, а у дугорочнијој перспективи и „fuel-cell” возила.

4) Интензитет железничког саобраћаја ће да расте надпросечно, а посебно интензивно од 2015. године, али ће потрошња ДГ у овом сектору саобраћаја

драматично опадати, и у 2030. години бити на нивоу од само око 15% актуелног обима (а како је енергетска ефикасност транспорта јединице терета већа за 25% са електро-локомотивом у поређењу са дизел-локомотивом, то ће у сектору железничког транспорта опадати и укупна потрошња енергије).

- 5) На развој тражње МБ и ДГ би могле значајније да утичу и будуће цене нафте и деривата – емпирија је показала да дуплирање цене барела сирове нафте подиже цену моторног горива у просеку за око 35%, што опет умањује пласман МБ и ДГ у малопродаји за оквирно 3,5%.

Дијаграм 4.2. Регресија развоја моторизације у Европи у функцији раста „per capita” БДП-а (стање 2006.г.)



Извор: Gabor Radnay „Paving the Way to Green Solutions“, Toyota Motor Hungary, Јуни 26, 2008

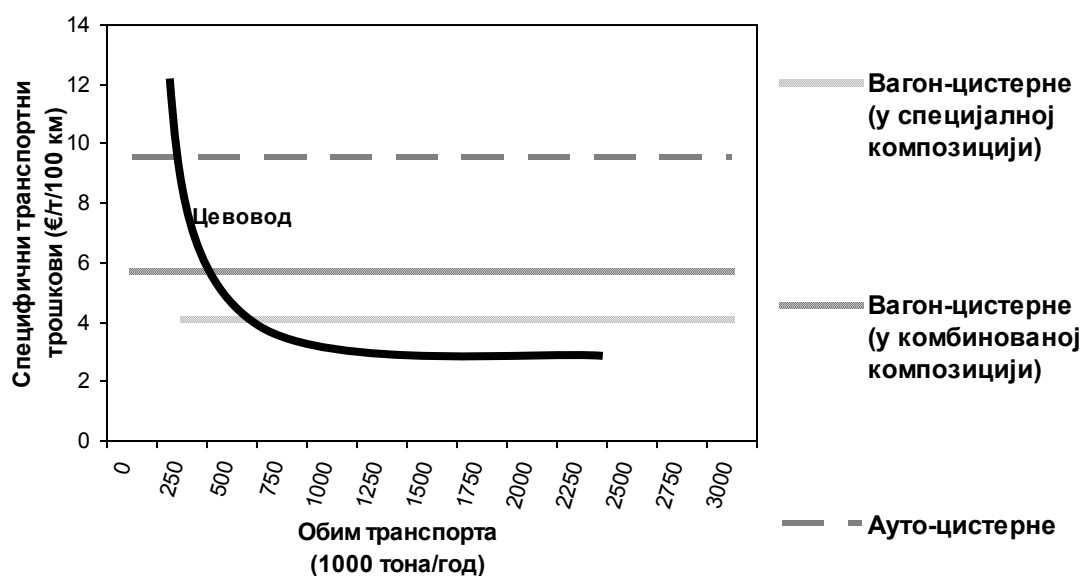
Битно је нагласити и да је крајем 2008. године Европски Парламент верификовао директиву да удео обновљивих енергената у структури потрошње горива у сектору транспорта до 2020. године треба да достигне 10%, али уз назнаку да минимум 40% алтернативних горива морају бити „non-food” горива (биогорива друге генерације, електрична енергија или водоник).

На усклађивање структуре тражње и понуде моторних горива утиче се и пореском политиком, што потврђују и актуелне регулативне активности – минималне акцизе на дизел горива се стално увећавају и ускоро ће достићи ниво прописан за безоловне бензине, биогорива „умешана” у одређеном проценту у МБ или ДГ редукују акцизну обавезу, минималне акцизе по литру ТНГ „аутогаса” су 2,9-3,7 пута ниже у поређењу са акцизама на моторне бензине, а још су ниже акцизе за природни гас који се користи као моторно гориво (при чему 12 држава-чланица ове акцизе уопште не наплаћује).

4.4. ПОРЕЂЕЊЕ ЕКОНОМИЈЕ РАЗНИХ ВИДОВА ТРАНСПОРТА СИРОВЕ НАФТЕ И ДЕРИВАТА НАФТЕ

Тврдња да је цевоводни саобраћај најекономичнији начин транспорта нафте и нафтних деривата значи да на одређеној деоници гарантује ниже јединичне трошкове транспорта од било ког другог вида транспорта. Компаративна анализа цена коштања транспорта у варијантама различитих видова транспорта је у функцији количина које се транспортују, растојања између полазишта и одредишта, као и броја дестинација. Табела 4.2. приказује цене превоза моторних горива у Републици Србији у 2006. години према врстама транспорта, а на дијаграму 4.3. дато је поређење типичних трошкова транспорта деривата нафте према врстама саобраћаја.

Дијаграм 4.3. Поређење типичних трошкова транспорта деривате нафте друмским, железничким и цевоводним видом робног саобраћаја



Транспорт ауто-цистернама, који је иначе убедљиво највише заступљен вид транспорта деривате нафте у Републици Србији, према глобалним критеријумима може бити економичан само ако се транспортују мање количине, и то на растојањима краћим од 200 км, и то према већем броју дестинација. Другим речима, друмски транспорт је несумњиво најфлексибилнији вид превоза мањих количина нафтних деривата.

На растојањима преко 200 км железнички транспорт постаје економски оправданији од транспорта ауто-цистернама под два услова: (1) да се ради о ефикасно организованим железницама и (2) да се превозе количине које може да прими специјална композиција вагон-цистерни. У том случају је тонски километар железничког транспорта за око 50% јефтинији од тонског километра транспорта ауто-цистернама.

Табела 4.2. Оријентациона компарација цена превоза моторних горива у Србији у 2006

(у еврима по тони)

Од РН Панчево до:	Речни пловни објекти	Вагон -цистерне	Ауто-цистерне, носивости (у литрима)		
			8.000	16.000	32.000
Београда	2,03	3,26	6,87	5,35	4,95
Смедерева	1,86		6,87	5,35	4,95
Прахова	5,88	13,42	18,60	13,33	11,11

Цевоводни транспорт постаје економичнији и од најефикасније организованог железничког транспорта (а то свакако није железнички саобраћај у Републици Србији) када количине деривата које се транспортују на једном правцу превазиђу обим од 500.000 тона годишње. Са годишњим обимом транспорта на једном правцу од преко 3 милиона тона оперативни трошак цевоводног транспорта је приближно на нивоу $\frac{1}{4}$ трошка транспорта при коришћењу ауто-цистерни, односно $\frac{1}{2}$ трошка при коришћењу вагон-цистерни. Речни транспорт баржама је практично једини вид транспорта нафте и нафтних деривата који се по економичности може приближити цевоводном транспорту и када се ради о превозу већих количина. Задњих година, међутим, опада интензитет речног транспорта нафте и нафтних деривата на европским рекама, и то првенствено у функцији све строжије еколошке регулативе (која више не толерише акциденте са испуштањем товара у водоток).

У основи, међутим, свака конкретна пројекција транспорта, која базира на дефинисаном полазишту и дестинацији, као и на дефинисаном обиму транспорта, мора се увести у модел за процену економско-финансијске оправданости. Оптималан је онај вид транспорта који на конкретној деоници за превоз одређене количине деривата обезбеђује највишу нето садашњу вредност и интерну стопу рентабилности.

4.5. ТРЖИШТЕ НАФТЕ И МОТОРНИХ ГОРИВА У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ

Процењује се да је у 2008. години Република Србија произвела 625 хиљада тона сирове нафте, а увезла око 2,735 милиона тона.

Прерада увозне и домаће сирове нафте одвија се у једној рафинерији на два локалитета, у Панчеву и Новом Саду. Из увоза је 2008. године обезбеђено око 1,05 милиона тона деривата, или око $\frac{1}{4}$ процењене потрошње у овој години. У укупној структури потрошње деривата нафте моторна горива, укључујући и ТНГ, чине 64%.

Шест од десет европских мултимодалних саобраћајних коридора пролази кроз земље југоисточне Европе. Република Србија, чак и само географски посматрајући, заузима централну и стратешку транзитну позицију у Југоисточној Европи. Србију пресеца Паневропски Коридор 10 (Салзбург–Вилах–Љубљана–Загреб–Београд–Ниш–Скопје–Солун), а кроз њу пролазе још две бочне гране Коридора 10: Грана Б (Београд–Нови Сад–Будимпешта) и Грана Ц (Ниш–Софија–Коридор 4).

По обиму потрошње нафте Република Србија је данас у Југоисточној Европи на четвртој позицији, иза Румуније, Бугарске и Хрватске. Исту позицију Република Србија заузима и по обиму енергетских потреба сектора саобраћаја. За доказивање великог потенцијала раста потрошње моторних горива који стоји пред Србијом нису неопходна поређења са просеком ЕУ или појединачних чланица Уније (Словенија са скоро 4 пута мањим бројем становника троши у сектору транспорта скоро исту количину енергије као Република Србија). Довољно је само нагласити чињеницу да Бугарска и Република Србија (без података за АП Косово и Метохија) имају приближно исти број становника, а да Бугарска троши у сектору саобраћаја за скоро

50% више енергије од Републике Србије. Или податак да је број становника Хрватске на нивоу око 55% популације у Републици Србији (без података за АП Косово и Метохија), а да Хрватска троши у сектору транспорта за 10–15% више енергије.

Након бурних догађаја у задњој деценији XX века (распад бивше Југославије праћен грађанским ратовима и прекидом токова путника и роба међу бившим републикама, санкције и трговински ембарго међународне заједнице, НАТО агресија и разарање саобраћајница), који су имали значајан утицај и на интензитет саобраћаја, потрошња енергије у сектору транспорта ипак се брзо стабилизовала. Већ у 2001. години обим тражње моторних бензина (МБ) и дизел горива (ДГ) достигао је ниво 85% потрошње из 1990.године, да би потом до 2008. године раст потрошње МБ+ДГ био настављен по просечној стопи од 2,85% годишње.

Иначе, у периоду 2001-2008. година је у сектору саобраћаја реализован изразито висок раст потрошње ТНГ- „аутогаса”, по просечној годишњој стопи од преко 28%. Управо због тога је у овом периоду и тражња моторних горива у сектору друмског саобраћаја расла по вишој просечној стопи од преко 4,7% годишње.

У 2008. години је однос ДГ и МБ утрошених у сектору саобраћаја био 73,3% према 26,7%. Носилац потрошње је друмски саобраћај, јер домаћи железнички и речни саобраћај данас учествују у укупној потрошњи дизел-горива са мање од 2,5%.

Табела 4.3. Преглед оствареног промета МБ и ДГ у РС у периоду 2001–2008.година (у 000 тона)

	2001.	2002.	2003.	2004.	2005.	2006.	2007.	2008.	ПСР 01-08
МБ	765,4	774,5	749,2	730,3	669,3	614,0	616,6	564,3	- 4,26
ДГ	968,1	1.022,3	1.108,0	1.123,5	1.199,3	1.303,6	1.422,1	1.546,5	+ 6,92
МБ+ДГ	1.733,5	1.796,8	1.857,2	1.853,8	1.868,6	1.917,6	2.038,7	2.110,8	+ 2,85

Извор: НИС ПЕТРОЛ, НИС-Југопетрол, Београд

За развој потрошње моторних горива у периоду 1990 – 2008. година скоро је искључиво заслужан приватни сектор. Ова чињеница је последица раста потрошње бензина и дизела у превозу путника приватним аутомобилима, а затим и у превозу роба приватним камионима. Тенденција да сектор саобраћаја постаје убедљиво доминантан носилац раста укупне енергетске тражње већ је уочена и код земаља Централне и Источне Европе током прве деценије њихове економске транзиције.

Због тога је реално за очекивати да ће Република Србија, у условима унутрашње политичко-економске стабилности и стабилности у окружењу, наставити да бележи динамичан раст потрошње МБ и ДГ. Ово тим пре што је, барем према званичним статистикама, актуелни обим услуга у превозу роба који реализује јавни сектор данас још увек значајно мањи од обима оствареног у 1990. години. Осим тога, очекује се да ће у најскорије време бити превазиђени и проблеми који су у 2007. и 2008. години редуковали интензитет транзита теретних друмских возила за око 30% (поскупљење путарина за иностране камионе и улазак у ЕУ суседних земаља и њихово приступање јединственом транзитном систему који обезбеђује минимална задржавања на граници). У Енергетском билансу Републике Србије за 2009. годину предвиђен је пораст потрошње моторних горива чак за 7,8%.

Након успешно започете производње биогорива у 2007. години, у 2008. години је у Републици Србији реализован драстичан пад продукције, а и планови за 2009. годину су минималистички. Разлог томе је висока цена сировог уља (полупроизвода) на продуктној берзи, ниске примарне производње уљарица, висококонкурентне цене фосилних горива и што нема подстицајних средстава државе.

Што се цевоводног транспорта деривата нафте тиче, у овом моменту у Републици Србији не постоји ни један магистрални продуктовод у функцији (два цевовода за транспорт етилена и пропилена, између *Петрохемије* у Панчеву и петрохемијског комплекса Solventul у Темишвару, Румунија, не користе се већ деценијама). Од локалних продуктовода могу се поменути међуфабрички продуктовод између РНП и Петрохемије у дужини од око 2 x 3 км (за транспорт примарног бензина и мазута).

Укупно снабдевање тржишта Републике Србије са нафтним дериватима обавља се конвенционалним видовима транспорта, друмским, железничким и речним саобраћајем. При томе се скоро 2/3 отпреме моторних горива од рафинерија до дистрибуционих центара (стоваришта, складишта), или директно до бензинских станица, реализује ауто-цистернама. У периоду 2002–2005. године структура отпремљених количина МБ и ДГ из рафинерија у Панчеву и Новом Саду у просеку је била следећа: ауто-цистерне (65,4%), вагон-цистерне (8,6%), речна превозна средства (26,0%) и продуктоводи (0,0 %).

Основни правац снабдевања је од РНП на правцу Београд–Смедерево–Јужна Србија, а у нешто мањој мери и према Аутономној покрајини Војводини (која се снабдева и из РНС). Управо због подмиривања потреба Јужне Србије, дакле дестинација до којих није могуће реализовати транспорт пловним водотоковима, у структури отпреме моторних горива из Панчева још више доминира друмски транспорт (у 2005. години су ауто-цистерне учествовале у отпреми бензина и дизела из РНП чак са 69,1%).

„НИС а.д.” је убедљиви лидер у промету деривата нафте на домаћем тржишту, а водећи је и по осталим перформансама (складишни простор, бензинске станице, транспортна средства). Са обимом продаје од преко 1,36 милиона тона МБ+ДГ у 2007. години, „НИС а.д.” је учествовао у veleпродаји ових кључних деривата на територији Републике Србије (без података за територију Аутономне покрајине Косово и Метохија) са 67%. Додуше, „НИС а.д.” већ годинама бележи редукцију свог удела на домаћем тржишту МБ+ДГ – само две године раније је ово учешће било близу 78%.

Исте године је удео „НИС а.д.” у промету ТНГ-а био 56,7%.

„НИС а.д.” има стовариште/авио-сервис у оквиру аеродрома „Никола Тесла“ на Сурчину, за снабдевање авиона керозином – развој овог стоваришта је у директној вези са развојем авио-саобраћаја, јер је „НИС а.д.” ексклузивни испоручилац. Прометне организационе јединице „НИС а.д.” снабдевају дериватима бродове на Дунаву и осталим пловним путевима у земљи.

На територији Републике Србије постоји око 1.420 бензинских станица од чега „НИС а.д.” има 515 или 36%.

Складишним инсталацијама и сопственим транспортним средствима располаже и „Лукоил-Беопетрол”, а капацитетима потребним за складиштење увозног евро-дизела (до 1.000 тона) располажу готово сви увозници деривата нафте.

4.6. ПРОГНОЗЕ РАЗВОЈА ТРАЖЊЕ МОТОРНИХ ГОРИВА И НАФТЕ У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ

Подлоге за пројектовање националне или регионалне тражње моторних горива могу бити:

- 1) постојећи снимци или пројекције интензитета саобраћаја;
- 2) постојеће пројекције тражње моторних горива изведене за земље или регионе

сличне величине и степена развијености, са сличним карактеристикама понуде и тражње нафтних деривата (користе се за постављање одговарајућих аналогича);

- 3) фактори који могу бити квантификовани на бази статистичких података (параметри);
- 4) фактори који су углавном квалитативне природе (критеријуми), али који могу бити квантификовани на бази експертских процена специфичног утицаја.

4.6.1. Постојеће пројекције интензитета саобраћаја

Документ „Reducing the ‘Economic Distance’ to Market – A Framework for the Development of the Transport System in South East Europe” (The World Bank, децембар 2004) упоређује и резимира налазе две студије које су у претходних 4-5 година анализирали статус и оцењивале перспективе развоја саобраћаја на Балкану.

У студији „The Regional Balkans Infrastructure Study” („REBIS”) пројектоване су стопе раста интензитета свих видова транспорта роба и путника на Балкану. Пројекција је обухватила период 2001–2025. године, а њен резиме је презентираан у табели 4.4.

Табела 4.4. Пројекције интензитета саобраћаја за Републику Србију у „REBIS” студији (повећање у %)

	2001-2006.	2001-2015.	2001-2025.
Путнички аутомобили	30 %	110 %	226 %
Камиони – домаћи	30 %	119 %	292 %
Камиони – инострани	25 %	87 %	194 %
Железнички превоз роба	12 %	39 %	79 %
Железнички превоз путника	13 %	44 %	89 %
Речни превоз роба	24 %	93 %	214 %
Ваздушни транспорт	38 %	165 %	445 %

Извор: „Regional Balkans Infrastructure Study (REBIS)–Transport”, Appendix 3:Traffic Projections, EC, јул 2003.

У другој релевантној студији „The Transport Infrastructure Regional Study („TIRS”) in the Balkans” (Louis Berger S.A. по наруџбини ECMT, март 2002) такође су изведене пројекције развоја интензитета транспорта роба и путника у Југоисточној Европи до 2015.године за сваки од модалитета транспорта. Интензитети транспорта су пројектовани за три алтернативна сценарија економског развоја. Према овој студији у периоду 2000–2015.године интензитет друмског саобраћаја могао би да порасте од 168% у песимистичкој варијанти до 260% у оптимистичкој варијанти.

Обе студије прогнозирају да ће једна од последица економског развоја Републике Србије у наредној декади свакако бити динамичан раст моторизације, то јест броја путничких возила и камиона по глави становника, односно уопште интензитета друмског саобраћаја, док ће утицај економског раста на развој железничког и речног транспорта бити значајно мањи.

4.6.2. Постојеће пројекције потрошње моторних горива

Студија „European Energy and Transport: Trends to 2030 – Update 2007” (EC-Directorate General for Energy and Transport, 2008) презентира сценарије дугорочнијег развоја потрошње енергије у сектору транспорта на нивоу ЕУ-27 и по земљама-чланицама.

Пројекције су базиране на коришћењу основног модела „PRIMES” (који је развио конзорцијум под руководством Националног Техничког Института из Атине) и низа специјализованих модела, а обухватиле су период 2005–2030. године.

Пројекције за Бугарску и Румунију, међутим, показују посебности у односу на просек ЕУ-27 и сличности са перспективом Србије, и у том смислу су доста интересантне као подлоге за повлачење аналогича. Штавише, читав низ параметера који опредељују потенцијал развоја потрошње моторних горива (географске и социодемографске карактеристике, достигнути степен и прогнозирана динамика економског развоја, степен моторизације, „старост” возног парка и др.) врло су сличног карактера.

4.6.3. Квантитативни и квалитативни фактори који утичу на тражњу

Квантитативни фактори су по правилу улазни параметри за пројектовање развоја секторске тражње коришћењем субмодела и универзалног су карактера. Практично нема модела који не укључује корелацију развоја бруто домаћег производа (или развоја БДП-а по глави становника) и развоја интензитета саобраћаја (или развоја потрошње енергије у сектору саобраћаја).

Друмски саобраћај је убедљиво доминирајући сектор транспорта по обиму потрошње моторних горива. У том смислу се и изради пројекција развоја тражње моторних горива у овом сектору транспорта путника и роба посвећује и највећа пажња, а одговарајући субмодел за прогнозирање развоја потрошње моторних горива укључују највећи број утицајних параметара и критеријума.

По правилу се у субмодел прво уводе основни параметри за израду пројекција интензитета друмског саобраћаја у једној земљи, а то су: (1) раст бруто домаћег производа (неизоставан параметар у сваком моделу), (2) демографски развој и (3) развој моторизације (броја регистрованих моторних возила).

Након тога се у субмодел уводе још неки параметри и критеријуми који битније опредељују обим и структуру потрошње моторних горива, као што су: (4) степен осавремењавања возног парка (обим продаје моторних возила или број први пут регистрованих нових моторних возила), (5) технолошко-технички прогрес на плану редукције специфичне потрошње моторних горива (енергетска ефикасност возила), (6) развој односа тражње МБ и ДГ и (7) степен супституције са алтернативним горивима.

У случају расположивости података се основним факторима могу придодати и неки допунски параметри или критеријуми, као што су удео возила са клима уређајима (пожељно ако постоје подаци), а ређе и просечна километраже коју годишње прелазе возила или кретања цена моторних возила. Битан параметар је свакако и цена моторних горива - при чему се узимају у обзир дугорочнији трендови, док је мањи утицај краткорочнијих варирања (као што је то недавно био случај када су цене нафте у двогодишњем периоду прешле пут од 60 УСД до 150 УСД, па онда до 35 УСД по барелу).

Утицај напред назначених фактора се у субмоделу квантификује апликацијом одређених еластичитета.

Тражња моторних горива у транспорту роба је у уској корелацији и са интензитетом међународне размене, при чему развој потрошње опредељују растојања која се прелазе и тонажа робе која се транспортује (мерено у тонским километрима). Као допунски параметар се може користити постојећа статистика улазака у земљу камиона са ино-таблицима.

Квалитативни фактори су последица специфичности развоја националног тржишта и/или трендова у гео-политичком окружењу, у форми критеријума који имају уплива на пројектовање развоја тражње моторних горива али не могу бити квантификовани. Ови критеријуми се користе за кориговање универзалних пројекција развоја потрошње моторних горива. При димензионисању будуће тражње

моторних горива у Републици Србији од посебног значаја је узети у обзир неповољне историјске околности које су условиле прекид развоја тражње у задњој декади прошлог века (грађански рат, санкције, НАТО бомбардовање праћено разарањем мостова и индустријских објеката). Не мање важан је и напор да се експертски сагледају и процене ефекти глобалне економске кризе, са којом се и Република Србија управо суочава.

А можда је још битније узети у обзир и регионалне специфичности које ће неспорно имати утицаја на развој тражње у наредном периоду, као што су:

- 1) ефекти обнављања коришћења друмског, железничког и речног саобраћаја на правцу који обезбеђује најекономичнији транзит од Западне и Централне Европе до Грчке (као чланице Европске Уније), Азије и Средњег Истока;
- 2) ефекти доградње и реконструкције Паневропског Коридора 10 и његових бочних грана В и С, са иновирањем главне и помоћне инфраструктуре;
- 3) ефекти афирмације региона југоисточне Европе као зоне слободне трговине (CEFTA).

Према званичним подацима ММФ-а, у Републици Србији је 2007. године остварен бруто домаћи производ по глави становника, рачунат према паритету куповне моћи, на нивоу од 10.071 међународних УСД (а прелиминарно за 2008. годину – 10.911 УСД). Поређења ради, Румунија је 2007. године постигла „*per capita*“ БДП (PPP) од 11.400 УСД (процена од 12.698 УСД у 2008. години), а Бугарска 11.310 УСД (12.372 УСД).

Интересантно је посматрати период 2001-2006. године и упоредити реално остварени раст БДП од просечно 5,6% годишње са растом БДП-а који је пројектован у „REBIS” студији за Републику Србију. У „REBIS” студији пројектован је раст БДП-а по глави становника од 4,3% у реалистичкој варијанти економског развоја, односно 6% у оптимистичкој варијанти (у песимистичкој варијанти је била пројектована стопа од 3,5%, те је не треба ни разматрати). Пошто је у студији пројектован демографски раст од 0,5% годишње, а забележена је стагнација, произлази чињеница да је у оптимистичкој варијанти у ствари калкулисано са растом БДП по глави становника од 6,1% годишње, а у реалистичкој варијанти са 4,4%. Другим речима, остварења економског развоја у Републици Србији била су умногоме ближа оптимистичкој варијанти.

У наредне две године (2007, 2008.) је Република Србија забележила просечан раст БДП-а по глави становника од 6,6%, а у „REBIS” студији се калкулисало са просечном годишњом стопом раста од 5,5% у периоду 2006-2015 година. Дакле, прогнозе развоја интензитета саобраћаја у Републици Србији до 2025. године изведене у „REBIS” студији под оптимистичком варијантом могу се усвојити као сасвим квалитетна подлога и за пројектовање раста домаће потрошње моторних горива.

У прилозима овог документа врло детаљно су елборирани и остали релевантни квантитативни и квалитативни фактори који опредељују будући развој тражње МБ и ДГ у Србији, узете у обзир и аналогije са најактуелнијим предвиђањима Европске Уније на ову тему, и сви ови параметри и критеријуми су уграђени у пројекције развоја тражње моторних горива и сирове нафте изведене до 2012., 2015., 2020. и 2025. године.

4.6.4. Пројекције потрошње моторних горива у Србији до 2012. и 2025. године

Пројекције потрошње моторних бензина (МБ) и дизел горива (ДГ) у Републици Србији су пошле од:

- 1) историјског развоја промета моторних горива у друмском саобраћају (МБ, ДГ и ТНГ-„аутогас”), и развоја промета ДГ у железничком и речном саобраћају;
- 2) раста БДП-а по глави становника у периоду 2001 – 2008. година, и прогноза средњерочног развоја истог у Србији до 2013. године (коришћене су пројекције *EBRD*, *IMF* и *EIU* с краја Јануара 2009. године, дакле са укалкулисаним рецесионим ефектима текуће светске економске кризе);
- 3) пројекција дугорочног развоја БДП-а по глави становника и потрошње моторних горива у Бугарској (БУЛ) и Румунији (РУМ) до 2020. и 2025. године, које су презентирани у документу „European Energy and Transport – Trends to 2030” из 2008. године, уз проверу претпоставке да постоји аналогија у будућем привредном развоју и расту тражње моторних горива између ових суседних земаља и Србије;
- 4) чињенице да, обзиром на актуелни ниво „per capita” БДП-а (и прогнозе његовог раста) и достигнути ниво моторизације (202 аутомобила на 1.000 становника у 2007. години), Србија до 2025. године неће ући у сатурациону фазу развоја интензитета друмског саобраћаја;
- 5) оцене да ће на развој тражње моторних горива значајније утицати динамично модернизовање возног парка по актуелним стопама од 4-6% годишње, и то због:
 - (1) раста енергетске ефикасности код новијих друмских возила, тј. континуалне редукције специфичне потрошње МБ и ДГ (негативан еластичитет);
 - (2) даљег повећања удела „дизелаша“ у продаји путничких возила, јер они у поређењу са „бензинцима“ троше мање горива (негативан еластичитет);
 - (3) пораста броја возила са клима уређајем, који у летњим месецима повећава специфичну потрошњу горива (позитиван еластичитет);
- 6) прогноза да удео ТНГ-а у укупној потрошњи моторних горива у друмском саобраћају неће премашивати ниво достигнут 2007/2008. године, а који износи око 14% (проценат који је веома значајно изнад европског просека);
- 7) процене да је раст удела ДГ на рачун МБ у домаћој малопродаји већ ушао у сатурациону фазу;
- 8) процене да ће од 2010. године Република Србија, као кандидат за чланство у ЕУ, започети са применом директива и препорука Европске Комисије на плану супституције фосилних моторних горива са алтернативним горивима, при чему би мерљиви ефекти по основу тржишне пенетрације биогорива били регистровани од 2010. године, по основу присуства хибридних возила од 2015. године, а по основу електричних и „fuel-cell” возила почев од 2020. године;
- 9) пројекција развоја интензитета саобраћаја у Републици Србији које су презентирани у „REBIS” студији из 2003. године, које су критички евалуиране кроз поређења прогноза и остварења у периоду 2003-2008. година.

За пројектовање продуктовода за транспорт моторних горива кроз Србију, односно за димензионисање терминала, од битног је значаја и адекватно димензионисање регионалне тражње. Регионализација тражње је изведена и презентирана у Прилогу, а подлогу су представљали званични подаци „НИС-Петрол”-а. Да се ради о репрезентативном узорку говори податак да је „НИС-Петрол” у 2007. години реализовао преко 66% veleпродаје и близу 40% малопродаје

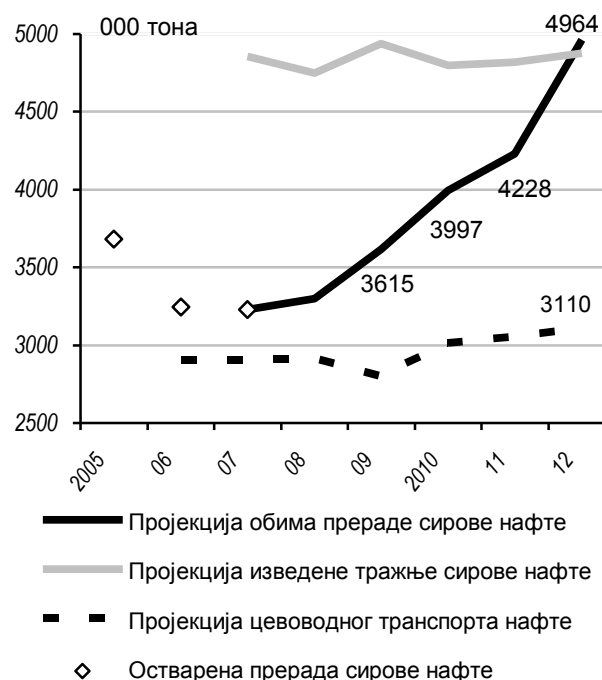
моторних горива на националном тржишту. На територији Републике Србије постоји око 1.420 бензинских станица од чега „НИС-Петрол” има 515 или 36%. Ова структура се може усвојити и за дугорочније пројекције, обзиром на уговорну обавезу „Газпром Нефт” -а, новог већинског власника „НИС а.д.” да будући удео ове компаније у veleпродаји и малопродаји нафтних деривата на тржишту Републике Србије неће бити испод нивоа остварења у 2008. години.

Све статистичке подлоге и калкулације корелација, еластичитета и компарација узетих у обзир при пројектовању домаће тражње МБ и ДГ, презентирани су у прилозима овог документа.

Дијаграм 4.4. Пројекција потрошње МБ и ДГ у Републици Србији (2012, 2020 и 2025. година)



Дијаграм 4.5. Пројекција обима прераде нафте у Републици Србији до 2012. године



4.6.5. Пројекције развоја интензитета транспорта нафте у Републици Србији до 2012. и 2025. године

Пројекција развоја интензитета цевоводног транспорта нафте у овом документу, која је приказана на дијаграму 4.5., базирана је на:

- 1) историјском развоју обима прераде сирове нафте оствареном у српским рафинеријама у претходном периоду, са посебним акцентом на остварењима у периоду 2001 – 2008. година;
- 2) пројекцијама развоја тражње моторних бензина и дизел горива у Републици Србији (које су преузете из претходног поглавља овог документа);
- 3) пројекцији обима прераде сирове нафте, преузетој из средњерочног стратешког плана НИС-а;
- 4) претпоставци да ће се остваривати лагана промена структуре „излаза” српских рафинерија у корист „белих” деривата;
- 5) претпоставци да ће од 2011. године бити дозвољен увоз свих моторних горива (сагласно уговорној обавези владе Републике Србије према руском “Газпром

Нефт”-у да одржава тренутну рестрикцију на увоз нафтних деривата до 31.12.2010. године), те да ће се удео увозне компоненте у структури потрошње моторних горива на нивоу Републике Србије лагано повећавати.

4.7. СТРАТЕШКИ ПЛАНОВИ РАЗВОЈА

4.7.1. Основе за успостављање развојних циљева и стратегија

Успостављени развојни циљеви у домену развоја система нафтовода и продуктовода су:

- 1) модернизација и обнављање постојећег нафтовода;
- 2) проширење складишних простора за нафту и деривате нафте;
- 3) увођење интегрисаног управљања и регулације укупним системима цевоводног транспорта;
- 4) припрема предуслова за реализацију савремених комуникацијских инсталација и система (оптички каблови) уз трасе нафтовода и продуктовода;
- 5) обезбеђење предуслова за реализацију макропројекта цевоводног транспорта нафте и деривата:
 - (1) учешће у изградњи Паневропског нафтовода, као међудржавног пројекта у намери,
 - (2) изградња система продуктовода кроз Србију (потреба за супституисањем нерационалног транспорта нафтних деривата искључиво конвенционалним видовима транспорта).

Заједничка компонента у реализацији свих развојних циљева је минимизирање негативних утицаја на животну и радну средину.

Компаративне „јаке” и „слабе” тачке у односу на реализацију овако зацртаног развоја су следеће:

Предности:

- 1) знање и искуство кадрова ЈП „Транснафта” у области цевоводног транспорта стицано вишедеценијским радом у изградњи, пуштању и експлоатацији постојећег нафтовода;
- 2) изузетно повољан положај у односу на потенцијално велико тржиште Западне Европе (посматрано са аспекта изградње Паневропског нафтовода), као и за снабдевање земаља у окружењу са нафтним дериватима (посматрано са аспекта изградње продуктовода кроз Србију, са могућношћу повезивања са окружењем);

Слабости:

- 1) амортизована постојећа опрема, посебно цевоводи и део стационарне опреме;
- 2) мањак складишног простора за будући аутономан рад и даљи развој делатности;
- 3) вишегодишња инвестиционо-развојна стагнација;
- 4) утисак да се брже одвија конкретизација алтернативних нафтовода из Каспијско- црноморског региона него Паневропског нафтовода;
- 5) инертност и неажурност дела надлежних државних и пратећих институција у обезбеђивању предуслова (акти, одлуке, решења, ревизије) и подршке за реализацију прихваћених програма развоја.

У односу на временски хоризонт до 2012. године стратешки планови развоја ЈП „Транснафта“ углавном и даље егзистирају у изворном облику, а промене се

односе углавном на статус и динамику реализације макро развојних пројеката Систем продуктовода кроз Србију и Паневропски нафтовод (ПЕОП).

У овом периоду значајно место се посвећује анализи и плановима модернизације и перманентног подизња радних перформанси постојећег нафтовода. У посматраном двогодишњем периоду протеклом од претходно дефинисаних стратешких планова, ЈП „Транснафта” је одложила пројектовање продуктовода на етапи од Ниша до Приштине и одустала од проширења складишног простора за нафту. Према томе, развојни циљеви у домену развоја система нафтовода и продуктовода незнатно су измењени, поново дефинисани и усмерени ка:

- 1) континуираној дијагностици, обнављању, модернизацији и сталном подизању радних перформанси постојећег нафтовода од Сотина до Панчева, као и припадајућег терминала за сирову нафту у Новом Саду и мерне станице у Панчеву.
- 2) стварању повољнијег амбијента за припрему и реализацију пројеката за цевоводни транспорт сирове нафте (ПЕОП) и нафтних деривата (Систем продуктовода кроз Србију).
- 3) припреми, изradi и реализацији различитих модела за инвестирање у висококапиталне пројекте цевоводног транспорта нафте и деривата.

4.7.2. Развојни пројекат: Развој постојећег система нафтовода

У периоду 2007 – 2008 година је постојећи систем нафтовода од Сотина, преко Новог Сада до Панчева (154,3 км) тарифно подељен као ДН1 (Сотин-Нови Сад = 63,3 км) и ДН2 (Нови Сад-Панчево = 91 км) и подвргнут ревитализацији, осавремењавању и развоју одређених елемената нафтног система. Почев од класичног текућег одржавања до развоја одређених делова система нафтовода, у посматраном периоду реализоване су бројне активности, које генерално детерминишу његово актуелно стање:

- 1) дијагностика и испитивање стања нафтовода поступком „интелигентног магнетног крацера“, лоцирана су места оштећења и приступило се одговарајућој планској санацији;
- 2) испитивање стања катодне заштите и квалитета изолационе облоге нафтовода, са планом санације;
- 3) редовна сервисна одржавања ротирајућих уређаја – линијских и бустер пумпи, мерила протока нафте, радарских мерила нивоа нафте у резервоарима, вентила/актуатора на терминалу Нови Сад (ТНС) и блок станицама, инструментације и надзорно-управљачких система на ТНС, трафо станица, машинских и електро инсталација и друго;
- 4) у 2007. години реализована је верификација масених мерила протока за нафту на крају нафтовода на Мерној станици Панчево (МСП), са важношћу до 2010. године;
- 5) након развојног дефинисања у току 2007. године и урађеног пројекта замене застарелог и неисправног комуникацијског система коаксијалног кабла, у току је реализација полагања ХДПЕ облоге – „оклопне заштите” за инсталирање савременијег високо-капацитативног оптичког кабла, који ће омогућити савремено интегрисано управљање и регулацију постојећих и будућих процеса рада у цевоводном транспорту нафте и деривата нафте, у перспективи (на деоници ДН1 радови се приводе крају);

- 6) завршени су радови снимања речног корита Дунава и Тисе на местима прелаза нафтовода на другу обалу наведених река (институт „Јарослав Черни”).

У предстојећем периоду је неопходно реализовати још и следеће активности у склопу развоја постојећег система цевоводног транспорта нафте и деривата нафте:

- 1) пројектовање, набавка, испорука, уградња и верификација комерцијалних мерних мостова у Бачком Новом Селу и Новом Саду;
- 2) замена коаксијалног кабла са оптичким каблом на траси нафтовода и адаптација комуникационог система и система даљинског управљања и надзора на траси нафтовода од Бачког Новог Села, преко ТНС, до МСП;
- 3) набавка, уградња и пуштање у рад изузетно битних блок-вентила на блок станицама нафтовода;
- 4) пројектовање и припремни радови за изградњу нових резервоара за сирову нафту, као и још низ развојних активности специфицираних у табели 4.7.

4.7.3. Развојни пројекат: Изградња система продуктовода кроз Републику Србију

Пројекат изградње система продуктовода кроз Републику Србију конципиран је у циљу подизања економске ефикасности и еколошке безбедности снабдевања са моторним горивима главних центара тржишне потрошње на територији Републике Србије, али и гравитирајућег окружења. Пројекат је предвидео развој цевоводног транспорта свих типова моторних бензина и дизел горива.

Србија је једна од ретких земаља у Европи па и у блиском окружењу која нема цевоводни систем транспорта нафтних деривата. Према томе, основни циљ Пројекта изградње система продуктовода кроз Републику Србију је изградња цевоводног система којим би се моторним горивима снабдевали највећи потрошачки центри у Републици Србији. Такође, изградња продуктовода на траси од Панчева до Новог Сада има за циљ и реализацију могућности комплементарне измене полупроизвода рафинерија, ради постизања виших валоризационих ефеката укупне рафинеријске прераде. Изградњом система продуктовода се у перспективи отвара и реална могућност повезивања продуктовода са гравитирајућим тржиштима (ободним подручјима) земаља у најближем окружењу.

Продуктоводом се постиже већа поузданост, економичност, ефикасност и континуалност у снабдевању тржних центара Републике Србије моторним горивима. Еколошки и акцидентни ризици се смањују на најмању могућу меру, смањењем броја претовара се редукују губици, магистрални путни саобраћај се знатно смањује и растерећује, продужава се век трајања коловозних трака и друго. Треба, међутим, нагласити да економичност једног продуктовода битно подиже немогућност коришћења воденог транспорта, јер се по ценовној конкурентности једино транспорт баржама или танкерима приближава цевоводном транспорту.

Пројекат изградње система продуктовода кроз Републику Србију је у реалној развојној предности у односу на много сложенији међудржавни пројекат изградње Паневропског нафтовода. Као аутономан домицилни пројекат, систем продуктовода кроз Републику Србију се бар у припремној фази документационих подлога већ налази у реализацији.

У току 2006-2007. године завршена је израда и ревидована је Претходна студија оправданости (ПСО) са Генералним пројектом. Према том, сада већ званичном документу, студијски је потврђен концепт, економска, еколошка и укупна ефикасност цевоводног транспортног система деривата кроз Републику Србију.

Статус пројекта:

Према варијанти коју ПСО са Генералним пројектом предлаже за усвајање, пројектовано је да се продукти, односно гориво (бензини и дизел горива) транспортују из једног отпремног терминала у Панчеву (практично из РНП) до више терминала на укупној територији Републике Србије. Постоје два типа пријемних терминала са гледишта продуктовода: пријемно-отпремни (Смедерево, Јагодина и РНС), у које се гориво допрема, али који су и транзитни терминали за отпрему у следеће терминале и пријемни-крајњи (Ниш, Београд и Сомбор), који су на крају неких од продуктоводних праваца. У пријемно-отпремним терминалима предвиђене су пумпе за даљи транспорт горива до следећег терминала, као и претпумпе за манипулисање дериватима у оквиру терминала (из резервоара у резервоар), односно за пребацивање деривата из терминала у терминал (из резервоара на терминалу до уписног ценовода пумпи предвиђених за даљи транспорт). Магистрални продуктоводи који су предмет овог пројекта, изводе се методом подземног полагања, што је уобичајена пракса за ову врсту ценовода. Прелази трасе продуктовода преко река Дунав, Велика Морава и Тиса, као и канала ДТД, изводе се техником хоризонталног усмереног подбушивања (ХДД).

Према резултатима извршених процена, укупан капацитет будућег продуктовода се пројектује на нивоу од око 4,33 милиона тона. Рачуна се са капацитетом од око 1,6 мил. тона за бензине и око 2,7 мил. тона за дизел горива.

При томе, пројектовани потенцијал домаћег тржишта детерминише укупан капацитет свих терминала од преко 3,36 милиона тона (1,11 мил.тона за бензине и око 2,25 мил. тона за дизеле). У укупном капацитету система продуктовода, удео транспорта моторних горива за домаће тржиште износи 77-78%, а остало је предвиђени капацитет за тржишта у непосредном окружењу.

Табела 4.5. Пројектовани капацитети терминала за домаће тржиште и окружење (у тонама)

Терминал	Моторни бензини (МБ)			Дизел горива (ДГ)			Свега МБ+ДГ
	Домаће тржиште	Окружење	Укупно	Домаће тржиште	Окружење	Укупно	
Велико Село	379 841		379 841	604 000		604 000	983 841
Сомбор	75 836	73 944	149 780	178 877	162 965	341 842	491 622
Нови Сад	165 847		165 847	362 400		362 400	528 248
Смедерево	117 475		117 475	276 446		276 446	393 922
Јагодина	218 510	73 743	292 253	468 967	106 393	575 360	867 613
Ниш	158 937	330 932	489 869	358 635	219 352	577 987	1 067 857
Укупно:	1 116 447	478 619	1 595 066	2 249 326	488 710	2 738 036	4 333 101

Извор: Претходна студија оправданости за изградњу продуктовода кроз Србију са Генералним пројектом, „Енергопројект Индустрија” а.д., Нови Београд, 2007

Квантификовању величине планираних терминала претходило је везивање појединих округа у Републици Србији и потенцијалних тржишта у окружењу за конкретан терминал са којег би било, са аспекта трошкова транспорта, најцелисходније и најисплативије превозити моторна горива цистернама до гравитирајућих бензинских станица. Према резултатима извршених процена, највеће капацитете треба предвидети за терминале Ниш (за снабдевање Јужне Србије, КиМ, Бугарске и Македоније) и Велико Село (за снабдевање Београда и дела Баната).

Ефикасна реализација овог макро пројекта је у директној вези са системским условима у земљи, који тренутно нису одговарајући, ради чега се многе предвиђене

развојне активности перманентно одлажу и прете да угрозе наставак њихове реализације. Тако је у 2007. години, од десетак развојних активности предвиђених Законом о планирању и изградњи, реализована само израда Претходне студије оправданости са генералним пројектом. Остале планиране активности, које по правилу следе сукцесивно, нису реализоване због непостојања системских подлога (израда допуна Просторног плана Републике Србије, недефинисани имовински односи за трасе и терминале продуктовода, као и различита институционална кашњења). Нажалост, овај тренд би могао да се настави и у наредним годинама, уколико не дође до ефикаснијег решавања системских услова дефинисаних Стратегијом развоја енергетике Републике Србије до 2015. године и Програмом њеног остваривања.

Табела 4.6. Транспортни капацитети по деоницама продуктоводног система

Ред.бр.	Продуктовод	км	МБ тона/год м ³ /год	ДГ тона/год м ³ /год	Укупно м ³ /год
I фаза					
1	Панчево-Смедерево	34,5	899 597 1 183 680	1 429 793 1 702 135	2 885 815
2	Смедерево-Јагодина	87,3	782 122 1 029 108	1 153 347 1 373 032	2 402 140
3	Јагодина-Ниш	88,0	489 869 644 564	577 987 688 080	1 332 644
II фаза					
4	Панчево-Београд	9,5	379 841 499 791	604 000 719 048	1 218 838
5	Панчево-Нови Сад	90,5	315 627 415 299	704 242 833 382	1253 682
III фаза					
6	Нови Сад-Сомбор	92,3	149 780 197 079	341 842 406 955	604 034

Извор: Претходна студија оправданости за изградњу продуктовода кроз Републику Србију са Генералним пројектом,
„Енергопројект Индустрија” а.д., Нови Београд, 2007

Предстојеће активности на реализацији пројекта:

- израда студија оправданости (СО) са идејним пројектом (ИП) за сваку од појединачних деоница-етапа;
- израда студија утицаја на животну средину за појединачне деонице-етапе;
- израда Просторног плана подручја посебне намене за систем продуктовода кроз Србију и одговарајуће усклађивање са истим;
- Израда Плана детаљне регулације локације терминала у Панчеву (и Смедереву);
- израда и реализација одговарајућих модела за инвестирање у појединачне деонице-етапе и/или укупан систем продуктовода;
- израда главних пројеката (ГП) за појединачне деонице-етапе система продуктовода;
- фазна реализација - изградња система продуктовода кроз Србију.

У току је расписивање тендера за избор најповољнијег понуђача за израду Студије оправданости са Идејним пројектом и Студије утицаја на животну средину за етапе система продуктовода Панчево – Смедерево и Панчево – Нови Сад.

Према наведеном, јасно је да припрема и реализација Пројекта система продуктовода кроз Србију значајно касне. Међутим, са аспекта допуне и измене Програма остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године за период од 2007 до 2012. године, све претходно побројане активности, изузев почетка фазне реализације изградње система продуктовода, могле би бити реализоване у том терминском плану.

4.7.4. Развојни пројекат: Изградња Паневропског нафтовода (ПЕОП)

Паневропски нафтовод (ПЕОП) је планиран као дугорочан развојни стратешки приоритет (пети приоритет Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године) и претставља капитално-интензиван инфраструктурни пројекат у оквирима повезивања регионалних-паневропских система са нашим системима.

Каспијска нафта, заједно са руском нафтом, данас у Европу стиже преко Црног Мора и турских мореуза (Босфор и Дарданели). Ови мореузи представљају „уска грла” испред којих танкери чекају понекад и више од 20 дана. Да би се осигурала несметана допрема нафте из Каспијског региона, као и да би се премостили еколошки и навигационо осетљиви мореузи, неопходно је увести алтернативне модалитете транспорта. У овом тренутку постоје четири међународна пројекта нафтовода у развојној фази, који су у мањој или већој мери конкурентски развојни програми.

Предложени нафтовод Констанца – Трст осмишљен је као економичан систем за транспорт сирове нафте од постојећих нафтних терминала у црноморској луци Констанца у Румунији, преко рафинерија у Републици Србији и Хрватској до Трста у Италији. Постоји могућност продужења овог нафтовода и до Ђенове, луке на Тиренском мору.

ПЕОП би улазио у Србију код Беле Цркве, ишао ободом Делиблатске пешчаре, да би од Панчева преко Новог Сада до Сотина (граница са Републиком Хрватском) пратио трасу постојећег нафтовода.

Три основне компаративне предности ПЕОП-а јесу:

- 1) Траса и крајња тачка нафтовода. Каспијска и руска нафта доводе се до северног Јадрана, у директан прикључак са Трансбалтичким нафтоводом (ТАЛ) који снабдева Централну Европу и Немачку. Постоји могућност повезивања на италијанску мрежу нафтовода и снабдевање тржишта северне Италије. Рафинерије на траси Нови Сад, Панчево, Сисак, Босански Брод и могуће Ријека, прикључак са ТАЛ и оближња тржишта заједно гарантују тражњу од преко 150 милиона тона нафте годишње. Друге трасе које су замишљене да избегну Јадранско море нису довољно економски атрактивне, јер пролазе земље са лимитираном тражњом, а постоје и природне препреке које поскупљују изградњу и нема предности директног прикључка на ТАЛ;
- 2) Еколошки аспект. ПЕОП би смањио број танкера који долазе у северни Јадран, јер би нафта која се сада до Трста допрема морским путем убудуће пристизала копненим нафтоводом. ПЕОП би се користио за транспорт нафти различитог типа, тј. могао би да транспортује Руску или Каспијску нафту у зависности од тражње на тржишту. Користио би познату технологију шаржирања (batching);
- 3) Постојећи инфраструктурни објекти. Укупна дужина нафтовода је 1.320 км, али постојећи сегменти Јадранског нафтовода могу се користити за транспорт и Каспијске нафте, тако да се инвестициона улагања могу значајно редуковати.

Доградња би се реализовала на терену који је највећим делом врло погодан за постављање магистралног нафтовода. Улазне и излазне тачке нафтовода, луке Констанца и Трст, већ сада располажу скоро свом инфраструктуром која би подржала један овакав нафтовод.

Специфичне користи које би од реализације ПЕОП пројекта имала Република Србија су: (а) повезивање Републике Србије са инфраструктурним мрежама дистрибуције нафте у Југоисточној, Централној и Западној Европи; б) ослобађање Републике Србије од апсолутне зависности снабдевања сировом нафтом из правца запада, односно од Хрватске; (в) значајне уштеде на трошковима транспорта увозне нафте намењене преради у домаћим рафинеријама; (г) значајан приход од тарифе на транспорт нафте у транзиту преко наше територије; (д) значајан приход по основу упошљавања домаће инжењеринг, грађевинске и монтажерске оперативе на реализацији пројекта изградње; (ђ) Повећање конкурентности рафинерија у Србији дуж реке Дунав, подстицање развоја и потенцијала домаће нафтно-петрохемијске индустрије, као и развој паралелних мултидисциплинарних пројеката уз трасу нафтовода (магистрални гасоводи, оптичко каблирање); (е) индиректне користи по основу доприноса који би изградња нафтовода обезбедила стварању климе да је Република Србија политички и економски стабилна земља, где се може инвестирати без ризика.

Најновије предвиђање годишњег капацитета ПЕОП-а је 60-90 милиона тона.

Статус пројекта:

Савезна скупштина СРЈ ратификовала је: (а) Оквирни споразум INOGATE за успостављање међудржавног система за транспорт нафте („Службени лист СРЈ”, број 10/01) и (б) Протокол уз Оквирни споразум за успостављање међудржавног система за транспорт нафте од Констанце (Румунија) до Омишаља (Хрватска) са Анексом 1 о решавању спорова („Службени лист СРЈ”, број 2/03). Овим протоколом основан је Међудржавни комитет за ПЕОП пројекат (у даљем тексту: Међудржавни комитет), који разматра и усмерава развој ПЕОП пројекта.

У току 2004. године Скупштина Републике Хрватске донела је мораторијум, да неће подржавати пројекте нафтовода за које је Омишаљ извозна лука за нафту. Због наведеног је Међудржавни комитет на састанку одржаном у Букурешту (Румунија), у октобру 2004. године, донео одлуку да се траса нафтовода продужи до луке Трст и да се конекцијом цев-у-цев прикључи на Трансалпски нафтовод (ТАЛ). Како предложена траса ПЕОП-а пролази преко територије Италије и Словеније, ове две државе су на састанку одржаном у Београду, у мају 2005. године, дале по једног представника, који учествују у раду Међудржавног комитета у статусу посматрача.

Потписивањем Министарске декларације о Паневропском нафтоводу (Загреб, Хрватска, 3. април 2007. год.), представници влада држава Румуније, Србије, Хрватске, Словеније и Италије, као и комесар за енергетику ЕУ, исказали су политичку вољу за реализацију ПЕОП пројекта. Словенија је потписала Министарску декларацију, али и накнадно изразила резерву према ПЕОП пројекту због еколошких разлога.

На састанку Међудржавног комитета (Констанца, Румунија, 5. јул 2007. год.) донета је одлука да се у циљу проналажења инвеститора и корисника ПЕОП нафтовода оснује компанија за развој и промоцију пројекта (PDC - Project Development Company):

Република Србија је именовала ЈП „Транснафта“ да у њено име учествује као оснивач ове PDC компаније, и да по завршетку изградње ПЕОП-а управља његовим делом који пролази кроз територију Републике Србије. Обзиром да Италија и Словенија немају своје државне компаније за транспорт нафте нафтоводом, одлучено

је да ову компанију оснују Compet S.A Ploesti и Oil Terminal SA Constanta у име Румуније, Јанаф д.д. Загреб у име Хрватске и ЈП Транснафта Панчево у име Републике Србије. Уговор о оснивању ове компаније (Споразум акционара) потписан је 22 фебруара 2008. године, а компанија је регистрована 6. јуна 2008. године. Седиште PDC је у Лондону (Велика Британија) и она је актуелно у фази унутрашњег конституисања. У Споразуму акционара предвиђена је посебна клаузула која би омогућила компанији из Италије, односно Словеније да у сваком тренутку може да приступи PDC-у, под истим условима.

Предстојеће активности реализације пројекта:

- 1) Остварити контакте и обавити разговоре са произвођачима нафте (Русија, Казахстан, Азербејџан) о коришћењу ПЕОП-а за транспорт нафте из њихових извора;
- 2) Конкретизовати потенцијални интерес „Газпромнефт”- а за ПЕОП пројекат;
- 3) Остварити сарадњу са надлежним министарством Републике Италије, с обзиром на чињеницу да Република Италија пружа начелну подршку ПЕОП пројекту;
- 4) Завршити конституисање PDC компаније;
- 5) Интензивирати разговоре са компанијама које су до сада исказале интерес за ПЕОП пројекат или су потенцијални корисници ПЕОП пројекта;
- 6) Размотрити иницијативу Генералног директората за транспорт и енергију Европске Уније (EU-DG TREN) да се организује прединвестициони консултативни састанак на нивоу министара енергетике региона и ЕУ на тему ПЕОП пројекта. Предложен је Београд као место одржавања;
- 7) Организовати Инвестициону конференцију за ПЕОП пројекат;
- 8) Приступити изради новог Међудржавног споразума између држава на траси нафтовода (Intergovernmental Agreement – IGA). На основу овог споразума инвеститори ће са сваком државом на траси закључити посебан Споразум са државом домаћином (Host Government Agreement – HGA), којим би се уредила сва права и обавезе које су везане за изградњу нафтовода и остваривање инвестиције.

Предстојеће активности домаћих учесника на плану реализације ПЕОП пројекта су: (а) усклађивање са просторним планом Републике Србије и (б) обезбеђивање подлога за израду техничке документације (снимање терена, геомеханика, претходни услови за пројектовање).

Реализацијом претходних активности би се стекли услови за израду: (а) Претходне студије оправданости и генералног пројекта; (б) Студије оправданости са идејним пројектима; (в) Студије о процени утицаја на животну средину; (г) Главних пројеката и (д) фазну реализацију - изградњу ПЕОП-а.

Према свему презентираним, може се закључити да еволуирање пројекта ПЕОП заостаје у односу на термин план активности у претходној пројекцији из Програма остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије (2010), као и да су измене и допуне у овом Програму само прелиминарне, са недовољним степеном детаљности и поузданости. Ипак, може се проценити да би у периоду до 2012. године евентуално могле бити реализоване све претходно побројане активности на плану реализације ПЕОП-а, осим активности „почетак фазне изградње нафтовода”

Основна ограничења за реализацију представљају: (а) инертност и неодлучност појединих земаља на траси нафтовода (Словенија, Италија), (б) инертност у реализацији релевантних студијских подлога (непотврђене резерве и структура нафти за ПЕОП; непотврђене потребе и структура нафти на транзитном коридору и финалним тржиштима; непотврђене процене потребних укупних и појединачних инвестиционих средстава за фазну реализацију ПЕОП, термински планови реализације, (в) споре и недовољне промотивне активности за систем ПЕОП у функцији дефинисања поузданих потенцијалних инвеститора нафтовода, (г) висок степен конкурентности планираних нафтовода у окружењу (у функцији исказивања заинтересованости држава-актера и мултинационалних компанија), (д) неусклађеност са домицилним законодавствима држава кроз које нафтовод пролази (законима о планирању и изградњи, просторним плановима) и динамична ескалација инвестиционих улагања (са иницијално пројектованих 2,3 млрд. УСД у студији из 2005. године на актуелно процењених 3,5 млрд. УСД).

4.8. ДИНАМИКА ПЛАНИРАНИХ УЛАГАЊА И ЕКОНОМСКЕ АНАЛИЗЕ

Спецификација, предрачун и динамика реализације планираних инвестиционих радова базирају се на критичкој оцени предмера и предрачуна датих у документима „Стратешки план развоја ЈП „Транснафта” у периоду 2009. - 2013. година”, Март 2009.г., „Програм пословања ЈП „Транснафта” за 2009. годину”, Јануар 2009.г. и ПСО „Систем продуктовода кроз Србију” - „Енергопројект-Индустрија” АД, Јул 2007.г.

Сви планирани инвестициони трошкови презентирани су у ЕУР, и оквирно базирају на девизном курсу 1 ЕУР = 90,0 RSD.

Све инвестиције су расподељене на улагања у основна средства (земљиште, грађевински радови и објекти, инсталације и опрема, монтажа) и улагања која претходе инвестирању у основна средства (оснивачка улагања). У оквиру ове две категорије су развојне инвестиције груписане на следећи начин:

1. Развој постојећег система нафтовода (развој основне делатности ЈП „Транснафта”);
2. Развој система продуктовода (развој нове делатности ЈП „Транснафта”);
3. Развој складишта (развој нове делатности ЈП „Транснафта”);
4. Изградња Паневропског нафтовода (развој основне делатности ЈП „Транснафта”).

Ефекти инвестирања обухватају (1) повећање поузданости функционисања нафтовода, (2) увећање простора за складиштење нафте и деривата, (3) нове приходе и добити по основу реализације услуга транспорта моторних горива кроз изграђене деонице продуктовода и (4) еколошке бонусе.

Табела 4.7. Динамика реализације инвестиционих улагања (у 000 ЕУР)

П о з и ц и ј а	Свега	ПЛАНСКИ ХОРИЗОНТ				
		Фаза инвестиционог развоја				
		2009.	2010.	2011.	2012.	2013.
УЛАГАЊА У ОСНОВНА СРЕДСТВА	91.670	3.390	4.635	21.235	15.640	46.770

Развој система постојећег наф товода	6.250	2.025	2.545	560	560	560
Пројектовање, уградња и верификација комерцијалних мерних мостова у Бачком Новом Селу и Новом Саду	1.335	335	1.000	-	-	-
Откуп земљишта, припремни радови и израда приступног пута за МС Бачко Ново Село	55	55	-	-	-	-
Замена коаксијалног са оптичким каблом на траси наф товода и адаптација комуникационог система и система даљинског управљања и надзора на траси наф товода од Дунава (БНС) преко ТНС до МС Панчево	1.260	555	705	-	-	-
Набавка, уградња и пуштање у рад блок-вентила на блок станицама наф товода	390	110	280	-	-	-
Набавка и уградња вишеканалног температурног уређаја за заштиту VN мотора са повезивањем на PLC-SCADA систем на ТНС	60	60	-	-	-	-
Надоградња и осавремењавање уређаја за праћење и заштиту на ТНС	55	55	-	-	-	-
Унапређење, одржавање и ремонт система за мерење протока на МС Панчево	55	55	-	-	-	-
Надоградња и осавремењавање уређаја у трафо-станици	55	55	-	-	-	-
Набавке и уградње различитих вентила	215	215	-	-	-	-
Набавка и уградња анализатора садржаја воде у нафти	35	35	-	-	-	-
Остала улагања у постојећи систем наф товода	1.620	280	335	335	335	335
Остала улагања у одржавање и развој пословног система	1.115	215	225	225	225	225
Развој система продуктовода	77.420	1.365	890	18.675	14.280	42.210
Откуп земљишта за терминал продуктовода у Панчеву	1.365	1.365	-	-	-	-
Откуп земљишта за терминал продуктовода у Смедереву	890	-	890	-	-	-
Откуп земљишта за терминал продуктовода у Јагодини	2.670	-	-	2.670	-	-
Откуп земљишта за терминал продуктовода у Нишу	3.335	-	-	3.335	-	-
Изградња деонице Панчево–Смедерево, са изградњом отпремног терминала у Панчеву	21.000	-	-	5.280	7.945	7.775
Изградња деонице Смедерево–Јагодина	10.550	-	-	-	-	10.550
Изградња деонице Јагодина–Ниш	10.550	-	-	-	-	10.550
Изградња деонице Панчево–Нови Сад	20.060	-	-	7.390	6.335	6.335
Изградња деонице Панчево–Београд (Велико Село)	7.000	-	-	-	-	7.000
Развој складишта	8.000	-	1.200	2.000	800	4.000
Изградња нових резервоара за нафту	8.000	-	1.200	2.000	800	4.000
ОСНИВАЧКА УЛАГАЊА	5.911	991	539	841	1.743	1.797
Развој система постојећег наф товода	20	20	-	-	-	-
Студија процене утицаја пројекта „Набавка, уградња и верификација комерцијалних мерних мостова“ на животној средини	20	20	-	-	-	-
Развој система продуктовода кроз Србију	3.409	746	352	671	1.233	407
СО са ИП за деоницу Панчево–Смедерево	190	190	-	-	-	-
Стратешка студија о процени утицаја на животну средину за деоницу Панчево–Смедерево	40	40	-	-	-	-
ГП за деоницу Панчево–Смедерево	125	125	-	-	-	-

Студија о процени утицаја на животну средину за деоницу Панчево–Смедерево	17	-	17	-	-	-
Израда регулационог плана за терминал Панчево *	35	35	-	-	-	-
СО са ИП за деоницу Смедерево–Јагодина	280	-	-	280	-	-
Стратешка студија о процени утицаја на животну средину за деоницу Смедерево–Јагодина	22	-	-	22	-	-
ГП за деоницу Смедерево–Јагодина	415	-	-	-	415	-
Студија о процени утицаја на животну средину за деоницу Смедерево–Јагодина	17	-	-	-	17	-
СО са ИП за деоницу Јагодина–Ниш	280	-	-	280	-	-
Стратешка студија о процени утицаја на животну средину за деоницу Јагодина–Ниш	22	-	-	22	-	-
ГП за деоницу Јагодина–Ниш	415	-	-	-	415	-
Студија о процени утицаја на животну средину за деоницу Јагодина–Ниш	17	-	-	-	17	-
СО са ИП за деоницу Панчево–Нови Сад	246	246	-	-	-	-
Стратешка студија о процени утицаја на животну средину за деоницу Панчево–Нови Сад **						
ГП за деоницу Панчево–Нови Сад	335	-	335	-	-	-
Студија о процени утицаја на животну средину за деоницу Панчево–Нови Сад **						
СО са ИП за деоницу Панчево–Београд (Велико Село)	45	-	-	45	-	-
Стратешка студија о процени утицаја на животну средину за деоницу Панчево– Београд (Велико Село)	22	-	-	22	-	-
ГП за деоницу Панчево–Београд (Велико Село)	55	-	-	-	55	-
Студија о процени утицаја на животну средину за деоницу Нови Сад–Сомбор	17	-	-	-	17	-
СО са ИП за деоницу Нови Сад–Сомбор	275	-	-	-	275	-
Стратешка студија о процени утицаја на животну средину за деоницу Нови Сад–Сомбор	22	-	-	-	22	-
ГП за деоницу Нови Сад–Сомбор	390	-	-	-	-	390
Студија о процени утицаја на животну средину за деоницу Нови Сад–Сомбор	17	-	-	-	-	17
Израда просторног плана подручја посебне намене за Ситем продуктовода кроз Србију *	110	110	-	-	-	-
Развој складишта	237	110	17	-	-	110
ГП за изградњу нових резервоара за нафту	220	110	-	-	-	110
Студија о процени утицаја на животну средину за изградњу нових резервоара	17	-	17	-	-	-
Паневропски нафтовод (ПЕОП)	2.245	115	170	170	510	1.280
Припремна (приступна) улагања	170	115	55	-	-	-
Претходна студија оправданости са Генералним пројектом	230	-	115	115	-	-
СО са ИП	455	-	-	55	400	-
ГП	1.390	-	-	-	110	1.280
УКУПНА ИНВЕСТИЦИОНА УЛАГАЊА	97.581	4.381	5.174	22.076	17.383	48.567

* Планска документа чија је израда извесна. У овом моменту је немогуће предвидети шта ће још од планске документације бити неопходно израдити у оквиру реализације макро-пројекта Развој система продуктовода.

** Обухваћене у одговарајућим пројектима код деонице-етапе Панчево–Смедерево.

Динамика реализације планираних инвестиционих улагања презентирана у претходној табели полази од процене да ће до краја 2013. године у оквиру реализације пројекта Система продуктовода кроз Србију бити окончана само деоница Панчево-Смедерево. Деоница Панчево-Нови Сад била би изграђена до краја 2014. године (те године би се у изградњу утрошило додатних 5,28 милиона ЕУР), а остале деонице би могле да буду завршене у периоду 2015 – 2018. година.

4.9. ЕКОНОМСКО-ФИНАНСИЈСКИ ЕФЕКТИ РАЗВОЈНИХ ИНВЕСТИЦИЈА

Обзиром на недифинисани временски хоризонт, и уопште неизвесности у погледу реализације пројекта изградње Паневропског нафтовода (ПЕОП), као и много непознаница да би се у калкулације ушло са релевантним подлогама, у овом документу је презентиран сажетак економско-финансијских ефеката улагања само за развојни пројекат Развој система продуктовода кроз Србију. При томе су ови ефекти срачунати независно од резултата текућег пословања, на начин како то и прописује методологија за оцењивање економске и финансијске оправданости реализације макро-инвестиција.

Подаци су преузети из напред наведене Претходне студије оправданости за изградњу продуктовода кроз Србију, чија је израда окончана у јулу 2007. године.

На основама елемената ПСО о тржишним претпоставкама потрошње бензина и дизела у хоризонту до 2026. године, са средњим сценаријем стопе раста потрошње у Србији и окружењу, укупан систем продуктовода је капацитиран према приказу у табелама 4.5. и 4.6. Одговарајућа техничка пројекција је дала процену инвестиционих улагања у две варијанте: (1) Варијанта „А“: Око 163,8 милиона ЕУР улагања у укупан систем продуктовода без коришћења постојећих резервоарских капацитета „НИС“-а и „Лукоил-Беопетрол“-а за терминале на коридору продуктовода и (2) Варијанта „Б“: Око 143,5 милиона ЕУР са евентуалним коришћењем наведених резервоарских простора за будуће терминале.

Планирано је да се средства за финансирање пројекта обезбеде из пет извора: државни безповратни улог (10%); државни повољни кредити (40%), средства обезбеђена на финансијском тржишту (30%), заједнички улог субјеката тржишног снабдевања (15%) и сопствена средства (5%).

Усвојена је пројекција цена услуга транспорта на појединим деоницама система продуктовода која омогућава остваривање нето добити на задатом нивоу приноса од 8% у односу на инвестициона улагања.

У Табели 4.9. приказана је структура цена по деоницама, полазећи од цене транспорта на деоници Панчево-Велико Село, која је у анализи узета као основ за калкулацију на осталим деоницама. Битно је напоменути да је приликом калкулација цена за потребе ове анализе узета у обзир еластичност цена услуга транспорта деривата на промену дужине деонице којом се деривати транспортују, односно да је цена обрнуто пропорционална повећању дужине деонице. Последишно, обзиром да се тарифне цене обрачунавају на 100 км, цена услуге транспорта на краћој деоници значајно је већа од цене транспорта на дужој деоници.

Табела 4.9. Пројектоване тарифне цене транспорта моторних горива продуктоводима

ДЕОНИЦА	ДУЖИНА (КМ)	ЦЕНА У ЕУР/100 КМ
ПАНЧЕВО-ВЕЛИКО СЕЛО	9,50	14,66
ПАНЧЕВО-СМЕДЕРЕВО	34,50	10,36
ПАНЧЕВО-НОВИ САД	90,50	6,57

ПАНЧЕВО -ЈАГОДИНА	121,80	6,14
ПАНЧЕВО-СОМБОР	183,00	5,31
ПАНЧЕВО-НИШ	209,80	5,31

Пројектоване цене транспорта моторних горива продуктоводима су значајно ниже од било ког модалитета транспорта коришћењем ауто-цистерни. Ипак, битно је нагласити да су пројектоване цене цевоводног транспорта моторних горива више од актуелних цена речног транспорта и сличне ценама транспорта вагон-цистернама. Према светским искуствима би цене цевоводног транспорта, међутим, морале барем да буду испод цена железничког транспорта. Да би се то постигло, структура извора финансирања предвиђена у ПСО морала би бити коригована у смислу повећања учешћа државе (бесповратних улога и посебно повољних дугорочних кредита). С обзиром на шири друштвени значај пројекта, као и његов дугорочни међународни значај са аспекта будућих регионалних енергетских интереса, заинтересованост државе и њених институције да помогну обезбеђење потребних средстава и гаранција не би смела да буде спорна.

У оценама финансијске, економске и друштвено-економске ефикасности пројекта се калкулисало са дисконтном стопом од 8%.

Анализа финансијског тока пројекта је указала на задовољавајућу ликвидност од прве године експлоатације пројекта, са константним порастом у годинама експлоатације након 2015. године. Просечан коефицијент ликвидности у току техноекономског века пројекта је 1,39 за сценарио „А“ и 1,46 за сценарио „Б“.

Анализа економског тока је дала динамичку оцену периода повраћаја инвестиционих улагања од 14 година за сценарио „А“ и 13 година за сценарио „Б“ (у анализи на бази недисконтованих приматака и издатака су ови периоди краћи за 12-16 месеци), односно Нето садашњу вредност (НСВ) у износу од око 21,5 мил. ЕУР и Интерну стопу рентабилности (ИСП) од 12,15% у варијанти реализације сценарија „А“ и око 34,8 мил. ЕУР и 15,42% за сценарио „Б“.

Статичке и динамичке оцене пројекта у условима неизвесности су дале следеће информације:

- 1) статички праг рентабилности пројекта, при коме се у функционисању система продуктовода приходи изједначавају са трошковима, детерминисан је годишњем нивоу обима транспорта од око 2,4 милиона тона нафтних деривата;
- 2) динамички посматрајући, пројекат показује значајнији степен осетљивости у односу на промене цена услуга транспорта – смањење цене за 10% утиче на пад ИСП са 12,15 % на 8,93%, као и на повећање периода повраћаја са 13,3 година на 14 година, за сценарио „А“, или пад ИСП са 15,42% на 11,96%, као и повећање периода повраћаја са 11,10 година на 13,4 година, за сценарио „Б“, пројекат је најмање осетљив на промене нивоа варијабилних трошкова (што је и логика цевоводног транспорта, који карактеришу високи фиксни трошкови, и то не само иницијална инвестициона улагања, већ и они у сфери пословних расхода).

За разлику од финансијско тржишне оцене ефикасности која одражава рентабилност пројекта са аспекта инвеститора, друштвено-економском оценом мери се утицај инвестиције на друштвено економски развој у целини и према томе се утврђује оправданост пројекта са ширег друштвеног значаја. Са становишта друштвеног улагања у пројекат, посматрана су сва улагања из државног кредита, сопствених извора, државног бесповратног улога и заједничка улагања субјеката тржишног снабдевања. Практично, једини извор који се не може посматрати као улање са аспекта друштва је кредит који би се обезбедио на финансијском тржишту капитала. Као мера друштвене ефикасности пројекта узима се друштвена акумулација пројекта изражена у НСВ коју инвестициони пројекат остварује у свом

економском веку. Друштвена НСВ пројекта износи око 1,17 мил. ЕУР, а друштвена ИСР је 6,38% за сценарио „А“, односно 7,91% за сценарио „Б“.

Такође, поред директних друштвено економских ефеката, треба поново поменути и индиректне, као што су учинци пројекта на повећање запослености, смањење трошкова одржавања путне инфраструктуре, као и високе еколошке ефекте. Конкретно, изградњом свих терминала система продуктовода кроз Републику Србију, планирано је запошљавање око 220 радника. Са еколошког аспекта ефекти реализације овог пројекта су вишеструки, а посебно је битна чињеница да транспорт кроз савремене цевоводне системе битно редукује ризик еколошких акцидентата у поређењу са постојећим конвенционалним начинима транспорта нафтних деривата. Значајно је указати, да и уз квантитативну апстракцију неекономских ефеката, пројекат остварује стопу приноса у распону 6-8%, што се оцењује позитивним са становишта друштвене оправданости.

4.10. ЗАКЉУЧАК

Стратешки пројекти у домену транспорта нафте и деривата нафте који имају макрокарактер – изградња Паневропског нафтовода и изградња система продуктовода кроз Србију – развојни су програми од посебног националног значаја.

Реализација програма изградње Паневропског нафтовода је у највећој мери детерминисана међународним околностима и ефикасношћу свих актера у реализацији овог међудржавног пројекта, при чему свакако и Влада Републике Србије носи свој део одговорности за квалитет припремних активности.

Ефикасност реализације пројекта изградње система продуктовода је максимално у функцији подршке државе – у фази припреме пројекта у обезбеђењу регулаторних предуслова (примера ради, кроз допуну просторног плана Републике Србије) и стварању повољног друштвеног амбијента, а у фази извођења пројекта у обезбеђивању (или помоћи код обезбеђивања) најквалитетнијих извора финансирања (бесповратна средства и најповољнији дугорочни кредити по основу НИП или сличних државних фондова за капитални развој, концесиона улагања, саулагања будућих корисника и слично).

Тарифа за коришћење нафтовода, коју одређује регулаторна агенција, морала би да обезбеди довољно финансијског простора не само за текуће одржавање овог постојећег цевоводног система, већ и за:

- 1) реализацију развојних програма у домену побољшања рада постојећег нафтовода (а првенствено на плану модернизације система за управљање и регулацију), и
- 2) код стратешких макро пројеката инвестирања у нове цевоводне или складишне системе за финансирање већине припремних активности у фази која претходи изградњи (студије, пројекти, планска документа, претходне сагласности и друго).

На бази сагледавања актуелних цена транспорта моторних горива ауто-цистернама, вагон-цистернама и речним пловним објектима, а имајући у виду чињенице (1) да је цевоводни транспорт карактеристичан по високом уделу фиксних пословних расхода и (2) да је произвођачка цена сваког деривата знатно виша у односу на цену сирове нафте, јасно произилази логика зашто цене услуга цевоводног транспорта пројектоване по појединим деоницама продуктовода требају да буду различите и значајно изнад цена коришћења нафтовода. Али је исто тако логично, а и у складу са светском праксом, да цена услуге транспорта продуктоводом мора бити нижа од цене друмског или железничког транспорта деривата, односно блиска цени речног транспорта (под условом да постоји могућност реализације речној саобраћаја на одређеној деоници).

Коначно, свака озбиљнија измена концепције за реализацију неког од стратешких развојних пројеката захтева верификацију рентабилности развојног

програма у новонасталим околностима, као и поновну проверу свих граничних параметара ефикасности инвестирања.

5. ГАСНА ПРИВРЕДА

Увод

Стратегију развоја енергетике Републике Србије до 2015. године, усвојила је Народна скупштина у мају 2005.године („Службени гласник РС”, број 44/05). Он је урађен са намером да препоручи Влади/Скупштини Републике Србије, да сагласно Закону о енергетици усвоји основне циљеве нове енергетске политике, утврди приоритетне правце развоја у енергетским секторима, и одобри програм доношења одговарајућих инструмената, којим се омогућује реализација кључних приоритета у раду, пословању и развоју целине енергетског система (у секторима производње и потрошње енергије) Србије.

Основна премиса при избору циљева, утврђивању приоритета и одговарајућих инструмената, заснована је на политичком опредељењу земље за рационално усклађивање развоја целине енергетике са привредно-економским развојем земље и њеном укључивању у европске интеграције. Ради остваривања промовисаних циљева енергетске политике и реализације приоритетних праваца Стратегије, овим документом се предлаже и динамика доношења одговарајућих инструмената, како би све укупне промене у енергетским делатностима биле остварене у сагласности са одговарајућим политичким, социо-економским, енергетским и еколошким опредељењима земље.

Садашњи статус енергетског сектора у Републици Србији и даље је неповољан без обзира на видан опоравак погонске спремности и сигурности снабдевања енергијом и енергентима.

Повећан интерес за утврђивање и вођење националне енергетске политике, резултат је сазнања да без обзира на потребу реформисања енергетског сектора и њених делатности, и у том смислу хармонизовања националне енергетске праксе и регулативе са праксом ЕУ, стање енергетских ресурса, инфраструктуре енергетских производних сектора и структуре енергетских услуга (потреба), а посебно достигнути ниво социо-економског развоја земље и тиме створене могућности за свеукупну (и из енергетских извора) заштиту животне средине, су толико разнородни, да осим општих-генеричких циљева намећу и потребе утврђивања посебних-специфичних циљева, примерених свакој земљи.

Због познатих околности у протеклом периоду, Република Србија је управо пример земље, која ради достизања вишег нивоа социо-економског развоја, мора у краткорочном периоду да усклади не само развој енергетике са привредно економским развојем већ и развој енергетских производних сектора са секторима потрошње енергије. Енергетска проблематика Републике Србије, образложена у Стратегији уважавала је потребу препознавања специфичних ограничења и њиховог усклађивања са дугорочним развојним циљевима националне економије, индустрије и других сектора Србије.

Секторски биланси образложени су у Стратегији енергетско-економским ефектима, динамиком њихове реализације и проценом потребних улагања, по секторима енергетски производних система и сектора потрошње енергије.

5.1. ОПИС ПОСТОЈЕЋЕ ИНФРАСТРУКТУРЕ, СА ПРИКАЗОМ ТЕХНОЛОШКИХ И ОПЕРАТИВНИХ ПЕРФОРМАНСИ И КАПАЦИТЕТА

Гасоводни систем Републике Србије се састоји од магистралних, доводних и разводних гасовода и градских дистрибутивних мрежа средњег и ниског притиска, пријемних и предајних станица за гас, главних разводних чворова (ГРЧ), компресорске станице, главних мерно-регулационих станица (ГМРС) и мерно-регулационих станица код потрошача (МРС).

Основу гасоводног система Републике Србије чини магистрални гасовод Хоргош-Сента-Госпођинци-Батајница-Велика Плана-Параћин-Појате-Крушевац са великим прстеном; магистрални гасовод Сента-Мокрин-Елемир-Панчево-Смедерево (Велика Плана), са крацима Међа –Банатски Двор – Елемир- Госпођинци - Нови Сад – Беочин — Батајница –Шабац – Лозница – Зворник – Батајница – Панчево; Баточина – Крагујевац - Краљево и Бресница – Чачак - Горњи Милановац. Тај гасоводни систем повезује сва гасна поља у Војводини са потрошачима, омогућује увоз гаса из Русије преко Мађарске и транзит гаса за Босну и Херцеговину.

Актуелни транспортни гасоводни систем Републике Србије омогућава транспорт преко 15 милиона m^3 на дан, у чега је укључено и 2 милиона кубних метара за БиХ. Тренутни распоред улаза и излаза у гасоводни транспортни систем чини ове капацитете за сада расположивим.

Остваривање алтернативног правца снабдевања Србије увозним гасом са југоистока земље и активирањем подземног складишта Банатски Двор, у пуном оперативном обиму, који осим самог ПСГ Банатски Двор подразумева и будући нови двосмерни гасовод Госпођинци - Банатски Двор - Госпођинци, актуелни расположиви капацитет би значајно подигао.

Гасоводни систем високог притиска који чине магистрални и разводни гасоводи и објекти на њима, и налази се у власништву предузећа ЈП „Србијас“, осим магистралног гасовода МГ-9, деоница Појате – Ниш која је у власништву Југоросгаз А.Д. (акционарско друштво у власништву ЈП „Србијас“ са 25% и Гаспром-а са 75%).

Гасоводне мреже средњег притиска и локалне дистрибутивне мреже ниског притиска налазе се у власништву ЈП „Србијас“, Југоросгаз-а, као и тридесетак локалних дистрибутера.

Транспорт и дистрибуција природног гаса за потребе Републике Србије, као и транзит природног гаса за потребе Босне и Херцеговине, обавља се у оквиру предузећа Ј.П. Србијас.

А. Основни подаци о гасоводном систему

1. Транспортни систем

Број улаза природног гаса у транспортни систем (Табела 7):

Табела 7.

Увозни гас	1 (Хоргош)
Домаћи гас	14 НИС-Нафгагас

Број излаза природног гаса из транспортног система (Табела 8):

Табела 8.

ГМРС:	167
ППС:	2 (Зворник према БиХ, Појате према Југоросгас)

Карактеристике транспортног система (Табела 9):

Табела 9.

Капацитет примопредајне станице Хоргош:	540.000 m ³ /h (13 мил. m ³ /дан)
Радни притисак транспортног система	16 do 50 bar
Дужина транспортног система	2.140 км
Димензије гасовода	од DN 150 до DN 750
Просечна старост транспортног система	25 година

2. Дистрибутивни гасоводни систем (Табела 10):

Табела 10.

Радни притисак дистрибутивног система за индустријске потрошаче	4 do 16 bar
Дужина дистрибутивног система	650 km
Радни дистрибутивни притисак за широку потрошњу	do 4 bar
Дужина дистрибутивног система	oko 3.000 km
Просечна старост	10 година

Број улаза природног гаса у дистрибутивни систем (Табела 11):

Табела 11.

Улази у ГМРС	167
Улази из домаћих извора	7

Број излаза природног гаса из дистрибутивног система (Табела 12):

Табела 12.

Индустријски и остали потрошачи	750
Индивидуална домаћинства	око 190.000

5.2. СТАЊЕ У ПРОИЗВОДЊИ, УВОЗУ И ИСПОРУЦИ ПРИРОДНОГ ГАСА ПО СЕКТОРИМА ПОТРОШЊЕ У 2006. И 2007.ГОДИНИ

Потрошња природног гаса у Републици Србији још није достигла ниво који је био пре 1990. године, а измењена је и структура потрошње тако да је смањена индустријска потрошња, а повећана потрошња у топланама и код домаћинстава.

Производња, увоз и испорука природног гаса (Табела 13):

Табела 13.

10 ⁶ м ³	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Домаћа производња	236.3	193.4	193.5	186.4	170	316,1
Увозни гас (са транзитом)	2263,5	2248,5	2085,0	2168,4	2200,0	1707,0
Укупно	2,499.8	2,441.9	2,278.5	2,354.8	2370,0	2023,1

Да би се достигла планирана потрошња природног гаса, сходно Стратегији, 2010. године од $3,2 \times 10^9 \text{ м}^3$, треба реализовати програме и пројекте модернизације и ревитализације постојећих објеката, као и изградње нових магистралних, разводних и дистрибутивних гасовода као и подземних складишта

5.3. ТЕХНИЧКА РЕГУЛАТИВА, ПРОПИСИ И СТАНДАРДИ

Полазећи од:

- 1) приоритета даљег развоја гасне привреде дефинисаних Програмом остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године за период од 2007. до 2012. године;
- 2) потписивања Уговора о Енергетској заједници Југоисточне Европе који се односи на тржиште електричне енергије и гаса и
- 3) утицаја који има коришћење природног гаса на животну средину

неопходно је успостављање савремене техничке регулативе која ће омогућити праћење најновијих техничких решења из области гасне привреде, обезбедити перманентну едукацију кадрова и успоставити одговарајући систем квалитета и ниво сигурности.

5.4. ПРОЈЕКТИ МОДЕРНИЗАЦИЈЕ, РЕВИТАЛИЗАЦИЈЕ ИЛИ РЕКОНСТРУКЦИЈЕ ПОСТОЈЕЋИХ ОБЈЕКТАТА

У гасоводном систему Републике Србије посебно су изражени следећи проблеми:

- 1) Старост гасоводног система,
- 2) Неадекватно и недовољно одржавање система као последица санкција међународне заједнице,
- 3) Мешање увозног природног гаса са гасом из домаћим гасних поља лоших карактеристика, што има за последицу велико раубовање опреме и арматуре на гасоводном систему,
- 4) Рад гасоводног система у нерегуларним условима променљивог радног притиска што има за последицу:
 - (1) лоше стање цевовода,
 - (2) лоше стање опреме за мерење и регулацију притиска природног гаса,
 - (3) лоше стање гасне арматуре.

Да би се горе наведени проблеми превазишли дефинисане су следећи програми модернизације и ревитализације гасоводног система:

Модернизација система управљања, која обухвата побољшање квалитета постојеће управљачке опреме потребе оперативног руковођења транспортним и дистрибутивним системом, и ревитализација целокупног гасоводног система која обухвата довођење у исправно и функционално стање гасовода, опреме и арматуре у објектима на траси гасовода.

Мере које треба да се предузму ради модернизације и ревитализације гасоводног система су следеће:

- 1) инспекција гасовода савременим алатима,
- 2) замена најстаријих гасовода и опреме новим,
- 3) реконструкција постојећих мерно-регулационих станица,
- 4) осавремењивање постојећих система за:
 - (1) даљински надзор и управљање и
 - (2) мерење испоручених количина енергије.

Према анализама и проценама ЈП „Србијагас” за потребе модернизације треба 5 милиона ЕУР, за испитивања и утврђивање стања 3 милиона ЕУР, као и 10 милиона ЕУР за потребну ревитализацију. Извори средстава за ове активности су сопствена средства ЈП „Србијагас”, кредити и средства Републике Србије.

5.5. ПРОГРАМИ И ПРОЈЕКТИ ИЗГРАДЊЕ НОВИХ МАГИСТРАЛНИХ, РАЗВОДНИХ И ДИСТРИБУТИВНИХ ГАСОВОДА КАО И ПОДЗЕМНИХ СКЛАДИШТА У СКЛУ СА ПРОСТОРНИМ ПЛАНОМ, НАЦИОНАЛНИМ АКЦИОНИМ ПЛАНОМ ЗА ГАСИФИКАЦИЈУ КАО И НАЦИОНАЛНИМ ИНВЕСТИЦИОНИМ ПЛАНОМ

Да би могли да се разматрају програми и пројекти изградње нових магистралних, разводних и дистрибутивних гасовода као и подземних складишта неопходно је поред Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године, консултовати и Просторни план Републике Србије као и Национални акциони план за гасификацију на територији Републике Србије.

5.5.1. Правци развоја гасоводног система у складу са Просторним планом Србије

Просторни план Републике Србије као стратешки развојни документ за период до 2010. године за даљи развој гасоводног система предвидео је повећање постојећег транспортног капацитета са 3,8 на 6,8 милијарди м³ годишње. То ће да се оствари изградњом следећих деоница: Бечеј – Госпођинци, Госпођинци – Бачка Паланка – Озаци, Госпођинци – Банатски Двор (двосмерно), Тилва – Бела Црква, Госпођинци – Беочин, Бечеј – Нови Бечеј, као и 19 главних мернорегулационих станица. Укупна дужина наведених магистралних и разводних гасовода износи око 420 км, док ће се даља изградња дистрибутивних мрежа природног гаса у првом реду везивати за даље проширење снабдевања потрошача широке потрошње и повећање њиховог броја.

Започети програми гасификације западног дела Републике Србије, источног и јужног (магистрални гасовод Појате – Ниш – Димитровград, Ниш – Књажевац – Бор

– Зајечар – Прахово, Ниш – Лесковац – Врање и Ниш – Прокупље – Приштина), као и програм широке потрошње. Изградњом магистралног правца Појате – Ниш – Димитровград обезбедиће се други правац снабдевања природним гасом из Русије преко Бугарске у обиму 5 милиона м³ на дан. Изградњом нове магистралне мреже Димитровград – Ниш – Појате и њеном даљом доградњом стварају се претпоставке за бржи развој гасификације средишње Србије и Косова и Метохије, повезивање са Републиком Црном Гором, Републиком Српском и БЈР Македонијом.

Требало би напоменути да је децембра месеца 2008. године у Москви потписан меморандум, између Гаспром-експорта и Министарства за рударство и енергетику Републике Србије, о могућој градњи транспортног гасовода преко територије Републике Србије у дужини од 400 км, капацитета минималног капацитета 30 милиона м³ на дан. Овај пројекат је од великог значаја и гарантује реализацију Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године, у овом делу, јер ће да обезбеди неопходне количине природног гаса за потребе Републике Србије.

5.5.2. Правци и развој гасоводног система у складу са Националним акционим планом за гасификацију на територији Републике Србије

Влада Републике Србије усвојила је Национални акциони план за гасификацију на територији Републике Србије. Акциони план је у складу са циљевима нове енергетске политике и текућих ограничења, у оквиру два одабрана сценарија економског и индустријског развоја Србије. Овим акционим планом предвиђено је да се до 2015. године гасифицира 400.000 домаћинстава. До периода важења Програма остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије (2012. година) реално је очекивати да се гасифицира 150.000 домаћинстава и индустријска постројења која се налазе на новим дистрибутивним мрежама.

У оквиру овог одељка детаљно су наведени програми и пројекти изградње нових магистралних, разводних и дистрибутивних гасовода као и подземних складишта гаса. Приказане су процењене вредности објеката, динамика градње и време улагања. Због великог броја деоница које треба да буду изграђене, у даљем тексту табеларно ће бити приказани, према димензијама, планирани гасоводи (Табела 14):

Табела 14.

Број	Пречник	Дужина	Цена	Динамика улагања	
	(ММ)	(КМ)	(10 ⁶ ЕУР)	ДО 2010.	ДО 2012.
1	760	30	8,75	4,00	4,75
2	720	248	69,44	24,00	45,44
3	609	170	40,00	10,00	30,00
4	500	140	27,20	9,50	17,70
5	457	88	15,40	5,40	10,00
6	355	216	30,00	12,00	18,00
7	324	95	11,10	5,00	6,10
8	273	146	14,20	6,00	8,20
Укупно		1133	216,09	75,90	140,19

Инвестициона вредност за изградњу дистрибутивних гасних мрежа од полиетиленских цеви пречника од 40 мм до 180 мм као и уградња кућних мернорегулационих сетова од G-4 до G-25 према плану до 2010. године износи 100 милиона ЕУР.

5.5.3. Правци и развој гасоводног система у складу са Националним инвестиционим планом

Реализација „Националног акционог плана за гасификацију на територији Републике Србије” већ се остварује кроз Национални инвестициони план. У оквиру Националног инвестиционог плана, Савет за нискоградњу одобрио је неколико пројеката финансирања изградње магистралних и разводних гасовода на територији Републике Србије као и за изградњу прве фазе подземног складишта Банатски Двор у току 2006. и 2007. године.

Министарство рударства и енергетике већ је склопило, по расписаном тендеру за подобност извођача радова, уговоре вредне више од 20 милиона ЕУР за изградњу магистралних и разводних гасовода. Средства су одобрена на основу комплетно завршене пројектне документације, обезбеђене грађевинске дозволе и решених имовинско правних односа као и завршеног тендера јавних набавки које је спровело Министарство рударства и енергетике Републике Србије. Такође, одобрена су средства за градњу доводно-одводног гасовода до подземног складишта Банатски Двор.

У току 2006, 2007 и 2008. године из НИП-а је инвестирано 35.111.000 ЕУР за магистралне и разводе гасоводе и главне мернорегулационе станице (Табела 15):

Табела 15.

	Гасовод	Инвестициона вредност ЕУР	Проценат (%) изграђености
1	Разводни гасовод (РГ) и ГМРС Ужице	2.765.000	100
2	РГ 08-02/2 Баточина –Цветовевац	4.200.000	100
3	РГ 09-04 Крушевац-Трстеник-Врњачка Бања	3.500.000	100
4	РГ 09-04-1 Врбница-Алекسانдровац	3.007.000	100
5	РГ 08-17 Паљевско поље-Косјерић	3.000.000	60
6	РГ 08-17 Пожега – Ариље	2.250.000	90
7	РГ и ГМРС Марковац	200.000	100
8	РГ и ГМРС Милошевац	250.000	100
9	РГ и ГМРС Пожега	339.000	100
10	РГ 08-19 Ужице –Чајетина- Златибор	4.100.000	60
11	Подземно складиште Банатски Двор (I фаза)	11.500.000	90

Градња магистралних и разводних гасовода као и главних мернорегулационих станица кроз НИП је до сада добро функционисала. Међутим, криза у свету па и код нас смањила је предвиђена средства за градњу гасовода тако да ће, вероватно, та активност да се или знатно смањи или сасвим заустави. Поред

НИП-а, средства за градњу треба да се обезбеде и од међународних институција кроз задуживања ЈП „Србијагас” –а.

5.5.4. Подземна складишта природног гаса

Проблем несклада испоруке и потреба за енергентима претставља проблем с којим се суочава енергетска привреда у целини. Он долази до изражаја у енергетском систему са повећањем учешћа електричне енергије, лож уља и природног гаса за потребе грејања. Како производња тих видова енергије нема сезонски карактер, то се неравномерност потрошње мора да решава помоћу вршних капацитета, резерви или складишта да не би дошло до прекида снабдевања.

Највећи проблем који се јавља у снабдевању природним гасом је усаглашавање равномерне производње, односно увоза, и транспорта са веома неравномерном потрошњом код потрошача. Повећањем броја домаћинстава која користе природни гас, као и градских топлана које раде у систему даљинског грејања, повећавају сезонску неравномерност која не може да се савлада без складишта природног гаса. Проблем неравномерности до сада се решавао на рачун домаће производње, која је чинила прихватљив удео у укупној потрошњи, и коришћењем потрошача који су имали могућност коришћења резервног горива, као и закупом одређених количина природног гаса у подземним складиштима у иностранству. Неопходност изградње сопствених подземних складишта природног гаса одавно је уочена а и према светским искуствима капацитет подземног складишта треба да износи до 30% годишње потрошње гаса.

Подземно складиште гаса у Банатском Двору (ПСГ-БД) гради се као наставак експлоатације исцрпљеног водонапорног гасног лежишта чији капацитет је био приближно 3,5 милијарде м^3 природног гаса. Складиште представља порозна пешчарска стена која се простире на око 54 км^2 , на дубини од 1000 до 1200 м. Објектат ПСГ БД лоциран је 22км источно од града Зрењанина и 44км од главног гасног разводног чвора у Госпођинцима код Новог Сада.

Планским документима предвиђена је фазна изградња ПСГ-БД. Након потпуне изградње предвиђени капацитет би износио 800 милиона м^3 природног гаса, а време изградње до достизања пуног капацитета износило би од 5 до 10 година у зависности од динамике улагања. Тренутно се гради прва фаза која ће омогућити достизање капацитета од 450 милиона м^3 .

Поред овог подземног складишта треба, због планиране повећане потрошње гаса тражити могућности градње још једног подземног складишта. У близини Пожаревца откривено је гасно поље Острово и раде се пројекти повезивања гасоводног система Србије са њим, с тим да у крајњем ово гасно поље се искористи као подземно складиште гаса за регион. Такође постоји још неколико испитиваних локалитета на којима би требало наставити истраживања могућности изградње подземних складишта гаса, а то су: Мала Крсна, Курјаче, Шалинац, Азања и Старо Село у централној Србији, као и нека гасна поља која су сада у експлоатацији а показују могућности изградње подземних складишта гаса Мокрин и др.

5.6. РАЗВОЈ ГАСНЕ ПРИВРЕДЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ У КОНТЕКСТУ НАФТНО-ГАСНОГ АРАНЖМАНА СА РУСКОМ ФЕДЕРАЦИЈОМ

25. јануара 2008. године Влада Руске Федерације и Влада Републике Србије потписале су Споразум о сарадњи у нафтној и гасној индустрији, који је Скупштина Републике Србије потврдила 9. септембра 2008. године, а који је објављен у „Службеном гласнику РС” - Међународни уговори, број 83/08).

Тим споразумом је предвиђено да се кроз Србију изгради гасовод и да се изгради подземно складиште у Банатском Двору. Гасовод ће имати капацитет од не мање од 10 милијарди кубних метара годишње, а састојаће се од линијског дела, компресорских станица поред остале неопходне инфраструктуре за његов рад, гасно мерних станица и контролних станица. „Газпром” и ЈП „Србијас” као стране потписнице основних услова, ће размотрити могућност максимизације капацитета гасовода узимајући у обзир званичне предлоге Газпрома. Стране планирају да ће експлоатација гасовода почети пре 31. децембра 2015. године под условом да се оствари позитивна комерцијална инвестициона одлука.

У складу са Законом о потврђивању Споразума између Владе Републике Србије и Владе Руске Федерације о сарадњи у области нафтне и гасне привреде, у децембру 2008. године ООО „Газпром експорт” и ЈП „Србијас” потписали су и Основне услове за Основни споразум о сарадњи, а у мају 2009. године и Основни споразум о сарадњи на пројекту Јужни ток. 17. новембра 2009. године у Берну, Швајцарска регистровано је заједничко предузеће ЈП „Србијас” и руске компаније Газпром - „Јужни ток Србија” са седиштем у швајцарском граду Цугу.

24. децембра 2008. године ООО „Газпром експорт” и ЈП „Србијас” су потписали Меморандум о разумевању којим је потврђена заинтересованост за заједничку реализацију пројекта опремања исцрпљеног лежишта природног гаса „Банатски Двор” у подземно складиште гаса и његову будућу заједничку експлоатацију и утврдиле основне услове сарадње у оквиру реализације пројекта, а 20. октобра 2009. године потписан је Споразум о заједничком улагању. Поступак оснивања предузећа је у току.

5.7. КВАНТИТАТИВНА ПРОЦЕНА ПОЗИТИВНИХ/НЕГАТИВНИХ ЕФЕКТА

Полазећи од тога да су скоро сви потрошачи у Србији повезани за електродистрибутивни систем и да претварање електричне енергије у топлотну није у принципу енергетски оправдано, тежња је да се њена потрошња у топлотне сврхе задржи у рационалним границама (у складу са могућностима и захтевима електроенергетског система), док би основни део топлотних потреба у градовима требало да прихвате друга два система-топлификациони и гасификациони. При томе се мора водити рачуна у првом реду о усаглашености развоја топлификације и гасификације широке потрошње у нашим градовима.

Први системи даљинског грејања у Србији изграђени су шездесетих година прошлог века, док се интензивнија гасификација наших градова и широке потрошње суштински започела крајем прошлог века, када су у многим градовима већ изграђени

развијени системи даљинског грејања. Самим тим гасификација градова је досада имала неповољан конкурентни статус поредећи се са системом топлификације. Међутим, познато је да је природни гас енергент који је и сировина, енергент у примарном облику, расположив у сваком тренутку са великим степеном искоришћења, природан и еколошки најпогоднији и оно што је у граду значајно не заузима пуно простора. Лако је мерљив до свих нивоа коришћења и самим тим омогућава рационално понашање потрошача. Са једним прикључком могуће је обезбедити: грејање, припрему воде, кување, технолошке потребе, хлађење и као компримован може да супституише течна горива у индивидуалним возилима, аутобусима и привредним возилима. Може се користити и за производњу механичке и електричне енергије. У градовима је могућа примена природног гаса у тоталним енергетским системима који омогућавају микрокогенерацију (комбиновану производњу електричне и топлотне енергије).

При усклађивању и расподели зона развоја гасоводног и топлификационог система у досадашњој пракси примењивало се одређење да подручја на којима је постојао развијени систем централизованог снабдевања топлотном енергијом, односно за које су већ била извршена прединвестирања у расположиве капацитете топлотних извора и мрежа, су остајала и даље подручја за даљу доградњу и прикључење корисника топлификације. Подручја мање густине становања на којима су планирана или се у близини налазила примарна гасна мрежа, развијала су гасоводни систем.

Ова пракса у перспективи транзиције економских односа у свим секторима друштва, па и енергетике, у целини захтева преиспитивање и корекцију сагласно променама које се у овој области очекују и које се огледају у исправљању диспаритета цена енергената, увођењу реалних цена комуналних услуга и промени укупног амбијента пословања у сегменту енергетике и јавног сектора.

Водећи рачуна о свим, позитивним и негативним, ефектима који се постижу применом алтернативних енергетских решења, потребно је у будућности дефинисати праксу и оптимално усагласити развој гасоводног и топлификационог система у нашим градовима у будућим тржишним односима. Тим пре што се у оба система често преинвестирало довољно да могу да прихвате значајан део потрошача који користе електричну енергију и будућих потрошача. При томе се мора имати у виду да су ови енергетски системи за снабдевање топлотном енергијом у основи комплементарни и да их не би требало доводити у ситуацију нелојалне конкуренције, односно потребно је да се успоставе реални односи који ће омогућити и за потрошаче и за испоручиоце енергије најрационалније и са становишта тржишта најповољније решење. Генерално се мора имати у виду да је потребно утврдити техноекономску оправданост и потрошачима понудити најјекономичније решење, засновано на реалним паритетима цене енергената, инвестиционим трошковима и реалним тржишним условима пословања јавних предузећа у овом сектору. Као крајњи циљ, могуће је напуштање чврстих граница и међусобно прожимање ова два система.

Енергетска проблематика Републике Србије, образложена у Стратегији развоја енергетике Републике Србије до 2015. године уважавала је потребу „препознавања” специфичних ограничења и њиховог усклађивања са дугорочним развојним циљевима националне економије, индустрије и других сектора Србије. Тако је у будућој структури потрошње енергената предвиђен приметни пораст учешћа природног гаса (са 20 на 24%) и поступно смањивање учешћа електричне енергије са (са 29,5 на 28%). Сагласно наведеном одређењу, са високом

просечном стопом раста потрошње природног гаса (од 3.8 % по динамичној варијанти, односно 3.0% по успореној варијанти), предвиђено је покриће нових потреба у сектору Домаћинства за обављање топлотних енергетских услуга (припрема санитарне топле воде, хране и загревање простора), у оквиру приоритета рационалне употребе квалитетних енергената, пре свега на планском смањивању употребе електричне енергије за топлотне енергетске услуге.

Овим приоритетом је предвиђен Програм тзв. „гасификације”, у оквиру кога се предвиђа увођење гаса у око 400.000 нових домаћинстава у Републици Србији до 2015. године са циљем да се у овом сектору, по овој основи, смање потребе за електричном енергијом, за бар 2300 GWh, при сценарију динамичког економског развоја, односно 1500 GWh, при сценарију успореног економског развоја, у ком случају би гас био обезбеђен бар за 260.000 нових станова. Међутим мора се констатовати да се та предвиђања не остварују са потребном динамиком, јер се у протеклом периоду, и поред изграђених многих дистрибутивних система у нашим градовима, повећало учешће индивидуалних потрошача за само 30.000 до 40.000 нових потрошача. Самим тим до сада нису остварене веће уштеде у потрошњи електричне енергије за топлотне потребе, што се може констатовати у електроенергетским билансима.

Секторски биланси образложени су у Стратегији развоја енергетике Републике Србије до 2015. године енергетско-економским ефектима, динамиком њихове реализације и проценом потребних улагања, по секторима енергетских производних система и сектора потрошње енергије. Процена обима и структуре улагања у Приоритетне програме (секторе) у Стратегији развоја енергетике Републике Србије до 2015. године предвиђа за гасни сектор следеће (Табела 16):

Табела 16.

Сектор	Програми	Обим (M\$)	Субјекти инвестирања
Гас	1. и 2. приоритет	840	Гасна привреда, хемијска индустрија
Домаћинства	"Гасификација" (2. приоритет)	320	Гасна привреда, Локална управа, Мала индустрија, Потрошачи
Укупно		1.160	

Влада Републике Србије 2007.године усвојила је Национални акциони план за гасификацију на територији Републике Србије. У прилогу овог документа детаљно су наведени Програми и пројекти изградње нових магистралних, разводних и дистрибутивних гасовода као и подземних складишта гаса. Приказане су процењене вредности објеката, динамика градње, време улагања и укупна средства од 140 милиона евра до 2012. Реализација „Националног акционог плана за гасификацију на територији Републике Србије” већ се остварује кроз Национални инвестициони план. У току 2006. и 2007. године из НИП-а је инвестирано 35.111.000 ЕУР за магистралне и разводне гасоводе и главне мернорегулационе станице, а у 2008. години одобрена су средства од 10,25 милиона евра (која нису у потпуности искоришћена).

Види се да у протеклом периоду није остварено ни 5 % од предвиђених средстава у Стратегији развоја енергетике Републике Србије до 2015. године, тако да није реално очекивати да се остваре предвиђања дата у њој у периоду до 2015.године.

5.8. ЗАКЉУЧНА РАЗМАТРАЊА

За успешну реализацију Програма остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године у домену гасне привреде неопходно је да се изврши реорганизација ЈП „Србијасгас”-а како би у свему функционисао у савременим условима и у складу са Законом о енергетици.

За спровођење Програма остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године за период од 2007. до 2012. године, сагласно Приоритетима програма образложених у Стратегији, неопходно је у Сектору природног гаса спровести одређене активности према значају, како се у даљем тексту назначавало:

1. За спровођење Програма остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године потребно је интензивирати гасификацију Србије. Улагање у изградњу гасовода и гасоводних објекта кроз Национални инвестициони план за 2008. и 2009. годину је добар приступ и требало би наставити у овом правцу тако што би изградњу магистралних и разводних гасовода и на даље финансирао држава.

2. За финансирање развоја-изградње дистрибутивних гасоводних мрежа потребно је развити модел који би уз ЈП Србијасгас, више укључио локалну самоуправу и стратешке партнере који би се одабрали путем јавних позива, чиме би се обезбедио капитал за инвестиције и повећање конкурентности.

3. Гасоводни систем има само један улаз за увоз гаса из Русије а неопходно је да се изгради још један улаз из правца Бугарске, чиме би се повећала поузданост и сигурност снабдевања гасоводног система, јер је капацитет за транзит гаса ограничен, тако да у зимском периоду недостају потребне количине гаса, које ће бити решене на веома квалитетан начин изградњом Јужног тока кроз Републику Србију.

4. Велика сезонска неравномерност потрошње гаса захтева завршавање подземног Складишта у Банатском Двору. Гасним аранжманом са Руском Федерацијом завршиће се градња подземног складишта Банатски Двор. Такође, треба локацију гасног поља Острво и других локација поступно припремати за подземна складишта гаса.

5. Улагања у нове енергетске изворе треба да се оријентишу на комбинована постројења за производњу електричне и топлотне енергије која ће бити у близини примопредајних станица увозног гаса или код Хоргоша (Суботица) или код Новог Сада или код Београда. Електропривреда Србије разматра и друге локације за градњу комбинованих постројења, на магистралном правцу Хоргош-Ниш што ће гасној привреди Републике Србије интензивирати њен развој.

6. У циљу рационалне потрошње енергије неопходно је у индустрију и домаћинства уводити трошила са највећим степеном искоришћења енергије. Такође потребно је постојећа постројења која се користе у индустрији, где год је то могуће, реконструисати на комбиновану производњу топлотне и електричне енергије.

7. Примењивање тарифног система у Сектору природног гаса је неопходно и значи увођење дисциплине рационалног коришћења гасовода и његових саставних делова, односно рационалног коришћења енергије. Постојање тарифног система омогућава да се дефинише начин и елементи за обрачун природног гаса.

8. Релативно стар транспортно-дистрибутивни систем ЈП „Србијас”-а, који због санкција међународне заједнице и недостатка средстава, није одржаван по плану и потребама система, треба детаљно ревитализовати. За то треба одвојити знатна средства, која ЈП „Србијас” нема у целини, те је потребно пронаћи изворе финансирања.

9. Да би са успехом могао да се експлоатише постојећи гасоводни систем, гради нови и прати развој гасне привреде, важно је напоменути да су неопходни специфично образовани кадрови и квалификована радна снага. У нашој земљи постоји врло мали број школских установа које припремају радну снагу потребну гасној привреди. У средњем образовању постоје неки профили потребне радне снаге, док у високом школству, осим на Рударско-геолошком факултету у Београду где се припремају високообразовани кадрови за потребе истраживања и експлоатације нафте и гаса, нема смерова или група које припремају инжењере за рад у гасној привреди. Потребно је предузети активности како би гасна техника нашла своје место у плановима факултета у Србији, и то у оквиру образовања за VII степен стручне спреме, затим у наставним плановима специјалистичких и последипломских студија.

10. Гасна привреда у нашој земљи налази се пред великом експанзијом и неопходно је формирање истраживачко-развојне институције, која би била ослонац у развојном смислу за предузећа и организације које чине гасну привреду Србије.

НОРМАТИВНЕ АКТИВНОСТИ

Акциони план за област природног гаса – правни аспект (Табела 17):

Табела 17.

Ред. број	НАЗИВ ПРАВНОГ АКТА	САДРЖИНА ПРАВНОГ АКТА	ОРГАН НАДЛЕЖАН ЗА ДОНОШЕЊЕ	РОК ЗА ДОНОШЕЊЕ
1.	Подзаконски акти које треба донети на основу Закона о цевоводном транспорту гасовитих и течних угљоводоника и дистрибуцији гасовитих угљоводоника			
1а	Правилник о техничким условима и нормативима за безбедан транспорт природног гаса гасоводима притиска већег од 16 бар	Уређује услове за избор трасе гасовода, локацију и начин изградње објеката који су саставни делови гасовода, избор материјала, опреме и уређаја, радне параметре гасовода, обележавање трасе гасовода, заштитни појас гасовода, насељених зграда, објеката и инфраструктурних објеката, радни појас, зоне опасности, заштиту гасовода и надземних уређаја, постројења и објеката од неовлашћене употребе или оштећења, заштиту од корозије гасовода, пројектовање, уградњу и одржавање електричне опреме и инсталација у зонама опасности, испитивање пре пуштања у рад, коришћење, руковање цевоводима и њихово одржавање у току рада, ремонта и ванредних догађаја, физичко одвајање цевовода или делова цевовода који се више неће користити од места повременог	Министар надлежан за послове енергетике	Децембар 2011. године

		испуштања или спаљивања гаса		
1б	Правилник о техничким условима и нормативима за гасоводе радног притиска од 6 до 16 бар	Уређује услове за избор трасе гасовода, локацију и начин изградње објеката који су саставни делови гасовода, избор материјала, опреме и уређаја, радне параметре гасовода, обележавање трасе гасовода, заштитни појас гасовода, насељених зграда, објеката и инфраструктурних објеката, радни појас, зоне опасности, заштиту гасовода и надземних уређаја, постројења и објеката од неовлашћене употребе или оштећења, заштиту од корозије гасовода, пројектовање, уградњу и одржавање електричне опреме и инсталација у зонама опасности, испитивање пре пуштања у рад, коришћење, руковање цевоводима и њихово одржавање у току рада, ремонта и ванредних догађаја, физичко одвајање цевовода или делова цевовода који се више неће користити, места повремених испуштања или спаљивања гаса	Министар надлежан за послове енергетике	Децембар 2011. године
1в	Правилник о техничким условима и нормативима за безбедну дистрибуцију природног гаса гасоводима притиска мањег од 6 бар	Уређује услове за избор трасе гасовода, локацију и начин изградње објеката који су саставни делови гасовода, избор материјала, опреме и уређаја, радне параметре гасовода, обележавање трасе гасовода, заштитни појас гасовода, насељених зграда, објеката и инфраструктурних објеката, радни појас, зоне опасности, заштиту гасовода и надземних делова од неовлашћене употребе или оштећења, заштиту од корозије гасовода, испитивање пре пуштања у рад,	Министар надлежан за послове енергетике	Децембар 2011. године

		коришћење, руковање цевоводима и њихово одржавање у току рада, ремонта и ванредних догађаја, физичко одвајање цевовода или делова цевовода који се више неће користити		
1г	Правилник о даљинском надзору и управљању цевоводима	Уређује даљински надзор и управљање цевоводним системом	Министар надлежан за послове енергетике	Децембар 2011. године
1д	Правилник о одоризацији	Уређује пројектовање система одоризације гасовитих угљоводоника, избор средстава за одоризацију и начин одорисања	Министар надлежан за послове енергетике	Децембар 2011. године
1ђ	Правилник о начину вођења евиденције о транспортованим количинама гасовитих и течних угљоводоника и дистрибуираних количина гасовитих угљоводоника	Уређује начин и рокове за вођење евиденције о транспортованим количинама гасовитих и течних угљоводоника и дистрибуираних количина гасовитих угљоводоника	Министар надлежан за послове енергетике	Децембар 2011. године
1е	Правилник о техничким нормативима за унутрашње гасне инсталације	Уређује пројектовање, изградњу, измену, одржавање и проверу исправности УГИ	Министар надлежан за послове енергетике	Децембар 2011. године
1ж	Правилник о техничким нормативима за трошила	Уређује избор, уградњу, испитивање и пуштање у рад трошила	Министар надлежан за послове енергетике	Децембар 2011. године
1з	Правилник о мерењу количина гасовитих и течних угљоводоника	Уређује начин мерења количина гасовитих и течних угљоводоника, регулацију притиска и мере сигурности од прекорачења дозвољеног радног притиска	Министар надлежан за послове енергетике	Децембар 2011. године

1и	Правилник о техничким условима и нормативима за безбедан транспорт нафтоводима и продуктоводима		Министар надлежан за послове енергетике	Децембар 2011. године
<i>ЗАКОН О СКЛАДИШТЕЊУ И ПРЕТАКАЊУ ПРИРОДНОГ ГАСА</i> <i>фаза иницијативе за доношење овог закона</i> Овим законом се уређују услови за безбедно и несметано складиштење и претакање природног гаса, као и изградњу складишта и станица за природни гас.				
1.	Закон о складиштењу и претакању природног гаса	Уређује услове за безбедно и несметано складиштење и претакање природног гаса, као и изградњу складишта и станица за природни гас	Народна скупштина Републике Србије	Децембар 2011. године
2.	Подзаконски акти овог закона			

6. ХИДРОЕЛЕКТРАНЕ

Према водопривредној основи Републике Србије (1996/2001), укупан бруто потенцијал од вода које отичу водотоцима на територији Републике Србије износи око 27.200 GWh/god, по главним рекама: Дунав - 10.000 GWh/god, Сава 464 GWh/god, Колубара - 147 GWh/god, Дрина - 5.678 GWh/god, Јадар - 43 GWh/god, Лим - 1.584 GWh/god, Увац - 937 GWh/god, Ибар - 998 GWh/god, Рашка - 66 GWh/god, Студеница - 152 GWh/god, Јошаница - 48 GWh/god, Моравица - 199 GWh/god, Велики Рзав - 202 GWh/god, Ћетиња - 48 GWh/god, Скрапеж - 30 GWh/god, Каменица - 26 GWh/god, Западна Морава - 767 GWh/god, Расина - 134 GWh/god, Прешевска Моравица - 5 GWh/god, Јужна Морава - 797 GWh/god, Врла - 52 GWh/god, Власина - 265 GWh/god, Нишава - 430 GWh/god, Јерма - 74 GWh/god, Темштица - 200 GWh/god, Ветерница - 54 GWh/god, Јабланица - 53 GWh/god, Пуста Река - 23 GWh/god, Топлица - 278 GWh/god, Алексиначка Моравица - 48 GWh/god, Велика Морава - 1090 GWh/god, Ресава - 80 GWh/god, Црница - 16 GWh/god, Млава - 131 GWh/god, Пек - 199 GWh/god, Тимок - 276 GWh/god, Црни Тимок - 151 GWh/god, Сврљишки Тимок - 77 GWh/god, Бели Дрим - 1.230 GWh/god, Лепенац - 134 GWh/god.

Горњи подаци указују на изразиту неравномерност потенцијала који је највећим делом сконцентрисан само на неколико водотока са потенцијалом изнад 1.000 GWh/god: на Дунаву, Дрини, Великој Морави, Лиму и Ибру. Са друге стране на више река у Србији хидроенергетски потенцијали ће бити само делимично искоришћени, због приоритетности водопривредног коришћења вода, јер су те реке планиране као изворишта регионалних водоводних система: Топлица, Црни Тимок, Расина, Студеница, Велики Рзав, Млава, Лепенац, итд.

Технички искористив потенцијал у србији износи око 19,8 TWh/god, од чега је око 18 TWh/god на објектима већим од 10 MW. До сада је у 16 хидроелектрана, чије су карактеристике дате у делу 6.1, искоришћено око 10,3 TWh/god. После дужег периода поново се стварају услови за изградњу нових хидроенергетских објеката у оквиру приоритета изнетих у наредном пасусу. Велики проблеми се, међутим, очекују због тога што потези река планирани за искоришћење водних снага нису заштићени одговарајућим просторним плановима нити су припремљене водопривредне основе сливова или делова сливова, тако да су због непланске изградње објеката у речним долинама веома отежани услови за искоришћење неких енергетски атрактивних река: средњег потеза Дрине, Лима, Ибра, итд.

У оквиру приоритета Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године посебно су детаљно сагледана три приоритета хидроенергетског сектора: модернизација и ревитализација постојећих хидроелектрана, изградња нових електрана и подстицање инвестиционих активности електроенергетског сектора Републике Србије у југоисточној Европи.

Електроенергетски сектор Републике Србије већ је довољно стабилан, снажан и вероватно најфункционалнији систем у Републици Србији. Као такав способан је да анализира садашњост и стратешки планира своје будуће активности, па је овим Програмом предвиђено сагледавање могућности за преношење неких надлежности са Владе Републике Србије на електроенергетски сектор Србије, пре свега надлежности које овај сектор, као привредни комплекс, мора имати уколико се жели његов даљи развој, јачање и заузимање адекватне позиције на енергетском тржишту југоисточне Европе.

6.1. ПРИКАЗ ПОСТОЈЕЋИХ ХИДРОЕЛЕКТРАНА У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ

У наставку су дате основне техничке карактеристике постојећих хидроелектрана.

Хидроелектране у оквиру ПД Хидроелектране Ђердап:

Ђердап I		Јединица
Подаци за ХЕ		
Снага електране:	1 164	MW
Укупни инсталисани проток:	4 800	m ³ /s
Датум прве синхронизације:	5.8.1970.	
Ђердап II		Јединица
Подаци за ХЕ		
Снага електране:	270	MW
Укупни инсталисани проток:	4 200	m ³ /s
Датум прве синхронизације:	12.12.1987.	
Пирот		Јединица
Подаци за ХЕ		
Снага електране:	80	MW
Укупни инсталисани проток:	45	m ³ /s
Датум прве синхронизације:	1990.	
Врла 1		Јединица
Подаци за ХЕ		
Снага електране:	50.1	MW
Укупни инсталисани проток:	18.32	m ³ /s
Датум прве синхронизације:	10.07.1955.	
Врла 2		Јединица
Подаци за ХЕ		
Снага електране:	23.72	MW
Укупни инсталисани проток:	18.5	m ³ /s
Датум прве синхронизације:	09.04.1954.	
Врла 3		Јединица
Подаци за ХЕ		
Снага електране:	28.95	MW
Укупни инсталисани проток:	18	m ³ /s
Датум прве синхронизације:	10.05.1975.	
Врла 4		Јединица
Подаци за ХЕ		
Снага електране:	24.75	MW
Укупни инсталисани проток:	18.4	m ³ /s
Датум прве синхронизације:	15.02.1958.	

Хидроелектране у оквиру ПД Дринско – Лимске хидроелектране:

Бајина Башта		Јединица
Подаци за ХЕ		
Снага електране:	4x91,54 = 365,2	MW
Укупни инсталисани проток:	600	m ³ /s
Датум прве синхронизације:	27.11.1966.	
Реверзибилана Бајина Башта		Јединица
Подаци за РХЕ		
Инсталисана снага:		
- Турбине	614	MW
- Пумпе	616	MW

Укупни инсталисани проток:		
- Турбине	129,2	m ³ /s
- Пумпе	104,4	m ³ /s
Датум прве синхронизације:	23.09.1982.	
Увац		Јединица
Подаци за ХЕ		
Снага електране:	36	MW
Укупни инсталисани проток:	43	m ³ /s
Датум прве синхронизације:	17.10.1979.	
Кокин Брод		Јединица
Подаци за ХЕ		
Снага електране:	22.5	MW
Укупни инсталисани проток:	37.4	m ³ /s
Датум прве синхронизације:	23.03.1962.	
Бистрица		Јединица
Подаци за ХЕ		
Снага електране:	104	MW
Укупни инсталисани проток:	36	m ³ /s
Датум прве синхронизације:	01.02.1960.	
Зворник		Јединица
Подаци за ХЕ		
Снага електране:	52	MW
Укупни инсталисани проток:	165	m ³ /s
Датум прве синхронизације:	09.07.1967.	
Овчар Бања		Јединица
Подаци за ХЕ		
Снага електране:	5.8	MW
Укупни инсталисани проток:	40	m ³ /s
Датум прве синхронизације:	1954.	
Међувршје		Јединица
Подаци за ХЕ		
Снага електране:	7	MW
Укупни инсталисани проток:	40	m ³ /s
Датум прве синхронизације:	10.08.1957.	

6.2. ПРОГРАМИ И ПРОЈЕКТИ МОДЕРНИЗАЦИЈЕ И РЕВИТАЛИЗАЦИЈЕ ПОСТОЈЕЋИХ ХЕ

С обзиром на старост и стање опреме на хидроелектранама, неопходно је наставити припрему и реализацију њихове модернизације и ревитализације. Чак 60% инсталисане снаге хидроелектрана у Републици Србији има просечну старост од 40 година а неке су старије и од 50 година. Радни век ове опреме је при крају и, када су у питању постојећи капацитети, приоритет мора бити модернизација и ревитализација.

Уважавајући чињеницу да су све хидроелектране у Републици Србији власништво саме државе која њима управља преко ЈП Електропривреда Србије (ЕПС), општи циљ модернизације хидроелектрана јесте продужење њиховог радног века и обезбеђивање поузданог снабдевања електричном енергијом по економски најповољнијим и еколошки најприхватљивим условима у будућности.

Специфични циљеви модернизације и ревитализације су:

- 1) повећање расположивости и поузданости агрегата;

- 2) повећање снаге и производње енергије;
- 3) смањење губитака;
- 4) искоришћење преливних вода;
- 5) економичније и једноставније одржавање.

Неопходан услов за спровођење успешне модернизације и ревитализације опреме хидроелектрана, поред израде инвестиционо-техничке документације високог квалитета, јесте изградња Лабораторије за испитивање и доказивање карактеристика нове опреме.

Процена је да ће се модернизацијом и ревитализацијом постојећих хидроелектрана повећати њихова снага за 128 MW, односно за 4,5 %, а годишња производња за 247,5 GWh, односно за 2,2 %. Такође, процена је да ће се активностима на модернизацији и ревитализацији хидроелектрана до 2012. године добити нових 50 MW, односно 82 GWh годишње.

6.2.1. ХЕ Ђердап I

С обзиром на до сада спроведене активности на модернизацији и ревитализацији хидроелектране ХЕ ЂЕРДАП I везане за ратификацију споразума о дугу Руске федерације према Србији, у периоду до 2012. године, неопходно је извршити ревитализацију три агрегата. Модернизацијом и ревитализацијом се повећава снага електране за 66 MW, а годишња производња за 80 GWh. Инвестиција за комплетну ревитализацију износи 167.760.000 УСД.

Наиме, према изабраној варијанти у идејном пројекту ревитализације и модернизације задржава се исти пречник обртног кола од 9,5m, проток се повећава са 800 на 840m³/s, снага са 194 MW на 205MW, односно 210MW уз ограничен период рада годишње 100 сати, а производња електричне енергије са 6 агрегата се повећава за око 80 GWh/год.

Према критеријумима из тендера изабран је испоручиоц турбине и опреме „Силовије Машине“ са којим је склопљен уговор. Испоручилац је већ израдио највећи део опреме за први агрегат који се ревитализује. Ова опрема није испоручена због насталих проблема после ратификације споразума између Руске федерације и Србије. Све припреме за ревитализацију су извршене на самом објекту, а у међувремену је урађена актуализација идејног пројекта фебруара 2006. год., који је обухватио и осталу опрему коју треба ревитализовати и модернизовати на електрани како би наредних 30 година хидроелектрана поуздано радила.

При ревитализацији предвиђа се замена лопатица обртних кола, замена заптиваче вратила, замена сервомотора спроводних апарата, увођење еколошког система подмазивања, промена статора генератора, промена полова ротора, замена блок трансформатора, ојачање брзих предтурбинских затварача, ремонт сервомотора, увођење новог система управљања, заштите и мониторинга.

У међувремену су извршена гаранцијска испитивања модела ревитализоване турбине. Резултати испитивања су показали испуњеност захтева тендера. Такође су обављена компаративна испитивања постојеће турбине, српске ревитализоване турбине и румунске ревитализоване турбине.

6.2.2. ХЕ ЂЕРДАП II

ХЕ Ђердап II има десет уграђених цевних агрегата, од тога осам у основној електрани и два у додатној електрани. Електрана је у погону већ 21 годину. У току експлоатације јављали су се проблеми, који су сукцесивно отклањани. До 2015. год. предвиђа се ревитализација ове хидроелектране. Обим ревитализације, идејним

решењем, предвиђа: замену обртних кола квалитетнијим конструкцијама вишег степена корисности, веће снаге и бољих кавитацијских својстава, замену вратила, замену регулатора, замену система за припрему уља под притиском, модернизацију управљања и мониторинга и замену блок трансформатора.

6.2.3. ХЕ Овчар Бања и ХЕ Међувршје

Модернизацијом и ревитализацијом се повећава укупна снага обе електране за 4 MW а годишња производња за 12 GWh. Укупне инвестиције су преко 12.000.000 ЕУР и обезбеђена су од стране ЕПС-а.

Модернизација и ревитализација ХЕ Овчар Бања је започета 2008. године. На агрегату А2 сви радови су завршени и агрегат је пуштен у погон 2009. године. На агрегату А2 се тренутно врше гаранцијска испитивања генератора и турбине. Послови модернизације и ревитализације агрегата А1 су започети 2009. године и степен извршења радова у садашњем тренутку (јун 2009. године) је 90% на турбини и 50% на генератору. Предвиђени рок завршетка јуни 2010. године.

Ревитализацијом се подразумева комплетна замена: разводног постројења, развода сопствене потрошње, ревитализација генератора, система управљања и заштите, система сигурносног напајања и аку батерије, блок трансформатора, изводних стубова и високонапонских каблова од електране до стубова, турбине и комплетне турбинске опреме, осим спирале, и 80% опреме генератора и система за хлађење и компримовани ваздух.

6.2.4. ХЕ Бајина Башта

Циљ ревитализације ХЕ „Бајина Башта” је поуздано функционисање агрегата за предвиђени следећи радни период од најмање 30 година, могућност побољшања енергетских карактеристика повећањем инсталисаног протока, степена корисности и инсталисане снаге и смањења трошкова одржавања опреме. На основу пројектних докумената и тендерско-уговорних докумената за електромашинску опрему расписан је међународни тендер за испоруку опреме и радова. Најповољнији понуђач са којим је потписан уговор је био VATECH HYDRO ANDRITZ из Беча. Вредност уговора је 65.544.560 ЕУР-а са начином финансирања: 30.000.000 ЕУР-а из зајма немачке KW банке и 35.544.560 ЕУР-а из средстава ЕПС-а. Обим радова при ревитализацији и модернизацији обухвата: замену обртног кола са рехабилитацијом и заменом припадајуће опреме, замена турбинског регулатора, замена система за хлађење, замена статора генератора и рехабилитација ротора генератора, замена система побуде и осталих припадајућих делова генератора, замена блок трансформатора са пратећом опремом, замена опреме разводног постројења 220kV и замена система управљања. Извршена су моделска испитивања франсисове турбине у лабораторији VATECH ANDRITZ у Линцу. Испитивања су потврдила испуњење уговорних обавеза. Модернизацијом и ревитализацијом ће се повећати снага електране за 28MW и годишња производња за 60GWh. Планирана динамика радова по агрегатима је дата у наредној табели.

ТАБЕЛА

Агрегат:	Почетак радова:	Завршетак радова:
A.1	31.05.2009.	31.03.2010.
A.2	01.04.2010.	15.12.2010.
A.3	01.04.2011.	15.12.2011.
A.4	01.04.2012.	15.12.2012.

6.2.5. ХЕ Зворник

О ревитализацији и модернизацији се размишља и ради већ десетак година. Прва варијанта студије о модернизацији и ревитализацији урађена је 2000. године, а ревизија и исправке су урађене 2002. Године. Студија оправданости ревитализације и модернизације опреме са идејним пројектом завршена је 2007. Године. Такође је дат и предлог пројектног задатка за израду тендерске документације за главну опрему. Студија је показала да се повећањем пречника турбина, прокопавањем корита реке Дрине испод бране ради снижења коте доње воде, уградњом ефикасније опреме и посебно турбина већих степена корисности добија знатно повећање снаге 26% и енергије 16%, тј. Снага електране би се повећала за 25MW, а годишња производња за 70GWh/год. Прорачунска вредност радова износи 63.390.000 ЕУР, а период реализације 5 година.

С обзиром на постојеће стање, да се са радовима у вези са ревитализацијом ХЕ Зворник тренутно заостало, процењује се да се са радовима на првом агрегату може почети, у најбољем случају, тек 2012. Године. Да би се овај рок почетка ревитализације достигао, неопходно је да се на нивоу ЈП ЕПС-а и ПД „Дринско-Лимских ХЕ”, сагледавајући добре економске ефекте, учине одлучни кораци и обезбеде услови у којима ће ЈП ЕПС (сам или са стратешким партнером) моћи да обезбеди потребна средства за реализацију модернизације и ревитализације.

6.2.6. Власинске ХЕ

Комисија за модернизацију и ревитализацију ЈП ЕПС је још 1996. године извршила оцену стања „Власинских ХЕ” и проценила хитност даљих акција на припреми ревитализације и модернизације. На основу програмског задатка везаног за ревитализацију и модернизацију „Власинских ХЕ” урађене су студије „Модернизација и могућност повећања снаге и производње Власинских ХЕ” и „Повећање производних ефеката на постојећим објектима, проширење система Власинских ХЕ”.

На основу до сада спроведених активности, у периоду до 2012. године, у циљу модернизације и ревитализације комплексног система Власинских хидроелектрана, неопходно је наставити са израдом инвестиционо-техничке документације. Израду инвестиционо техничке и тендерске документације треба обавити у 2009. и 2010. години. Након тога, закључно са 2012. годином, треба изабрати испоручиоца опреме и радова, обавити техничке припреме неопходне за реализацију модернизације и ревитализације и спровести процедуре потребне за почетак радова саме ревитализације. Модернизацијом и ревитализацијом се повећава укупна снага четири електране за 5 MW, а годишња производња за 25,5 GWh. Потребне инвестиције за модернизацију и ревитализацију Власинских хидроелектрана процењене су на око 7.000.000 ЕУР.

6.2.7. Лимске ХЕ

С обзиром на досадашње активности предузете у циљу модернизације и ревитализације Лимских хидроелектрана, у периоду до 2012. године, потребно је завршити израду инвестиционо-техничке и тендерске документације и спровести поступак избора најповољнијег понуђача опреме и извођења радова. У овом тренутку није могуће дати процену потребних средстава.

У огранку „Лимских ХЕ” предвиђа се ревитализација и модернизација три хидроелектране и то: ХЕ Потпећ, ХЕ Бистрица и ХЕ Кокин Брод.

Урађена је студија 2008. год. „Модернизација и могућности повећања снаге и производње Лимских хидроелектрана”, која разматра само аспект ревитализације ХЕ Потпећ. Ова студија чека расправу на стручном савету ЕПС-а. Било би добро да се до 2012. године заврши израда инвестиционо-техничке и тендерске документације и да се спроведе поступак избора најповољнијег понуђача. Предвиђена средства за ову ревитализацију са изградњом четвртог агрегата, по економском елаборату, износе 22.000.000 ЕУР за ревитализацију три агрегата и 10.500.000 ЕУР за изградњу четвртог агрегата.

Што се тиче ревитализације и модернизације „Лимских ХЕ” требало би урадити студије. У овом тренутку није могуће дати процену потребних средстава за модернизацију и ревитализацију ових ХЕ.

6.2.8. Мале хидроелектране

У Републици Србији постоји значајан број малих хидроелектрана које су у власништву Републике Србије а за чији рад и одржавање је задужено ЈП Електропривреда Србије. Како се ради о објектима од историјског значаја за развој електроенергетике у Републици Србији, неопходно је ове објекте модернизовати и ревитализовати, а њихов рад и одржавање учинити ефикаснијим. За објекте за које се већ сада процењује да је то неопходно биће измењено постојеће техничко решење (ХЕ Света Петка и ХЕ Сићево). Због тога овај програм предвиђа сагледавање могућности да Влада Републике Србије, најкасније до краја 2010. године, изврши пренос власништва над овим објектима са Републичке дирекције за имовину на ЈП Електропривреда Србије, да ЈП Електропривреда Србије спроведе неопходне поступке у циљу израде инвестиционо-техничке документације за модернизацију и ревитализацију ових објеката најкасније до краја 2010. године, да у 2011. години изабере испоручиоца опреме и извођача радова и да у 2012. години започне модернизацију и ревитализацију малих хидроелектрана (ХЕ Соколовица, ХЕ Света Петка, ХЕ Сићево и друге предвиђене планом инвестиција ЈП Електропривреде Србије), самостално или са изабраним стратешким партнером.

6.2.9. Национална Лабораторија за испитивање хидрауличких машина

Модернизацијом и ревитализацијом хидроелектрана у Републици Србији предвиђена је замена великог броја хидрауличних турбина. С обзиром на то да је доказивање хидрауличких карактеристика нових турбина изузетно осетљиво питање и чест узрок спорења инвеститора и испоручиоца опреме, овај програм предвиђа изградњу Лабораторије за испитивање хидрауличних машина на Машинском факултету у Београду, у оквиру Катедре за хидрауличне машине и енергетске системе, чија је сврха испитивање и доказивање хидрауличких карактеристика нових турбина моделским испитивањем у циљу заштите домаћих инвеститора. Лабораторија би представљала и подстицај и ослонац домаћој привреди у области развоја хидрауличних машина и пратеће опреме. Такође би национална лабораторија била значајна као едукативна база за инжењере који се баве хидроенергијом и студенте који се усавршавају на хидроенергетском одсеку Машинског факултета.

6.2.10. Мере за елиминисање досадашњих проблема на модернизацији и ревитализацији хидроелектрана

У циљу јачања електроенергетског сектора Србије путем приоритетног програма модернизације и ревитализације хидроелектрана, на основу искуства задужених експерата различитих профила са досадашњих активности спроведених на пословима модернизације и ревитализације, потребно је да Влада Републике Србије предложи, а Народна скупштина Републике Србије усвоји измену постојеће законске регулативе.

За ефикасну реализацију овог програма неопходно је извршити измену законске регулативе у циљу решавања два основна проблема:

- начин доношења одлука и спровођења процедура по моделу заједничких улагања код обезбеђивања финансијских средстава потребних за реализацију модернизације и ревитализације хидроелектрана и
- неефикасност садашњих административних процедура за издавање потребних дозвола и сагласности за извођење радова модернизације и ревитализације.

6.3. ПРОЈЕКТИ ИЗГРАДЊЕ НОВИХ ХИДРОЕНЕРГЕТСКИХ КАПАЦИТЕТА

С обзиром на стварање заједничког тржишта на простору југоисточне Европе, активности других земаља у Југоисточној Европи у циљу јачања сопствене позиције, као и на активности енергетских компанија из Европе, објективна амбиција електроенергетског сектора Републике Србије да заузме лидерску позицију на регионалном тржишту неће бити испуњена без интензивне изградње нових капацитета. Да би ово било остварено, овај модул предвиђа три правца изградње нових капацитета: повећање капацитета постојећих хидроелектрана доградњом, изградња нових објеката и искоришћење потенцијала граничних сливова.

6.3.1. Доградња постојећих капацитета

С обзиром на економске ефекте повећања капацитета постојећих хидроелектрана повећањем снаге и производње (на основу повећања инсталисаног протока, на основу повећања енергетске вредности акумулација, на основу неискоришћених, а расположивих количина вода итд.), овај одељак предвиђа реализацију одговарајућих активности за следеће објекте.

С обзиром на до сада уложена средства на реализацији овог пројекта који омогућава повећање производње постојеће ХЕ Пирот од 21 GWh годишње, као и на отпор који постоји код локалне управе, Влада Републике Србије ће, до краја 2009. године, пружити помоћ инвеститору ЈП Електропривреди Србије код изналагања оптималног решења за наставак реализације овог пројекта или његовим проглашењем за пројекат од општег интереса или на други начин, чиме ће бити омогућен завршетак радова до 2012. године.

Укупна вредност пројекта износи 13.400.000 ЕУР, а за завршетак радова је потребно издвојити 10.000.000 ЕУР.

Уградњом 5 – додатног агрегата решио би се проблем гарантованог протока и постојећи агрегати би се ослободили неповољних режима рада, а омогућио би се и флексибилнији рад хидроелектране са пет агрегата, инсталисани проток електране повећао за око 10% и остварила нова годишња производња енергије од 72 GWh. Инвестиционо техничка документација је на нивоу главног пројекта и лицитационе документације која је урађена у 2006. години. Потребне инвестиције су 16.886.000 ЕУР, В/С је 2,34 а IRR је 10,08%.

Одлуку о датуму почетка радова ускладити са радовима на модернизацији и ревитализацији ове хидроелектране поштујући обавезе које проистичу из постојећег уговора за ревитализацију ХЕ Бајина Башга.

Изградња додатног агрегата на овој хидроелектрани уско је повезана са пројектом модернизације и ревитализације. Одлуку о потреби и техничким могућностима његове изградње донеће ЈП Електропривреда Србије сама или у сарадњи са потенцијалним стратешким партнером. У том случају Влада Републике Србије пружиће све неопходне гаранције да ће у циљу реализације овог пројекта бити издате све неопходне дозволе и сагласности од стране институција основаних за управљање и коришћење воде и простора.

С обзиром на садашње активности ЈП Електропривреда Србије на анализи стања и објеката Власинског система и испитивање могућности увођења додатних вода, у периоду до 2012. године, могуће су активности на изради инвестиционо-техничке документације и извођењу радова у циљу повећања енергетске вредности овог система за 42 GWh годишње. Ове активности треба ускладити са активностима планираним на модернизацији и ревитализацији ових објеката.

С обзиром на садашње активности ЈП Електропривреда Србије на анализи стања и објеката Лимског система и испитивање могућности изградње додатног агрегата на ХЕ Потпећ, у периоду до 2012. године, потребно је спровести активности на изради инвестиционо-техничке документације.

Пошто је досадашњим анализама утврђено да је на постојећим електропривредним и водопривредним објектима (хидроелектранама и водопривредним акумулацијама) могуће изградити одређени број малих хидроелектрана, овај програм предвиђа израду инвестиционо-техничке документације за мале хидроелектране на:

- 1) локацијама постојећих хидроелектрана: МХЕ Језеро, МХЕ Мала Врла 1, МХЕ Завој и МХЕ Пирот, на којима инвеститор може бити само ЈП Електропривреда Србије сама или са изабраним стратешким партнером,
- 2) локацијама свих постојећих водопривредних акумулација којима је могуће додати енергетску намену а које су приказане у табели 1 (сви подаци дати у табели су подложни промени и биће проверени израдом одговарајуће инвестиционо техничке документације).

ТАБЕЛА 1

Број	Акумулација	Водоток	Година Изградње	Висина Бране (m)	Запремина Акумулације (10^6 m^3)	Инст. снага електране (KW)
1	Ћелије	Расина	1978	52.00	60	3,280
2	Бован	Моравица	1978	52.00	59	1,800
3	Барје	Ветерница	1991	75.00	41	1,700
4	Грлиште	Грлишка река	1988	32.00	12	1,000
5	Брестовац	Пуста река	1985	31.00	10	350
6	Нова Грошница	Грошница	1938	50.00	4	350
7	Златибор	Рзав	1972	32.50	3.5	260
8	Гружа	Гружа	1984	52.00	65	220
9	Гараши	Велика Букуља	1976	35.00	6.27	150
10	Крајковац	Крајковачка река	1983	40.00	1.6	150
11	Бресница	Брестовачка река	1979	38.00	1.38	150
12	Букуља	Велика Букуља	1964	33.00	1.37	150
13	Голи Камен	Црновршки поток	1986	33.00	0.97	150
14	Придворица	Придворица	1982	44.50	0.832	150

15	Растовница	Растовница	1984	24.00	0.368	100
16	Велика Дичина	Горња Дичина	1969	16.80	0.325	100
17	Парменац	Западна Морава	1960	16.50	0.4	2,000
18	Првонек	Бањишtica	пробни рад	88.00	23	1,000
19	Ровни	Рибница	у изградњи	51.50	51.5	2,000
20	Селова	Топлица	у изградњи	70.00	70	1,800

На овим објектима инвеститор може бити само ЈП Електропривреда Србије сама или у сарадњи са ЈВП Србијаводе или са изабраним стратешким партнером.

- 3) Локацијама које се налазе у непосредној близини постојећих хидроенергетских објеката и које представљају њихово природно проширење: МХЕ Бањица процењене инсталисане снаге 2,3 MW, чијом се изградњом на простору између постојећих ХЕ Света Петка и ХЕ Сићево ствара систем каскадних проточних хидроелектрана. На овим објектима инвеститор може бити ЈП Електропривреда Србије сама или са изабраним стратешким партнером.

6.3.2. Изградња нових капацитета

Анализом постојећих усвојених стратешких докумената Републике Србије (Просторни план Републике Србије, 1996; Водопривредна основа Републике Србије, 1996/2001, низ студија и анализа израђених од стране ЈП Електропривреда Србије, Министарства науке итд.), нарочито анализом предвиђених законских могућности (Закон о енергетици и Закон о концесијама), може се издвојити неколико праваца изградње хидроенергетских објеката у Србији.

Посебно се издваја улога и значај акумулација са чеоним положајем, у горњим деловима сликова. Чеоне акумулације имају изванредан енергетски значај, јер регулишу протоке за низводније каскаде хидроелектрана са нижим степенима регулисања. Међутим, изванредан је и водопривредни значај тих акумулација, имајући у виду врло неравномерне водне режиме на овим просторима, са веома израженим поводњима и дуготрајним маловодним периодима.

Велики део преосталог економски искористивог потенцијала налази се на локацијама са малим и средњим падовима, где је у оквиру каскадних система оправдано очекивати примену оних техничка решења која битно побољшавају економичност ових система (Доња Дрина, Велика Морава, Западна Морава, Ибар, итд.).

Један део потенцијала се може реализовати искоришћењем преосталог потенцијала Дунава и Саве.

С обзиром на последње активности везане за изградњу значајних термоенергетских објеката, нарочито је значајна изградња нових реверзибилних електрана као економски најисплативијег начина пласмана вишкова базе енергије тј. њеног претварања у високо квалитетну и на тржишту изузетно цењену вршну енергију.

Уколико на некој од предвиђених локација за изградњу нове хидроелектране, услед промењених хидро-геолошких услова, постојања израђених грађевинских објеката или других значајних промена које су наступиле у уређењу и коришћењу простора, није могућа изградња хидроелектране или би очекивана снага била осетно мања од предвиђене снаге, изградња хидроелектране, уз сагласност Министарства

рударства и енергетике, може се одобрити на другој, или више других локација истог водотока којима се обезбеђује потпуно искоришћавање енергетског потенцијала.

У циљу јачања електроенергетског сектора Србије и омогућавања интензивније изградње хидроелектрана државним и приватним инвеститорима, домаћим и страним, који у томе виде свој интерес, у складу са постојећом законском регулативом, у периоду важења овог Програма, предвиђа се могућност изградње хидроелектрана на три начина:

- 1) изградња хидроелектрана од стране ЈП Електропривреда Србије кроз које држава Србија реализује део својих стратешких интереса,
- 2) изградња хидроелектрана путем издавања енергетских дозвола државним и приватним, домаћим и страним компанијама и
- 3) изградња хидроелектрана путем давања концесионих права државним и приватним, домаћим и страним компанијама.

6.3.2.1. Хидроелектране које ће бити изграђене од стране ЈП Електропривреда Србије

У периоду важења овог програма држава Србија планира да кроз ЈП Електропривреда Србије започне са активностима које ће омогућити реализацију хидроелектрана приказаних у табели 2 (сви подаци дати у табели су подложни промени и биће проверени израдом одговарајуће инвестиционо техничке документације).

У складу са проценом могућности, на предлог Министарства рударства и енергетике, Влада Републике Србије ће омогућити ЈП Електропривреди Србије избор одговарајућег стратешког партнера спремног да финансијски помогне реализацију ових хидроелектрана.

ТАБЕЛА 2

Назив	Река	Запремина акумулације	Инсталисана снага	Годишња производња
		милиона m ³	MW	GWh
Свође	Власина	10	48 (100)	65 (100)
Паклештица	Дојкиначка	22	26	53
Ариље	Велики Рзав	21	7	22
Бук Бијела	Горња Дрина	11	115	367
Фоча	Горња Дрина	4	52	184
Паунци	Горња Дрина	3	37	154
Сутјеска	Сутјеска	36	35	90
Рогачица	Средња Дрина	20	140	538
Средње Тегаре	Средња Дрина	105	126	475
Мала	Средња	60	122	434

Дубравица	Дрина			
Козлук	Доња Дрина	15	90	363
Дрина 1	Доња Дрина		82	339
Дрина 2	Доња Дрина		82	337
Дрина 3	Доња Дрина		82	319
Купиново	Сава		140	530
Нови Сад	Дунав		130	1044
РХЕ Бистрица	Увац, Лим	80	680	
РХЕ Ђердап 3	Дунав	32	600 (прва фаза)	
Параћин	Велика Морава	10	44	100
Ћуприја	Велика Морава	10	36	67
Багрдан	Велика Морава	9	36	69
Свилајнац	Велика Морава	16	36	76
Велика Плана	Велика Морава	9	36	73
Влашки До	Велика Морава	10	36	64
Љубичево	Велика Морава	5	36	70
Рибарићи	Ибар	45	47	76
Гокчаница	Ибар		14	37
Ушће	Ибар		14	37
Главица	Ибар		14	43
Церје	Ибар		15	46
Градина	Ибар		14	43
Бела Глава	Ибар		14	43
Добре Стране	Ибар		15	46
Маглић	Ибар		14	43
Лакат	Ибар		14	45

Реализација пројекта изградње система хидроелектрана на Ибру биће реализована на основу Протокола о сарадњи који су Република Србија и Република Италија потписале 9. марта 2009. године. На бази тог Протокола, у којем су ЈП „Електропривреда Србије“ и предузеће SECI Energia S.p.A. из Италије номиновани

као стратешки партнери за реализацију овог пројекта, „Електропривреда Србије” и предузеће SECI Energia потписали су Прелиминарни споразум о сарадњи у електроенергетском сектору. У току је израда „Анализа изводљивости са техничком експертизом изградње хидроелектрана на Ибру” након чега следи израда вишег нивоа инвестиционо техничке документације. Почетак изградње хидроелектрана на Ибру је планиран крајем 2011 или почетком 2012. године. Укупна вредност пројекта се процењује на око 270 милиона ЕУР.

Изградња хидроелектрана на Великој Морави, реверзибилне хидроелектране Ђердап 3 и хидроелектрана на Горњој Дрини у Републици Српској биће реализована у оквиру Меморандума о разумевању у циљу реализације заједничких интереса у области енергетике који су потписали ЈП Електропривреда Србије и немачка компанија RWE 16. новембра 2009. године.

6.3.2.2. Хидроелектране које ће бити изграђене путем доделе енергетске дозволе

У ову групу објеката спадају хидроелектране за које се претпоставља да су довољно атрактивне за инвеститоре саме по себи и оне су дате у табели 4 (сви подаци дати у табели су подложни промени и биће проверени израдом одговарајуће инвестиционо техничке документације. У случају нежељених последица изградње појединих објеката, као што је плављење терена и слично требало би и изградити више каскадних хидроелектрана).

ТАБЕЛА 4

НАЗИВ	РЕКА	ЗАПРЕМИНА АКУМУЛАЦИЈЕ	ИНСТАЛИСАНА СНАГА	ГОДИШЊА ПРОИЗВОДЊА
		милиона m ³	MW	GWh
Витановац	Западна Морава		21	58
Стубал	Западна Морава		21	60
Трстеник	Западна Морава		21	60
Медвеђа	Западна Морава		20	57
Кукљин 2	Западна Морава		20	57
Кукљин 1	Западна Морава		20	62
Пријеполје	Лим		22	85
Прибој	Лим		10	56
Ивањица	Моравица	104	32	42
Врутци	Ђетиња	34	32	45
Јошаница	Јошаница	22	17	27
Црноклиште	Нишава	1	15	52
Бела Паланка	Нишава		10	32

НАЗИВ	РЕКА	ЗАПРЕМИНА АКУМУЛАЦИЈЕ	ИНСТАЛИСАНА СНАГА	ГОДИШЊА ПРОИЗВОДЊА
		милиона m ³	MW	GWh
Орловача	Велики Рзав	57	12	18
Роге	Велики Рзав	125	26	36
Маглић	Студеница	0,5	47	65
Дубочица	Студеница	97	42	62
Одоровци	Јерма	50	10	16

Реализација хидроенергетског потенцијала реке Лим је осим у хидроелектранама наведеним у табели 4 могућа и изградњом хидроелектрана Бродарево 1 (узводно од насеља Бродарево) и Бродарево 2 (низводно од насеља Бродарево). За ове локације Министарство рударства и енергетике је почетком 2009. године издало енергетске дозволе компанији Renewable Energy Venture из Београда које важе две године. Тачне хидроенергетске карактеристике ових хидроелектрана биће познате након завршетка израде претходних студија оправданости са генералним пројектима који су у фази израде.

6.3.3. Искоришћење потенцијала граничних сливова Републике Србије

Један од приоритета предвиђених за реализацију у периоду до 2012. године, а у циљу обезбеђивања потреба за електричном енергијом Републике Србије и остваривања прихода на регионалном тржишту електричне енергије, јесте стварање услова за коришћење потенцијала граничних река и њихових притока. На овај начин омогућава се електроенергетском сектору Србије да гради нове и користи постојеће хидроелектране у Југоисточној Европи и да се и на тај начин приближи лидерској позицији на регионалном тржишту.

Електроенергетски сектор Србије има нарочити интерес на Дрини са притокама и на Сави и Дунаву, да кроз изградњу нових хидроелектрана (ХЕ Бук Бјела, ХЕ Фоча и ХЕ Паунци) и куповину постојећих (ХЕ Вишеград), обезбеди сигурно, квалитетно и поуздано снабдевање електричном енергијом у количинама потребним у блиској будућности. Садашње активности и споразуме постигнуте између ЈП Електропривреда Србије и МХЕ електропривреда Републике Српске треба валоризовати у периоду трајања Програма завршетком израде инвестиционо техничке и друге документације и створити услове за почетак реализације објеката.

Да би се ово реализовало, Влада Републике Србије ће обезбедити све потребне законске и друге услове који ће електроенергетском сектору Србије дати све потребне надлежности и омогућити:

- 1) бољу преговарачку позицију у преговорима око поделе потенцијала граничних река;
- 2) потребне гаранције и осигурања код давања понуда за изградњу хидроелектрана у другим земљама и добијања концесија за коришћење природних ресурса;
- 3) куповину, или располагање на други начин, већ изграђених хидроелектрана.

7. ТЕРМОЕЛЕКТРАНЕ И ТЕРМОЕЛЕКТРАНЕ-ТОПЛАНЕ

Као сублимат приоритетних програма предвиђених Стратегијом, овај Програм је дефинисан на основу природних приоритета термоенергетског сектора: модернизација и рехабилитација постојећих термоелектрана и термоелектрана-топлана и изградња нових термоелектрана и термоелектрана-топлана уз повећање ефикасности коришћења ограничених резерви примарне енергије у Републици Србији и увозног горива.

Програм остваривања стратегије развоја термоенергетског сектора усвојен је за период до 2012. године, али даје активности и смернице за развој сектора и после 2012. године. Као основни услов свог постојања и реализације подразумева постојање политичке подршке и одсуство политичког утицаја.

У циљу обезбеђења континуалног изучавања стања и предвиђања развоја целине термоенергетског сектора и обављања делатности у новим условима рада и пословања енергетских субјеката овим програмом су предвиђене и адекватне мере за праћење његове реализације.

7.1. ПРИКАЗ ПОСТОЈЕЋИХ ТЕРМОЕЛЕКТРАНА И ТЕРМОЕЛЕКТРАНА-ТОПЛАНА У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ

7.1.1. Инсталирани капацитети термоелектрана и термоелектрана-топлана

Производња електричне енергије у Републици Србији остварује се у највећој мери у оквиру ЈП „Електропривреда Србије” (ЕПС), која располаже производним капацитетима приказаним у табели 7.1.

Табела 7.1. Инсталисана снага електрана (на прагу преноса) у MW

	Инсталисана нето снага			
	са капацитетима у АП Косово и Метохија	%	без капацитета у АП Косово и Метохија	%
Термоелектране на угаљ	5.171	61,9	3.936	55,3
Термоелектране-топлане (на гас и мазут)	353	4,2	353	5,0
Хидроелектране	2.831	33,9	2.831	39,7
Укупно електране ЕПС-а	8.355	100,0	7.120	100,0

Термоенергетске капацитете Електропривреде Србије чини:

- осам термоелектрана (ТЕ) са 25 блокова који сагоревају лигнит укупне инсталисане нето снаге 5.171 MW. Од тога су две термоелектране са седам блокова укупне нето снаге 1 235 MW на територији Аутономне покрајине Косово и Метохија;
- три термоелектране-топлане (ТЕ-ТО) са 6 блокова укупне нето снаге 353 MW, на течна и гасовита горива.

Изван ЕПС-а у оквиру комуналних предузећа постоји инсталисани термоенергетски капацитет у Топлани Нови Београд (власништво ЈКП „Београдске електране”) снаге 3 x 32 MWe, са сировим бензином као пројектним горивом који је дуже времена ван погона. Такође, у оквиру индустријских енергана, у више од 30 предузећа у Републици Србији, инсталисано је око 450 MWe, али је значајан део инсталисаних капацитета ван погона. Постоје примери укључења индустријских когенеративних постројења у системе даљинског грејања, као у Крагујевцу (енергана

„Застава”). Ова постројења ће бити предмет посебних делова Програма и у оквиру овог одељка нису детаљније разматрана.

Тренутни статус привремене управе на територији Аутономне покрајине Косово и Метохија (УНМИК) дефинисан Резолуцијом 1244 Савета безбедности УН из 1999. године, не омогућава ЈП ЕПС-у коришћење и управљање електроенергетским капацитетма на Косову и Метохији као интегралним делом система, као ни планирање даљег развоја. Услед тога и не постоје прецизни подаци везани за експлоатацију ових постројења, па она и нису детаљније обухваћена овим документом.

У прилогу 7.1. дати су детаљнији подаци о ТЕ и ТЕ-ТО ЕПС-а (снаге блокова, старост, досадашње ангажовање и број стартова, произвођачи главне опреме).

Просечна старост термоенергетских јединица на угаљ без косовских електрана, закључно са 31.12.2008. године, износи 29 година, а старост се креће у распону од 18 до 53 година.

Просечна старост термоелектрана на угаљ, без података за територију АП Косово и Метохија, према структури номиналне снаге до 31.12.2008. износи за:

- | | |
|------------------------|------------|
| - снагу мању од 100 MW | 50 година, |
| - снагу 100–199 MW | 36 године, |
| - снагу 200–299 MW | 31 година, |
| - снагу 300–399 MW | 20 година, |
| - снагу 400 и више MW | 25 године. |

Оваква старост и с тим повезана технолошка застарелост постројења, имајући у виду да најмлађе оригинално примењене технологије потичу из средине 80-их година прошлог века, проузрокују високу специфичну потрошњу горива. Опрему термоелектрана и термоелектрана-топлана ЕПС-а карактерише и велика хетерогеност опреме, јер је 11 произвођача из 7 држава испоручило котлове; 12 произвођача из 7 држава испоручило је турбине и 10 произвођача из 8 држава испоручило је генераторе.

Комбинована производња топлотне и електричне енергије остварује се у више термоелектрана ЕПС-а, и то у:

- 1) парним блоковима на угаљ након реконструкције турбина у ТЕ Никола Тесла А (за даљинско грејање Обреновца) и у ТЕ Костолац А (за даљинско грејање Пожаревца и Костолца) и
- 2) парним блоковима на гас и течено гориво (ТЕ-ТО Нови Сад, ТЕ-ТО Зрењанин и ТЕ-ТО Сремска Митровица за системе даљинског грејања и технолошку пару).

Пројекат даљинског грејања Београда из ТЕ Никола Тесла А започет је израдом документације почетком осамдестих, а извођење радова започело је 1993. године, али је његова реализација тренутно остављена.

ЈП ЕПС је, скоро у потпуности, применио комбиновану производњу електричне и топлотне енергије у електранама за које постоје топлотни конзументи у окружењу. У објектима ЈП ЕПС-а, постоји још могућност производње топлотне енергије за потребе даљинског грејања у ТЕ Колубара А (за Лазаревац, који располаже градском топлификационом мрежом) и у ТЕ Морава (за Свилајнац, који не располаже градском топлификационом мрежом), с тим што се из ТЕ Колубара одређена количина технолошке паре већ испоручује спољном потрошачу.

7.1.2. Најзначајнији захвати спроведени на постојећим термоелектранама у периоду 2000-2008.

Уважавајући значај термоенергетског сектора, као и неповољно техничко-технолошко стање постројења крајем 2000. године, у периоду 2001-2008. година остварена су значајна улагања у капиталне ремонте, рехабилитацију и модернизацију термоенергетских постројења. Реализовани су приоритетни програми на постројењима која су крајем 2000. године имала већа техничка ограничења, која су престала са радом или су радила са смањеним капацитетима, чиме је значајно повећана, пре свега, њихова расположивост.

Од изведених захвата на термоенергетским постројењима најзначајнији су следећи:

ТЕ Колубара А5 – након дужег стајања блока (око 4 године) приступљено је 2001. године санацији постројења која је трајала више од годину дана. Захвати су обухватили опрему котловског постројења (нов испаривач и значајан део грејних површина), главне цевоводе, капитални ремонт турбопостројења, електроенергетску опрему, опрему за мерење, регулацију и управљање (МРУ) на нивоу блока (уграђена савремена опрема), реконструкцију грађевинских објеката и обимне ремонте на помоћној опреми;

ТЕ Никола Тесла А1 и А2 – на ова два блока су спроведени обимни захвати: замена паровода свеже паре, реконструкција електрофилтера, значајни захвати на котловском постројењу, уградња савремене опреме за МРУ блока, значајни захвати на турбопостројењу, напојним пумпама и осталој опреми;

ТЕ Никола Тесла А3 – рехабилитација блока спроведена 2003. године обухватила је реконструкцију на котловском постројењу (нов испаривач и замену значајаног дела грејних површина), значајне захвате на турбопостројењу, цевоводима и пароводима, замену мерно-регулационе опреме (уграђена савремена опрема), електроенергетском постројењу. Извршена је и делимична реконструкција електрофилтера, захвати на грађевинском делу и обимнији ремонти на помоћној опреми. Укупна вредност уграђене опреме и изведених радова износила је око 80 милиона евра;

ТЕ Никола Тесла А5 – рехабилитација овог блока спроведена 2004. године је по обиму и садржају слична активностима реализованим на блоку А3. Укупна вредност изведених активности износила је приближно 60 милиона ЕУР;

ТЕ Никола Тесла Б1 – активности су спроведене 2005. године и обухватиле су замену паровода, цевних система загрејача 1 и 2, дела испаривача, генерални ремонт турбине са заменом турбинске изолације и лопатица турбине ниског притиска, захвате на генератору, капитални ремонт раста и крацера, ремонт електрофилтера као и реконструкција и модернизација лува. укупна вредност изведених активности износила је приближно 28 милиона ЕУР;

ТЕ Никола Тесла Б2 – активности су спроведене 2002. године и обухватиле су захвате на котловском постројењу, генерални ремонт турбине високог и средњег притиска, захвате на генератору и обимније ремонте на помоћној опреми. Укупна вредност изведених активности износила је приближно 20 милиона ЕУР;

ТЕ Костолац А2 – у продуженом четворомесечном ремонту 2006. године замењени су пароводи свеже паре, реконструисани електрофилтери и спроведени су значајни захвати на котловском постројењу и обимнији ремонтни захвати на осталој опреми;

ТЕ Костолац Б1 и Б2 – у току капиталних ремонта блока Б1 обављеног 2002. године и блока Б2 обављеног 2003. године, извршене су значајне реконструкције и модернизације на опреми јер су блокови, практично од почетка експлоатације, радили са 15–20% мањом снагом од пројектоване. Реконструкцијом комплетног

ложног уређаја, турбинских вентилских комора и мањим реконструкцијама на појединој опреми, као и подешавањем рада опреме, а пре свега напојних пумпи постигнута је снага од 330 MW. Увођењем аутоматског вођења блока и додатним захватима на ложном уређају била би постигнута пуна снага од 348,5 MW.

ТЕ Морава – у току ремонта 2004. године извршена је реконструкција котловског постројења, значајни захвати на цевоводима, уграђена савремена опрема за МРУ на нивоу блока, као и обимнији ремонтни захвати на осталој опреми. Вредност извршених захвата је износила око 5 милиона ЕУР евра.

ТЕ Костолац А1 – рехабилитација блока је обухватила уградњу нове опреме на цевном систему котла, генератору и турбини високог притиска, цевоводима, опреми за МРУ, електрофилтеру, веће захвате на грађевинском делу и електроенергетском постројењу, капитални ремонт ложног уређаја котла и значајне ремонтне радове помоћне опреме.

ТЕ Никола Тесла А4 – рехабилитација овог блока спроведена 2007. године са значајним захватима на котловском постројењу и електрофилтеру (реконструкција), турбопостројењу, пароводима (комплетна замена паровода свеже и догрејане паре), електроенергетској опреми, систему мерења, регулације и управљања, архитектонско грађевинским објектима. захвати предвиђени у циљу побољшања прихватљивости утицаја блока на животну средину и задовољења емисионих норми за постојећи термоблок предвиђају и увођење система за редукцију емисије азотних оксида и изградњу постројења за одсумпоравање димних гасова (почетак активности 2012. године, пуштање у погон 2014. године). Трошкови који се односе на опрему и радове реализовани у току ремонта 2007. године на самом блоку износе 78 мил. евра.

ТЕ Никола Тесла А6 – први део пројекта рехабилитације и модернизације блока изведен је у 2008. години и у значајној мери се може поредити са пројектом реализованим на блоку ТЕ Никола Тесла А4, а тиче се котловског дела постројења и система управљања блоком. Вредност овог дела пројекта је 30 мил. ЕУР.

7.1.3. Тренутно техничко стање термоелектрана и термоелектрана-топлана

Са учешћем од 60,3% у инсталисаној снази производних постројења ЕПС-а, термоенергетски сектор је 2008. године у укупној производњи електричне енергије учествовао са скоро 70 %. Показатељи рада термоелектрана у периоду од 2001–2007. приказани у табели 7.2.

Табела 7.2. Показатељи рада термоелектрана

Ред. бр.	Показатељи	Јед. мере	Године			
			2001.	2003.	2005.	2007.
1	Укупна производња ел.енергије у електранама ЕПС-а	GWh	29.452	30.108	34.443	34.429
2	Производња у ТЕ на угаљ	GWh	18.975	20.384	22.138	24.016
3	Погонска спремност ТЕ	%	68,5	74,4	76,9	76.9

Наведена интензивна улагања у унапређење техничког стања постројења у термоелектранама у периоду 2001-2008., довела су до побољшања показатеља рада. У 2008. години показатељи рада термоелектрана су били најбољи од 1992. године:

- еквивалентни коефицијент принудних застоја у 2000. години је износио 32,3%, а у 2008. години 11,1%;
- погонска спремност термоелектрана је повећана са 68,5% (2001. године) на 77,6% (2008. године);
- повећана производња у термоелектранама на угаљ са 18.975 GWh (2001. године) на 24.661 GWh (2008. године).

Термоелектране, посебно оне на лигнит, имају неповољан утицај на животну средину. Крајем 2000. године практично у свим термостројењима у Републици Србији емисија чврстих честица, сумпорних и азотних оксида вишеструко је превазилазила дозвољене граничне вредности емисије (ГВЕ), а одлагање пепела и шљаке и третман отпадних вода није био решен на задовољавајући начин.

Обавезе проистекле из захтева домаће и европске регулативе налажу да се на постојећим термоелектранама до 2015. године спроведу значајни захвати у области заштите животне средине, који као крајњи циљ имају добијање еколошких дозвола. Због тога су у претходном периоду покренуте бројне активности, а реализација најзначајнијих пројеката тек предстоји. Уважавајући значај ове проблематике, у поглављу 7.4. биће посебно истакнути детаљи везани за ове пројекте.

7.2. ПРОЈЕКТИ МОДЕРНИЗАЦИЈЕ И РЕХАБИЛИТАЦИЈЕ ПОСТОЈЕЋИХ ТЕРМОЕЛЕКТРАНА И ТЕРМОЕЛЕКТРАНА-ТОПЛАНА У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ

У периоду до 2012. године не може се очекивати наставак исказаног тренда побољшања експлоатационих карактеристика постојећих термоелектрана као у периоду 2000-2008. године, јер ће се активности рехабилитације спроводити на блоковима који су у бољем стању у односу на стање блокова који су досада обухваћени пројектима продужења радног века.

Достигнути ниво производње и поузданости капацитета не може се одржати и унапређивати без даљих већих улагања у рехабилитацију и модернизацију производних капацитета. Поред улагања у рационализацију потрошње електричне енергије, улагање у повећање производних могућности постојећих капацитета и продужење њиховог радног века представља најбржи вид решавања садашњих електроенергетских проблема.

Реално техничко стање постојећих термоенергетских капацитета на крају 2008. године захтева наставак повећаних ремонтних радова и текућег одржавања у односу на уобичајени обим и садржину, спровођење рехабилитације и модернизације капацитета, укључујући и реализацију пројеката из заштите животне средине.

И поред наведених позитивних утицаја реализованих рехабилитација блокова, као и очекиваних унапређења спровођењем планираних захвата, не сме се занемарити чињеница да је просечна старост термоелектрана 29 година. Због тога код оцене техничког стања капацитета ЈП ЕПС-а, треба имати у виду, пре свега, старост

капацитета (Прилог 7.1) и застарелост технологије, тако да ће и након предвиђених рехабилитација и модернизација техничко стање производних капацитета и даље заостајати у односу на електроенергетске системе развијених европских земаља.

У оквиру активности и пројеката који се односе на одржавање и унапређење постојећих производних постројења у периоду до 2012. године потребно је предвидети реализацију следећих пројеката:

- 1) рехабилитација и модернизација ТЕ Никола Тесла А6 (наставак започетих активности из 2008. у 2010. години) и
- 2) рехабилитација и модернизација ТЕ Костолца Б-и подизање номиналне снаге (од 2010. године).

На другим термоелектранама се такође предвиђају одређени нестандардни ремонтни захвати, као, на пример, они на: ТЕ Никола Тесла Б2 (замена паровода догрејане паре и загрејача воде 1 и 2, реконструкција електрофилтерског постројења у 2009. години), ТЕ Колубара А3 (завршетак активности за довођење блока на номиналних 65 MW у 2009. години), ТЕ Колубара А5 (замена овешања на пароводима у 2009. години), ТЕ Никола Тесла А3-А5 (реконструкција млинова од 2009-2012. године) и ТЕ Костолац А (реконструкција система за транспорт пепела и шљака од 2009-2011. године).

7.2.1. Рехабилитација и модернизација ТЕ Никола Тесла А6

Други део пројекта рехабилитације и модернизације блока ТЕ Никола Тесла А6 предвиђен је за 2010. годину и у значајној мери се може поредити са пројектом предвиђеним на блоку ТЕ Никола Тесла А4, а везано за турбопостројење, као и реконструкцију електрофилтерског постројења. Слично стање опреме, као и сличне, значајно погоршане техничке и погонске карактеристике блока дефинишу практично исте циљеве и захвате, са очекиваним истим ефектима. Једина значајна разлика је што је у случају блока А6 предвиђено подизање номиналне снаге блока са 308,5 до нивоа 348,5 MW са повишењем степена корисности економски оправданим захватима.

Као и на другим блоковима у ТЕНТ А3-5 и и на овом блоку се предвиђа изградња постројења за одсумпоравање димних гасова и реконструкција система транспорта и одлагања пепела и шљака.

7.2.2. Реконструкција млинова на ТЕ Никола Тесла А3-А5

Један од значајнијих пројеката које треба спровести до 2012. године је реконструкција 16 од 18 млинова угља (реконструкција 2 млина је већ реализована) на ТЕ Никола Тесла А3, А4 и А5 која ће побољшати карактеристике постојећих млинова (финоће млевења и повећање капацитета млинова са садашњих 78 t/h на пројектовану вредност од 95 t/h). По основу побољшања рада реконструисаног ложног уређаја очекује се значајно повећање степена корисности котлова и смањење губитака у шљаци и летећем пепелу, као и у излазним димним гасовима (због побољшања процеса сагоревања и размене топлоте). Овакав захват треба да доведе, при производњи исте количине електричне енергије, до смањења потрошње угља за ова три блока од скоро три стотине хиљада тона годишње, чиме ће се знатно смањити количина пепела и шљака на депонији, емисија гасова и емисија чврстих честица у атмосферу. пројекат чија је вредност око 38 милиона евра ће се финансирати заједнички из кредита KfW IV и средстава ЕПС-А, а реализација је предвиђена у периоду 2009-2012. године.

7.2.3. Рехабилитација и модернизација ТЕ Костолац Б1 и Б2

Рехабилитација ових блокова биће спроведена 2010 и 2011. године са значајним захватима на котловском постројењу и електрофилтеру (реконструкција), турбопостројењу, пароводима (комплетна замена паровода свеже и догрејане паре), електроенергетској опреми, систему мерења, регулације и управљања, архитектонско грађевинским објектима. захвати предвиђени у циљу побољшања прихватљивости утицаја блокова на животну средину и задовољења емисионих норми за постојеће термоблокове предвиђају и увођење система за редукцију емисије азотних оксида и изградњу постројења за одсумпоровање димних гасова (почетак активности 2012. године, пуштање у погон 2014. године). Процењени трошкови који се односе на опрему и радове који ће бити реализовани у току ремонта 2010-2011. године на самим блоковима износе око 200 милиона евра.

7.2.4. Повлачење постројења из погона

Насупрот наведеним мерама за побољшање ефикасности рада, предвиђа се повлачење из погона најстаријих и најнеекономичнијих парних блокова ЕПС-а, а то су ТЕ Колубара А1 – А4 (укупне номиналне снаге 161 MW, а стварно расположиве око 120 MW), старости од 45 до 50 година и досадашњег ангажовања од 255000 до 330000 радних сати. Ови блокови раде са специфичном потрошњом топлоте од преко 16000 kJ/kWh, што доводи до негативних економско-финансијске показатеља рада, уз угрожену погонску сигурност рада и безбедност особља и опреме и веома изражен негативни утицај на животну средину. Због неисплативости даљих значајнијих улагања у повећање ефикасности рада и повећање нивоа сигурности после 2012. године, предвиђено је повлачење из погона ова четири блока до 2014. године, при чему се до 2012. године предвиђа повлачење блокова А1, А2 и А4.

7.3. ПРОЈЕКТИ ИЗГРАДЊЕ НОВИХ ТЕРМОЕЛЕКТРАНА И ТЕРМОЕЛЕКТРАНА - ТОПЛАНА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2015. године предвиђа изградњу нових термоенергетских постројења у оквиру трећег (увођење нових енергетски ефикаснијих и еколошки прихватљивих технологија, са циљем да се смањи потрошња примарне енергије), четвртог (пројекти са краткорочним улагањима у нове електроенергетске изворе са гасним технологијама /комбиновани гасно-парни циклус/ и спрегнутом производњом електричне и топлотне енергије за услове изразито повољног привредно-економског развоја и евентуално неповољних услова за производњу електричне енергије из постојећих електроенергетских извора) и петог (односи се на капитално интензивна улагања у нове енергетске објекте и учешће енергетских субјеката Србије у планирању и у реализацији енергетско-стратешких пројеката на нивоу интерног и регионалног/паневропског тржишта чиме би се на време обезбедили нови и заменски капацитети електроенергетских извора) приоритета. Реализацијом одговарајућих пројеката у сектору електроенергетике Србије, енергетски сектор Србије би око 2015. године достигао квалитативно ново стање, како по технолошким и производним перформансама целине енергетских система, тако и по финансијско-економским перформансама у раду, пословању и развоју енергетских субјеката у новим условима на домаћем и међународном енергетском тржишту. Управо формирање заједничког енергетског тржишта на простору југоисточне Европе, уз досадашње активности како енергетских компанија из Европе, тако и активности самих земаља у региону у циљу јачања сопствених позиција, представља велики изазов, али и шансу за електроенергетски сектор

Републике Србије. Уколико се жели даљи развој, јачање и заузимање адекватне позиције на енергетском тржишту југоисточне Европе неопходна је интензивна изградња нових, савремених капацитета у оквиру електроенергетског сектора Републике Србије.

За реализацију оваквих пројеката потребне су дугорочне и комплексне припремне активности, при чему се део активности односи на конкретизацију и имплементацију мера предвиђених Законом о енергетици, које омогућују тржишно пословање свих субјеката који се баве енергетском делатношћу у циљу стварања повољног амбијента за страна улагања у градњу нових енергетских објеката у Републици Србији, и по тој основи, стицања делимичног или потпуног власништва у тако саграђеним објектима.

При томе стимулисање и подржавање стратешких иницијатива у домену инвестиција у нове енергетске изворе подразумева врло конкретне мере и активности које треба да потенцијалним инвеститорима (стратешким партнерима) пруже услове који обезбеђују задовољавајући ниво сигурности инвестиција, као и препознатљив терен за реализацију инвестиција у енергетски сектор, а које су по правилу финансијски интензивне, осетљиве на регулаторне промене и политички амбијент. Потребно је да Влада Републике Србије обезбеди услове који ће пружити довољан ниво сигурности да ће се нови производни капацитети експлоатисати у околностима које су предвиђене, односно предвидиве у разумној мери, за цео век експлоатације постројења које је изграђено инвестицијама из приватног сектора (стратешки партнери). У зависности од модела за реализацију инвестирања у електроенергетски сектор (заједничко улагање, концесија, тендер), мере које је потребно да Влада Републике Србије предузме ради стимулисања стратешких иницијатива у домену инвестиција у нове енергетске изворе и подстицање приватних улагања могу бити различите. Без обзира на модел, Влада Републике Србије, ће обезбедити координиран приступ, активност и ажурност свих надлежних органа који учествују у издавању аката (сагласности, дозволе, лиценце, мишљења и др.) потребних за обављање енергетских делатности, како би се омогућила примена и реализације било којег концепта развоја тржишног рада енергетских субјеката.

Примена и различита решења више системских закона на проблематику заједничког инвестирања у електроенергетски сектор захтевају изналажење решења на државном нивоу или путем измене и усклађивања прописа или путем дефинисања услова, начина и динамике остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године и стимулисања инвестирања у енергетски сектор.

Имајући у виду напред наведено, уз уважавање приоритета дефинисаних у Стратегији развоја енергетике Републике Србије до 2015. године када су у питању нови термоенергетски објекти у Републици Србији у периоду до 2012. године, овај Програм предвиђа, пре свега, спровођење следећих активности:

- 1) изградња нових ТЕ и ТЕ-ТО на домаће гориво чиме је обухваћена:
 - (1) изградња нових термоенергетских постројења на колубарски лигнит;
 - (2) изградња термоенергетских постројења са котловима са сагоревањем у флуидизованом слоју лигнита ниске топлотне моћи;
- 2) изградња нових ТЕ и ТЕ-ТО на увозно гориво чиме је обухваћена:
 - (1) реконструкција ТЕ-ТО Нови Сад у комбиновано гасно-парни циклус или изградња новог гасно- парног блока на истој локацији;
 - (2) изградња нових постројења на гас за производњу електричне енергије сагласно потребама развоја и оптимизације рада ЕЕС.

7.3.1. Изградња нових термоелектрана и термоелектрана-топлана на домаће гориво

Полазећи од резерви примарне енергије у Републици Србији (у ситуацији када се коришћење ресурса на Косову и Метохији не може оперативно планирати) и чињенице да је значајан део технички искористивог и економски оправданог хидропотенцијала већ употребљен, нови капацитети, који могу да надоместе прогнозиран недостатак снаге и електричне енергије у наредном периоду, могу се пре свега градити на угљу из површинских копова Колубарског и Костолачког угљеног басена. Угља у овим басенима има довољно за планирани развојни потенцијал и он је искористив по економски и еколошки најприхватљивијим условима у амбијенту ургентних потреба компензације великих енергетских дефицита.

Имајући у виду досада спроведене активности и постојећу инвестиционо-техничку документацију, нови термоенергетски капацитети се могу градити у периоду до 2015. на угљу из Колубарског басена и из Костолачког басена. Потребно је, међутим, започети, односно иновирати раније спроведене, активности на сагледавању могућности изградње постројења за производњу електричне енергије која ће користити угљ и из других басена (пре свега Ковинског угљеног басена) и рудника у Републици Србији, уз примену како класичних тако и савремених технологија сагоревања угља.

7.3.2. Изградња термоенергетских постројења на колубарски лигнит

Као најзначајнију активност од наведених потребно је истаћи пројекте изградње термоенергетских постројења на колубарски лигнит, како на основу финансијске вредности самих пројеката, тако и на основу њиховог кључног значаја за енергетски систем Републике Србије и региона.

На основу досадашњих анализа и припремљене документације, донете су одлуке о спровођењу активности на истовременој реализацији пројеката изградње ТЕ Колубара Б и ТЕ Никола Тесла БЗ.

а) Пројекат завршетка изградње започетих блокова Колубара 2x350 MW

Одлука о изградњи ТЕ Колубара Б, капацитета 2 x 350 MW, донета је 1984. године. Планирано је да се изградња реализује до краја 1990. године у ком смислу су и биле донете одлуке у вези са финансирањем изградње. Уговорена је основна опрема, која је значајним делом и испоручена. Распад бивше СФРЈ и увођење санкција УН зауставиле су започете активности у реализацији овог пројекта, производњу и прибављање опреме и коришћење одобреног кредита Светске банке и изградња се одвијала веома успореним темпом да би, због недостатка средстава, средином 1992. године била потпуно обустављена. У другој половини деведесетих поново се активира изградња, али без значајнијих помака. Након демократских промена у земљи (2001. године) питање наставка изградње је поново актуелизовано. 2004. године урађена је студија пресека стања досадашњих улагања и оцене оправданости наставка изградње и у оквиру ње се дошло до закључка да постоје техничко-технолошка решења која обезбеђују да ТЕ „Колубара Б” након завршетка изградње оствари савремене радне параметре који одговарају блоковима те снаге. Студија је утврдила да је у досадашњу изградњу ТЕ Колубара Б уложено преко 300 милиона ЕУР, али да се у нова техничка решења уклапају само објекти и опрема чија је вредност процењена на око 220 милиона ЕУР. Коначно, у студији је процењено да за завршетак изградње објекта недостаје још око 550 милиона ЕУР. Овај пројекат је оптерећен нижим степеном корисности (на нивоу 35%), док његову предност

представља краћи период изградње јер се може користити већ делимично испоручена опрема, изграђени објекти и изведени радови, као и нижи ниво основних инвестиционих улагања. Спроведене анализе показују оправданост реализације ове опције.

б) Пројекат изградње савременог новог блока номиналне снаге око 700 MW са наткритичним параметрима на локацији ТЕ Никола Тесла Б

Овакво постројење је у складу са савременим концептом који се у највећој мери примењује за градњу нових блокова у Европи. Одликује се високим степеном корисности и задовољењем највиших европских еколошких стандарда. Инвестиционо-техничка документација за изградњу блока ТЕ Никола Тесла Б3 анализира је изградњу блока снаге 744 MW (на прагу 686 MW), са нето степеном корисности од приближно 40 %. Основна инвестиција је већа него у случају пројекта ТЕ Колубара Б (на нивоу 900 милиона ЕУР), али нижи експлоатациони трошкови и спроведене анализе показују да је и ова инвестиција оправдана, односно да су сви параметри рентабилности објекта позитивни.

Упоредном реализацијом и завршетка ТЕ Колубара Б (2x350 MW) и изградње новог блока ТЕ Никола Тесла Б3 снаге 700 MW, један капацитет од 700 MW би задовољио очекивани раст потрошње, а други представљао заменски капацитет за старе, неефикасне и еколошки неприхватљиве јединице. Изградња новог капацитета је дугорочно економски исплативија од улагања у еколошку опрему на неефикасним постројењима и омогућава рационалније располагање ограниченим резервама угља. Сировинска база колубарског угљеног басена располаже довољним количинама угља одговарајућег квалитета који може, уз одговарајућа инвестициона улагања, да подржи овакав развојни тренд производње електричне енергије који је у складу са основним принципима одрживог развоја (енергетска и еколошка ефикасност). Такође, анализе и очекивани трендови развоја потрошње и потенцијала производних капацитета, указују на оправданост оваквог приступа. При томе, посебно треба имати у виду:

- до 2013. године је предвиђено гашење првих 120 MW (номинална снага 161 MW) (блокови А1 А4 у ТЕ Колубара) због изузетно ниског степена ефикасности и нерационалног рада, угрожене сигурности по људе и опрему у раду и изузетно негативног еколошког утицаја;
- после 2015. године је неопходно даље смањење ангажмана и сукцесивно гашење даљих термокапацитета (нивоа снаге 100 и 200 MW) због неконкурентне ефикасности на будућем тржишту, додатно високог степена улагања у подизање сигурности у раду и задовољење еколошких захтева;
- евидентан је раст дефицита електричне енергије у региону и Србији који без нових производних капацитета прети да угрози сигурност снабдевања (основни постулат актуелних ЕУ смерница).

У том смислу, ЈП ЕПС је започео активности за, са једне стране, завршетак започете ТЕ Колубара Б, а са друге стране, изградњу новог блока на локацији ТЕ Никола Тесла Б, чији би улазак у погон могао бити после 2013. године. При томе је имајући у виду остваривање производних циљева утврђених Стратегијом развоја енергетике Републике Србије до 2015. године, ради оживљавања инвестиционих активности које су у непосредној функцији повећања производње и снабдевања купаца електричном енергијом, реализација ових пројеката предвиђена моделом заједничког улагања ЕПС-а са стратешким партнером, при чему ЈП ЕПС ставља на располагање средства (објекте и опрему) који су већ изграђени, односно набављену

опрему, а стратешки инвеститори улажу капитал, те сразмерно уложеном капиталу стичу учешће у власништву, чиме се обезбеђују средства за реализацију пројеката. Истовремено овакав начин решавања финансирања ова два пројекта представља значајан корак у отварању тржишта електричне енергије, односно укључивање у то тржиште великих независних произвођача електричне енергије са седиштем у земљи.

Овакав приступ је пре свега условљен чињеницом да ЈП ЕПС не располаже сопственим средствима, нити има кредитну способност и финансијски потенцијал који омогућује ниво инвестиција који је потребан, чему је првенствено допринела дугогодишња политика депресирања цене електричне енергије. Са друге стране, добра стратешка партнерства, осим финансијске подршке, доносе и трансфер знања, нових технологија и подизање опште пословне ефикасности. Такође, модел стратешких партнерстава за реализацију инвестиција у основну делатност, доприноси очувању интегритета ЈП ЕПС-а и води ка лидерској позицији на будућем регионалном тржишту.

Подржавајући овакав приступ ЈП ЕПС-а Влада Републике Србије је на седници од 11.12.2008. године донела закључак којим се прихвата информација о активностима за реализацију заједничких улагања ЈП ЕПС и стратешких партнера ради изградње ТЕ Колубара Б и ТЕНТ БЗ, чиме су се стекли услови за започињање два независна поступка избора стратешких партнера за реализацију ових пројеката. На основу предвиђене динамике реализације пројекта потребно је до краја 2009. године одабрати најбоље понуђаче на тендерским процедурама за избор стратешких партнера, након чега би се наставило са реализацијом самих пројеката.

7.3.2.1. Изградња термоенергетских постројења на косточачки лигнит

На основу досадашњих анализа и сагледавања процењује се да ће у периоду до 2015. године започети изградња трећег блока у ТЕ Костолац Б чија ће снага и динамика изградње бити дефинисани студијом оправданости до краја маја 2010. године.

7.3.2.2. Изградња термоенергетских постројења са котловима са сагоревањем у циркулационом флуидизованом слоју

Опредељење да постојеће домаће енергетске ресурсе треба искористити на најефикаснији начин условљава и примену технологија које до сада нису примењиване у Републици Србији. Технологија сагоревања угља у циркулационом флуидизованом слоју (ЦФС) користи се у свету од осамдесетих година прошлог века. Главни разлози који су довели до комерцијалног пробоја у производњи електричне енергије су веома ниски нивои емисија штетних гасова без примене секундарних мера и могућност ефикасног сагоревања угљева са ширим опсегом карактеристика. У оквиру електроенергетског система Србије, ова технологија се може применити за сагоревање угљева ниске топлотне моћи са површинских копова, који се не могу користити у постојећим постројењима, некомерцијалних партија угљева из подземне експлоатације, индустријског и комуналног отпада.

Спроведене анализе су показале да ће, развојем колубарског рударског басена и отварањем нових откопних поља, доћи до пораста учешћа нискоквалитетних угљева топлотне моћи испод 5300 kJ/kg, који је присутан како у резервама копова који су у раду, тако и у будућим коповима РБ Колубара. Нискоквалитетни угаљ се откопава (или се може откопавати) при редовном процесу производње угља за термоелектране, али се не може, без претходног мешања, сагоревати у постојећим котловима са сагоревањем угља у спрашеном стању. Једна од могућих опција

примене таквог угља за производњу електричне енергије је његово коришћење у котловима са сагоревањем у ЦФС. Значајне количине нискоквалитетног угља (процењене су геолошке резерве од 170 милиона t у колубарском басену) довеле су до потребе да се за њихово ефикасно и еколошки прихватљиво сагоревање предвиди изградња посебног постројења. Прелиминарне анализе рађене за постројење реда снаге 200 MW су показале да сагоревање нискоквалитетног угља има оправданост, и то као питање од стратешког значаја за развој колубарског угљеног басена.

Постројење са котлом са сагоревањем у ЦФС смештено у непосредној зони постојеће ТЕ Колубара А или ближе зони копања, у циљу смањења транспортних трошкова, омогућило би ефикасније коришћење ограничених резерви лигнита колубарског басена. Коришћењем значајних количина (око 3 милиона t годишње) лигнита ниске топлотне моћи за потребе новог блока уједно би се побољшали услови рада постојећих блокова. Ново котловско постројење са сагоревањем у ЦФС, као мање осетљиво на промене карактеристика горива, могло би да, у случају показане исплативости, сагорева и суву прашину и друге отпадне продукте прераде лигнита (отпадни угаљ сепарације, муљ из таложника), као и сагориви градски и индустријски отпад. Укупна процењена улагања за овакво постројење снаге 200 MW су процењена на око 230 милиона ЕУР. У случају избора погодне микролокације на ободу колубарског басена, ово постројење би могло да преузме и дугорочно снабдевање града и индустрије Лазареваца топлотном енергијом за грејање из комбиноване производње електричне и топлотне енергије. Оваквим концептом би се омогућило даље унапређење ефикасности и еколошких карактеристика постројења.

Имајући у виду досадашње активности, започета је израда инвестиционо техничке документације вишег нивоа (претходна студија оправданости са генералним пројектом) за пројекат изградње постројења са котлом са ЦФС за сагоревање нискоквалитетног угља из колубарског басена која треба да укључи анализе избора снаге и локације потенцијалног блока и која ће уважити активности на пројектовању нових откопних поља.

Када је у питању реализација пројеката изградње постројења са котловима са сагоревањем у ЦФС на нека друга горива, а не лигнит из површинске експлоатације колубарског басена, потребно је, у периоду који разматра овај Програм започети или наставити раније започете активности на изради инвестиционо техничке документације, прибављању потребних докумената, па и реализацији самих пројеката. При томе треба посебно анализирати могућности снабдевања горивом (нпр. угаљ из подземне експлоатације, градски и индустријски отпад), као и могућност пласмана електричне или електричне и топлотне енергије у случају постројења са когенеративном производњом.

7.3.3. Изградња нових термоелектрана и термоелектрана-топлана на увозно гориво

Уважавајући значајну енергетску увозну зависност Србије неопходно је спровести мере које ће довести до рационалнијег и ефикаснијег коришћења увозних енергената, а пре свега природног гаса. У том смислу, када је у питању термоенергетски сектор, предвиђа се:

- 1) реализација активности које ће довести до ефикаснијег рада постојећих ТЕ-ТО кроз пројекте реконструкције;
- 2) реализација активности које ће довести до изградње нових термоелектрана или термоелектрана-топлана, као и
- 3) реализација активности за увођење нових савремених гасних технологија у производњу електричне енергије и топлоте у индустријским предузећима и системима даљинског грејања.

При томе треба успоставити пуну координацију наведених активности са активностима везаним за убрзани развој гасне инфраструктуре у Републици Србији.

Уважавајући тренутне паритете цена горива и енергије, реализација ових активности у Републици Србији данас претпоставља успостављање система стимулативних и рестриктивних механизма од стране Владе, који ће промовисати ефикасну употребу природног гаса, али и других горива, за производњу електричне енергије, а посебно за комбиновану производњу електричне и топлотне енергије (когенерацију) у термоелектранама-топланама. Управо због свих енергетских, економских и еколошких предности које одликују когенерацију, потребно је створити амбијент који ће омогућити:

- 1) стимулисање примене ефикасних технологија при употреби природног гаса као горива или у случају да се у основној технологији већ користи (или чак производи) природни или неки синтетички гас;
- 2) стимулисање изградње заменских и нових термоенергетских капацитета, пре свега, у индустрији и системима даљинског грејања уз примену когенерације.

У наредном периоду неопходно је у складу са смерницама упутстава ЕУ и европском праксом, као и значајним интересом инвеститора за градњу нових когенеративних постројења, створити оквир који ће обухватити:

- 1) сагледавање националних потенцијала за коришћење високо ефикасне когенерације;
- 2) одређивање националних циљева (дефинисање и праћење реализације);
- 3) дефинисање подстицајних механизма (на националном нивоу): помоћ при изради студија и пројеката, помоћ при инвестирању, програм директног подстицаја преко увећаних цена за испоручену електричну и топлотну енергију из когенерације, као и изузимање, редуцирање или повраћај такси и других давања;
- 4) дефинисање критеријума за одређивање повлашћених произвођача;
- 5) израде ефикасних административних процедура

при чему поред гаса, који ће се извесно највише користити, треба обухватити и остала горива.

Надаље, у најкраћем року потребно је сагледати могућности да се кроз програме јачања енергетске ефикасности значајно смањи потрошња енергије за загревање стамбених и јавних простора, како би се обезбедили услови за социјално одрживу и економски рационалну експлоатацију когенеративних постројења.

7.3.3.1. Реконструкција ТЕ-ТО Нови Сад у комбиновано гасно-парни циклус

ТЕ-ТО Нови Сад је највећи термоенергетски објекат у Републици Србији, који као гориво користи природни гас или мазут (подаци у прилогу 7.1). Заснован је на парно-турбинској технологији и пројектован за производњу базне топлотне енергије за грејање града Новог Сада, технолошке паре за потребе рафинерије Нови Сад и електричне енергије за електроенергетски систем Србије. Инсталисани топлотни капацитет постројења био је већи од потребног у тренутку градње, у циљу задовољења претпостављених растућих потреба за топлотном енергијом и технолошком паром које су биле предвиђене развојним плановима града и рафинерије. Међутим, потребе за топлотном енергијом, како града, а посебно рафинерије, нису достигле планиране вредности, тако да ТЕ-ТО Нови Сад практично никад није радила у пројектованом режиму. Имајући у виду и неодговарајући паритет цена електричне енергије, топлотне енергије и горива, као и високу цену

природног гаса и мазута, производна цена електричне енергије из овог постројења је у тренутним условима врло висока.

Реконструкција ТЕ-ТО Нови Сад у комбиновано постројење са гасном и парном турбином или изградња новог гасно-парног блока на истој локацији треба да обезбеди конкурентност и профитабилност постројења у условима тржишног пословања и нормалног паритета цена горива и енергије. У претходном периоду разматрано је неколико варијанти реконструкције постојеће ТЕ-ТО Нови Сад у гасно-парно постројење, уз коришћење постојеће опреме, које су упоређене са изградњом новог гасно-парног блока уз коришћење постојеће локације и инфраструктуре. Дошло се до закључка да је економски најисплативија изградња новог когенерацијског гасно-парног блока велике снаге и енергетске ефикасности. Наиме, претходна студија са варијантним решењима на нивоу генералног пројекта показала је да се градњом високоекономичног гасно-парног когенерацијског постројења веће инсталисане снаге стварају услови за производњу електричне и топлотне енергије по ценама које се могу реализовати на тржишту, односно које су ниже од цене увозне електричне енергије и цене топлотне енергије у локалним градским топланама.

Кључни разлози за реализацију пројекта уградње новог гасно-парног блока ТЕ-ТО Нови Сад су:

- 1) висок степен искоришћења увозног природног гаса у процесу когенерације електричне и топлотне енергије као и у кондензационом режиму рада;
- 2) релативно ниски инвестициони и капитални трошкови у односу на енергетска постројења која користе друга фосилна горива (угаљ, мазут);
- 3) могућност рационалног коришћења постојеће инфраструктуре на локацији;
- 4) кратак рок изградње новог постројења (до 3 године) сагласно задовољењу растућих потреба еес;
- 5) изразито ниски фиксни трошкови експлоатације савремених гасно-парних постројења;
- 6) испуњавање најстрожих еколошких стандарда (значајно нижа емисија угљен-диоксида у односу на друга фосилна горива и др.).

Економски најповољнији резултати остварили би се кроз изградњу савременог високоефикасног гасно-парног постројења укупне снаге изнад 450 MWe, и високим степеном корисног дејства у производњи електричне енергије од преко 58%, уз могућност издвајања до 300 MWt топлоте с минималним фактором умањења електричне снаге у комбинованом режиму рада и укупном топлотном ефикасношћу од преко 82%.

Ново постројење требало би, такође, да буде флексибилно у погледу промене оптерећења и са могућношћу уласка у погон великом брзином, што је од значаја за функционисање електроенергетског система. Уз то, додатни електроенергетски капацитет у Војводини ће допринети стабилизацији рада преносне мреже и обезбедити потребну реактивну снагу.

Реализација овог пројекта предвиђа учешће иностраног стратешког партнера ЕПС-а, на сличан начин како је то предвиђено код изградње термоенергетских постројења на колубарски лигнит. У овај пројекат је као локални партнер укључен Град Нови Сад, као носилац јавног интереса у области снабдевања топлотном енергијом.

Тендерску процедуру која ће резултирати избором стратешког партнера за реализацију пројекта је потребно спровести у току 2009. године, након чега би се наставило са реализацијом самог пројекта. Пројекат треба реализовати до 2012. године. Влада Републике Србије је на седници од 19.03.2009. године донела

закључак којим се прихвата информација о концепту привлачења стратешког партнера за пројекат ТЕ-ТО Нови Сад, чиме се стекао један од основних предуслова за избор стратешког партнера у току 2009. године. Поред завршетка наведених активности на реализације пројекта реконструкције ТЕ-ТО Нови Сад, у наредном периоду требало би спровести активности за израду документације која би сагледала технолошка решења, конфигурацију постројења, просторне могућности, инвестиције, енергетску и економску ефикасност, еколошке ефекте, јединичне снаге и динамику реализације пројекта реконструкције преостале две ТЕ-ТО на природни гас у власништву ЈП Електропривреда Србије (Зрењанин и Сремска Митровица) и у складу са резултатима анализа донети одговарајуће одлуке везане за саму реализацију пројекта.

7.3.3.2. Изградња нових постројења на гас за производњу електричне енергије

Поред пројекта реконструкције ТЕ-ТО Нови Сад, потребно је предвидети активности које ће, у случају исказане економске оправданости, омогућити реализацију пројекта изградње нових постројења за производњу електричне енергије на природни гас. Капацитет постојећег магистралног гасовода омогућава увоз потребних количина гаса и за евентуалну градњу нових капацитета за производњу електричне енергије. Изградњом крака магистралног гасовода Ниш – бугарска граница, а пре свега изградњом гасовода Јужни ток, обезбедиће се, поред значајног повећања сигурности снабдевања, и повећање капацитета снабдевања гасом чиме се отварају могућности за ширу примену гасних енергетских технологија (гасни мотори, гасне турбине и комбиновани гасно-парни циклус) у постројењима различитих снага у градским подручјима.

Потребно је у наредном периоду приступити изради документације, која ће кроз анализу постојеће електроенергетске ситуације у Републици Србији и региону, постојеће и планиране гасне мреже, расположивих количина гаса, предвиђеног топлотног конзума за грејање подручја (града) и/или конзума за индустријске потребе, спровести избор снаге постројења (електрична и топлотна) и испитати техноекономску оправданост изградње гасних постројења за производњу електричне или електричне и топлотне енергије у новонасталим условима на тржишту електричне енергије. При томе требало би упоредити потенцијалне пројекте и локације и дефинисати приоритетне пројекте. На основу резултата ових анализа биће донете одговарајуће одлуке везане за реализацију самих пројеката.

Као потенцијалне локације за реализацију оваквих пројеката могу се навести практично сви значајнији градови и индустријски центри у Републици Србији (Београд, Нови Сад, Лозница, Ниш, Крагујевац, Суботица, Панчево), али само детаљне анализе могу дефинисати најповољније опције.

7.3.4. Грејање Београда из термоенергетског постројења

У фази израде је студија која разматра оправданост изградње комбинованог постројења за производњу електричне и топлотне енергије на гас на Новом Београду. У овом тренутку се не може проценити оптимална снага постројења, па самим тим ни вредност инвестиције, као ни финансијско-економски параметри пројекта.

Када је изградња новог постројења на локацији Нови Београд у питању, пре наставка активности на реализацији самог пројекта, уколико се он покаже економски оправданим, потребно је донети и коначну одлуку везану за пројекат даљинског грејања Београда из комбиноване производње електричне и топлотне енергије у ТЕ Никола Тесла А. Овај пројекат је предмет разматрања од 1981. године када је

сачињена прва инвестиционо-техничка документација, а на изради различитог нивоа документације ради се са већим или мањим интензитетом, готово без прекида, до данашњих дана. Испорука опреме и изградња топловода, која је започета деведесетих година прошлог века, није завршена. Последња значајна поскупљења увозног горива које се користи у систему даљинског грејања града Београда и очекивани даљи раст цена природног гаса и нафте у наступајућем периоду, са једне, као и потреба за повећањем енергетске ефикасности термоелектрана које користе домаћи лигнит, са друге стране, упућује на потребу окончања овог пројекта. Повећањем енергетске ефикасности коришћења колубарског лигнита увођењем комбиноване производње електричне и топлотне енергије у постојећим реконструисаним и/или заменском капацитету (топлификационом блоку или блоковима) ТЕ Никола Тесла А остварили би се значајни стратешки, економски, технолошки и еколошки ефекти (сигурно и дугорочно решење грејања града, смањење енергетске увозне зависности, замена скупог увозног гаса домаћим јефтинијим лигнитом, уштеде горива применом комбиноване производње електричне и топлотне енергије, смањење укупне емисије угљен-диоксида, ангажовање домаће индустрије и оперативе и друго).

Постојећим пројектима предвиђено је одузимање топлоте са блокова ТЕ Никола Тесла А1 и А2 (коришћењем већ уграђене опреме за грејање Обреновца), као и осталих блокова А3–А6 за које је обезбеђена техничка документација и део опреме. Укупна топлотна снага из ТЕНТ А једнака је збиру номиналних топлотних снага блокова А3 - А6 и топлотне снаге блокова А1 и А2. При пројектној температури повратне воде од 70 °С, топлотна снага блока А3 износи 130 MWt, а блокова А4, А5 и А6 по 180 MWt, односно укупно 670 MWt, а фактор умањења електричне снаге код ових блокова је око 0,25. Топлотна снага блокова А1 и А2 је укупно око 200 MWt, од чега се део користи за даљинско грејање Обреновца. Фактор умањења електричне снаге код ових блокова је повољнији и износи око 0,2. Укупна топлотна снага за систем даљинског грејања Београда износи 664,1 MWt на пројектним условима. Пројектни капацитет транспортног система за даљинско грејање Београда износи 580 MWt. У највећем делу трајања сезоне грејања, ТЕНТ А је довољан да обезбеди потребну количину топлоте за покривање базног оптерећења, док би се потребна вршна топлотна енергија обезбедила из постојећих топлана. Од укупних процењених улагања на нивоу 152 милиона ЕУР, до сада је утрошено око 15 милиона ЕУР. Имајући у виду да је ово пројекат од значаја не само за град Београд, већ и Републику Србију, као и више заинтересованих страна (ЈП ЕПС, ЈКП Београдске електране, град Београд), потребно је у организацији Министарства рударства и енергетике приступити обезбеђењу додатне документације, на основу које ће се донети коначна одлука о судбини овог пројекта.

7.3.5. Лабораторија за испитивање термоенергетских постројења

У Републици Србији се у наредном периоду предвиђа градња значајних термоенергетских капацитета, као и модернизација и рехабилитација постојећих термоелектрана и термоелектрана-топлана. Поузданост и економичност рада термоелектрана постаће веома значајно питање, с обзиром на конкуренцију којој ће домаће фирме бити све више изложене. Овим програмом се предвиђа изградња Лабораторије за испитивање парних и гасних блокова на Машинском факултету у Београду. Лабораторија би била оспособљена за пријемна испитивања термоелектрана ради доказивања гарантованих радних карактеристика, што је изузетно осетљиво питање и чест узрок спорења инвеститора и испоручиоца опреме. Лабораторија би, такође, спроводила испитивања ради оптимизације рада

термоелектрана у погону, утврђивања стања постројења ради дефинисања обима потребних ремонтних захвата, утврђивања стања после спроведених рехабилитација блокова и одређивање економских параметара за експлоатацију блокова. Важна улога Лабораторије ће бити и испитивање динамичког стања турбогарагата пошто су вибрације најчешћи узрок хаварија у термоелектранама.

Машински факултет из Београда и ЈП Електропривреда Србије ће изградити Програм изградње Лабораторије до краја 2010. године. Процењује се да је укупна инвестиција око 2,2 милиона евра, а време потребно за реализацију је до краја 2012. године.

7.4. ПРОГРАМИ И ПРОЈЕКТИ ИЗ ОБЛАСТИ ЗАШТИТЕ ЖИВОТНЕ СРЕДИНЕ ТЕРМОЕЛЕКТРАНА И ТЕРМОЕЛЕКТРАНА -ТОПЛАНА У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ

Према пакету закона о заштити животне средине који су ступили на снагу крајем 2004. године, односно у 2009. години, обавеза ЈП ЕПС-а је да усклади рад својих објеката са одредбама Закона до 2015. године. То значи да ће се и по националним прописима који се усаглашавају са регулативом ЕУ, у новим објектима, као и у објектима који се ревитализују, морати применити савремене мере заштите, односно мораће се уградити постројења за одсумпоровање димних гасова и електрофилтери високе ефикасности, применити мере смањења настајања азотних оксида, уградити постројења за пречишћавање отпадних вода, увести нова, са гледишта заштите животне средине, повољна решења транспорта и одлагања пепела и сл.

Средином 2009. године ЈП ЕПС је презентовао Зелену књигу Електропривреде Србије у којој су приказане све планиране активности из области заштите животне средине у оквиру ЈП ЕПС у наредном периоду. Очекује се да ће се у оквиру ЕПС-а до 2017. године потрошити око 1,2 милијарде ЕУР за пројекте заштите животне средине, од чега највећи део у термоелектранама и термоелектранама-топланама. При томе треба имати у виду да ће реализација ових пројекта обезбедити испуњење захтева дефинисаних законском регулативом, што несумњиво представља значајан допринос за ширу друштвену заједницу. Међутим, чињеница је да реализација ових пројеката неће довести до повећања производње електричне енергије, већ до смањења производње (немогућност рада термоелектрана у време захвата, као и повећање сопствене потрошње током експлоатације, пре свега, због рада постројења за одсумпоровање димних гасова) и повећања производних трошкова електричне енергије.

Када су у питању термоелектране и термоелектране-топлане у периоду 2007–2012. предвиђена је реализација следећих активности.

По питању ваздуха:

- 1) уградња опреме за континуални мониторинг димних гасова, смањење емисије/имисије и побољшање стања квалитета ваздуха;
- 2) реконструкција електрофилтера у складу са ЕУ нормама ($GVE = 50 \text{ mg/m}^3$ за прашкасте материје) на блоковима који се рехабилитују;
- 3) примена примарних мера за смањење концентрације азотних оксида у димним гасовима у складу са ЕУ нормама ($GVE = 200 \text{ mg/m}^3$ за азотне оксиде) на блоковима који се ревитализују;
- 4) увођење постројења за одсумпоровање димних гасова ТЕ у складу са ЕУ нормама ($GVE = 400 \text{ mg/m}^3$ за сумпорне оксиде);
- 5) праћење рада на повећању ефикасности производње (смањење специфичне потрошње) са аспекта заштите животне средине;

- 6) подржавање програма топлификације из термоелектрана са аспекта заштите животне средине;
- 7) унапређење постојећих и увођење нових технологија транспорта и одлагања пепела и шљаке (мешањем пепела и воде у односу 1:1), као и замена постојећих новим системима за транспорт и одлагање пепела;
- 8) рекултивација депонија пепела у складу са посебним програмом;
- 9) поштовање свих норми заштите животне средине при градњи нових објеката и блокова.

По питању вода:

- 1) смањење количине и пречишћавање отпадних вода;
- 2) контрола квалитета испуштених вода и праћење њиховог утицаја на реципијенте;
- 3) увођење нових технологија транспорта и одлагања пепела којим се минимизира негативан утицај на загађивање вода (површинских и подземних);
- 4) израда водених завеса бунара око депонија ради заштите подземних вода и земљишта у околини;
- 5) изградња постројења за пречишћавање зауљених отпадних вода.

По осталим питањима:

- 1) економска валоризација коришћења пепела и шљаке као секундарне сировине у цементној индустрији, путоградњи и сл.;
- 2) пројекат организације и управљања заштитом животне средине.

Процена потребних средстава за усаглашавање рада блокова ТЕ ЈП ЕПС-а са захтевима регулативе Европске Уније, односно домаће законске регулативе из области заштите животне средине је дата у табелама 7.3 – 7.6.

У табели 7.3. даје се паралелно преглед процењене емитоване количине штетних материја укупно за све ТЕ ЈП ЕПС-а на годишњем нивоу (при раду од 6 000 сати), као и количине после модернизације којом би се емисија штетних материја свих блокова ТЕ ЕПС-а свела на ниво дозвољен регулативом ЕУ са процењеним потребним средствима.

Табела 7.3. Емисије из постројења ЕПС-а и потребна средства за модернизацију

	Укупна емисија из ТЕ ЕПС-а (t/години)			процењена потребна средства (x 1 000 евра)
	стање захвата	без изведених	стање после захвата	
честице	66.900		5.850	44.000
SO ₂	360.440		40.720	535.000
NO _x	43.200		16.350	30.000
Укупно				602.500

Одређене активности на реконструкцији електрофилтера ТЕ ЕПС-а су реализоване и у претходном периоду, односно извршена је реконструкција на блоковима са највишим емисијама: ТЕ Никола Тесла А3 (2003. године – делимична реконструкција), ТЕ Никола Тесла А5 (2004. године), А2 (2005. године), А1 (2006. године) и А4 (2007. године), као и ТЕ Костолац А2 (2006. године) и А1 (2007. године) и њихова емисија је испод ГВЕ од 50 mg/m³. Предстојеће предвиђене активности приказане су у табели 7.4.

Табела 7.4. Реконструкција или замена постојећих електрофилтера на ТЕ ЕПС-а (ГВЕ = 50 mg/m³)

Блок	Година реализације	Процењена средства (x 1 000 евра)
ТЕ Колубара А5	2009.	4.000
ТЕ Никола Тесла А6	2010.	7.000
ТЕ Костолац Б1 и Б2	2009/12.	12.000
ТЕ Никола Тесла А3	2009.	3.500
ТЕ Морава	2009/2010.	4.000
ТЕ Никола Тесла Б1 и Б2	2010/11.	13.500
УКУПНО		44.000

Високе емисије азотних оксида (до 500 mg/m³ на појединим блоковима, при чему је на свим изнад прописане границе) захтевају примену примарних мера за смањење емисије NO_x из ТЕ ЕПС-а и довођење у прописане оквири (ГВЕ = 200 mg/m³). Процењена средства су дата у табели 7.5, а предвиђени период имплементације је 2007–2010. година.

Табела 7.5. Примена примарних мера за смањење емисије NO_x (ГВЕ = 200 mg/m³)

Блок	Процењена средства (x 1 000 ЕУР)
ТЕ Никола Тесла А3–А6	12.000
ТЕ Никола Тесла Б1–Б2	12.000
ТЕ Костолац Б1–Б2	6.000
УКУПНО	30. 000

Већи садржај сумпора у лигниту из Костолачког угљеног басена (око 1,30%) у односу на Колубарски (0,45%) довео је до одлуке да се прво постројење за одсумпоровање димних гасова изгради у ТЕ Костолац Б. Радови ће се обавити током 2009-12. године под претпоставком да се обезбеди сва потребна документација (започета је израда инвестиционо-техничке документације). Након тога постројење за одсумпоровање димних гасова изградиће се у ТЕ Никола Тесла Б у периоду 2011-13. године, а затим следе ТЕ Никола Тесла А5 и А6 у периоду 2012-14. године и ТЕ Никола Тесла А3 и А4 2013-15. године. Када је у питању одсумпоровање осталих блокова ТЕ ЕПС-а (ТЕ Никола Тесла А1 и А2, ТЕ Колубара А5, ТЕ Костолац А1 и А2 и ТЕ Морава), одлука о њиховом усаглашавању са захтевима законске регулативе донеће се у зависности од њиховог предвиђеног ангажовања у наредном периоду. У табели 7.6. дата су процењена финансијска средства за изградњу постројења за одсумпоровање.

Табела 7.6. Изградња постројења за одсумпоровање (ГВЕ = 200 mg/m³)

Блок	Година реализације	Процењена средства (x 1000 ЕУР)
ТЕ Костолац Б1-Б2	2009/12	125.000
ТЕ Никола Тесла Б1-Б2	2011/13	210.000
ТЕ Никола Тесла А5-А6	2012/14	100.000
ТЕ Никола Тесла А3-А4	2013/15	100.000
Укупно		535.000

Од мера за смањење негативног утицаја термоелектрана на животну средину треба истаћи и пројекте реконструкције система транспорта и одлагања пепела и

шљаке применом унапређене технологије (угушћена пулпа са односом воде и пепела 1:1). За ТЕ Костолац Б уговорена је замена система транспорта пепела и шљаке (угушћена пулпа 1:1) у износу од 21.4 милиона евра финансирана из кредита EBRD I, при чему би пројекат требао да се заврши током 2010. године. Замена система транспорта пепела и шљаке (угушћена пулпа 1:1) за ТЕ Никола Тесла Б финансира се донацијом Европске агенције за реконструкцију (ЕАР) у износу од 28.5 милиона евра и требало би да се заврши током 2010. године. Замена система транспорта пепела и шљаке новим системом (угушћена пулпа 1:1) у ТЕ Костолац А завршиће се до краја 2012. године и финансираће се из кредита KfW IV у износу од око 16 милиона евра. У ТЕ Никола Тесла А предвиђена је замена система транспорта пепела и шљаке до 2012. године (инвестициона документација у фази израде), при чему су потребна средства процењена на 40 милиона евра и још увек није дефинисан извор финансирања. За ТЕ Колубара А блок А5 2008. године уговорена је замена система транспорта пепела и шљаке (угушћена пулпа 1:1) у износу од 11,00 милиона евра финансирана из средстава фонда за заштиту животне средине Републике Србије при чему је пројекат требало да се заврши до краја 2009. године. У Табели 7.7. дата су процењена финансијска средства за изградњу постројења за транспорт и одлагање пепела и шљаке која су у фази реализације.

Табела 7.7. Постојења за транспорт и одлагање пепела и шљаке у фази реализације

Термоелектрана	Година реализације	Процењена средства (x 1000 ЕУР)
ТЕ Никола Тесла Б	2006/2009	30.000
ТЕ Костолац Б	2007/2009	23.500
ТЕ Костолац А	2009/2012	16.000
ТЕ Колубара А	2008/2009	11.000
Укупно		80.500

ПРИЛОГ 7.1.

Табела 7.8 Основни подаци о термоелектранама ЈП ЕПС-а

	Блок	Снага (MW)		Година пуштања у погон	Од прве синхронизације до 31.12.2008.		Произвођач опреме		
		номинална	на прагу		сати рада (h)	број стартова	котао	турбина	генератор
1	ТЕ НИКОЛА ТЕСЛА А1	210	191	1970	245,162	1,031	SES	LMZ	Eletrotjagmas
2	ТЕ НИКОЛА ТЕСЛА А2	210	191	1970	259,637	963	SES	LMZ	Eletrotjagmas
3	ТЕ НИКОЛА ТЕСЛА А3	305	280	1976	195,411	1,121	SES	CEM	CEM
4	ТЕ НИКОЛА ТЕСЛА А4	308,5	280	1978	196,341	905	SES	CEM	CEM
5	ТЕ НИКОЛА ТЕСЛА А5	308,5	280	1979	192,594	876	SES	CEM	CEM
6	ТЕ НИКОЛА ТЕСЛА А6	308,5	280	1979	167,139	819	Rafako	Alstom	Alstom
Укупно ТЕНТ А		1.652	1.502						
7	ТЕ НИКОЛА ТЕСЛА Б1	620	580	1983	191,695	497	Rafako	CEM	BBC
8	ТЕ НИКОЛА ТЕСЛА Б2	620	580	1985	174,382	531	Rafako	CEM	BBC
Укупно ТЕНТ Б		1240	1160						
9	ТЕ КОЛУБАРА А1	32	29	1956	350,987	970	Steinmuller	Siemens	Siemens
10	ТЕ КОЛУБАРА А2	32	29	1957	314,785	1,131	Steinmuller	Siemens	Siemens
11	ТЕ КОЛУБАРА А3	65	58	1961	278,885	805	Steinmuller (2 котла)	Siemens	Siemens
12	ТЕ КОЛУБАРА А4	32	29	1961	275,786	1,082	Steinmuller	Siemens	Siemens
13	ТЕ КОЛУБАРА А5	110	100	1979	126,887	846	SES	Škoda	Škoda
Укупно ТЕ Колубара		271	245						
14	ТЕ МОРАВА	125	108	1969	190,443	624	Rafako	Zamex	Končar

15	ТЕ КОСТОЛАЦ А1	100	90	1967	244,247	528	BKZ	LMZ	Elektrosila
16	ТЕ КОСТОЛАЦ А2	210	191	1980	139,522	513	PKZ	LMZ	Elektrosila
Укупно ТЕ Костолац А		310	281						
17	ТЕ КОСТОЛАЦ Б1	349	320	1987	110,625	808	SES	Zame x	Končar
18	ТЕ КОСТОЛАЦ Б2	349	320	1991	93,404	696	SES	Zame x	Končar
Укупно ТЕ Костолац Б		698	640						
19	ТЕ КОСОВО А1 *	65	55	1962	*	*	Babcock	Westing house	Westing house
20	ТЕ КОСОВО А2 *	125	99	1965	*	*	Babcock	General electric	General electric
21	ТЕ КОСОВО А3 *	210	153	1970	*	*	Rafako	LMZ	Eletrotja žmaš
22	ТЕ КОСОВО А4 *	210	153	1971	*	*	Rafako	LMZ	Eletrotja žmaš
23	ТЕ КОСОВО А5 *	210	157	1975	*	*	Rafako	LMZ	Eletrotja žmaš
Укупно ТЕ Косово А		820	617						
24	ТЕ КОСОВО Б1 *	339	309	1983	*	*	Steinindustr.	MAN	Alsthom
25	ТЕ КОСОВО Б2 *	339	309	1984	*	*	Steinindustr.	MAN	Alsthom
Укупно ТЕ Косово Б		678	618						
Укупно ТЕ ЕПС		5794	5171						
Укупно ТЕ ЕПС без Косова и Метохије		4296	3936						

*Почев од јуна 1999. године ЈП „Електропривреда Србије” није у могућности да користи и управља термоенергетским капацитетима у АП Косово и Метохија

Табела 7.9 Основни подаци о термоелектранама-топланама ЕПС-а

	Блок	Снага (MW)		Година пуштања у погон	Од прве синхронизације до 31.12.2008..		Произвођач опреме		
		номинална	на прагу		сати рада (h)	број стартова	котао	турбина	генератор
26	ТЕ-ТО Нови Сад 1	135	108	1981	92,265	255	Taganarog	UTMZ	Končar
27	ТЕ-ТО Нови Сад 2	110	100	1984	52,808	209	Taganarog	UTMZ	Končar
Укупно ТЕ-ТО Нови Сад		245	208						
28	ТЕ-ТО Зрењанин	120	100	1989	27,390	120	SES	Škoda	Končar
29	ТЕ-ТО Сремска Митровица 1	6	5	1963	*	*	Steinmuller	Blohm Voss	Fives-Lille
30	ТЕ-ТО Сремска Митровица 2	12	11	1963	*	*	Steinmuller	Fives-Lille	Fives-Lille
31	ТЕ-ТО Сремска Митровица 3	32	29	1979	113,983	69	Mitsubishi	Mitsubishi	Mitsubishi
Укупно ТЕ-ТО С.Митровица		50	45						
Укупно ТЕ-ТО		415	353						
Укупно ТЕ и ТЕ-ТО са Косовом		6209	5524						
Укупно ТЕ и ТЕ-ТО без Косова		4711	4289						

* ТЕ-ТО С. Митровица 1 и 2 су ван погона, С. Митровица 3 се повремено укључује у случају потреба система

Табела 7.10 Топлотни конзум Панонских електрана

Блок	Топлотна енергија за грејање (номинална снага) (MWt)	Топлотни конзум за грејање (MWt)	Технолошка пара (ном. снага) (t/h)	Потрошња технолошке паре (t/h)
ТЕ-ТО Нови Сад	332	660	320	5* 50 – 100 **
ТЕ-ТО Зрењанин	140	80	510	3
ТЕ-ТО Срем. Митровица	40	22	200	110

* за потребе ТЕ–ТО Нови Сад

** према потребама рафинерије (рафинерија има свој извор)

8. ЕЛЕКТРОДИСТРИБУТИВНИ СИСТЕМИ

8.1. ОСТВАРЕЊЕ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ БИЛАНСА У 2008. ГОДИНИ

Привредна друштва за дистрибуцију електричне енергије обављала су своју делатност у периоду јануар-децембар 2008.године у складу са важећим прописима, од којих треба посебно истаћи Тарифни систем за приступ и коришћење система за пренос електричне енергије („Службени гласник РС”, бр. 1/07 и 31/07) са применом од 01.01.2008.године и Тарифни систем за обрачун електричне енергије за тарифне купце („Службени гласник РС”, бр. 1/07, 31/07, 50/07, 81/07 и 21/08) са применом од 01.03.2008.г. Цена електричне енергије повећана је 01.08.2008.г. у просеку 8,4 %.

На нивоу Републике, електродистрибутивна привредна друштва су у периоду јануар-децембар 2008. године вршила испоруку електричне енергије за 3.426.271 купаца. Од укупног броја купаца, 89,22% се односи на категорију „домаћинство”. При томе продато је 27.639 GWh електричне енергије, што је 2,47 % више него у истом периоду претходне године, а 2 % мање од планираног.

Привредна друштва за дистрибуцију електричне енергије су у периоду јануар-децембар 2008. године преузела од ЕПС 32.269 GWh електричне енергије, што заједно са производњом у сопственим електранама и осталим набавкама чини 32.318 GWh расположиве електричне енергије, чиме је повећана расположива енергија 3 % у односу на исти период претходне године, а у односу на планиране величине мања је за 0,77 %.

Просечна набавна цена износила је 2,567 дин/kWh, а остварена просечна цена сведена на реализовани kWh износила је 3,029 дин/kWh.

Разлика између расположиве и продате електричне енергије од 4.678 GWh представља губитак на дистрибутивној мрежи и он је у односу на претходну годину већи 4,78 %, а у односу на план 8,71 %. Остварени губици у односу на укупно преузету електричну енергију износили су 14,48 %, што је повећање у односу на 2007.г. за 1,97 %, а у односу на планиране (13,21) за 9,61 %.

У структури продаје електричне енергије, продаја на високом и средњем напону чини 27,90 %, а на ниском напону продато је 19.927 GWh или 72,10 % укупне продаје купцима. Продаја на високом напону повећана је 7 % у односу на претходну годину, а продаја на средњем напону повећана је за 2 %. Од укупне потрошње на ниском напону, на потрошњу у домаћинствима се односи 71,82 %. Категорија „домаћинство” учествује у укупној продаји са 51,79 % и потрошња у овој категорији купаца има благу тенденцију раста у односу на претходне кварталне периоде. Продаја потрошачима на ниском напону повећана је 2 % у односу на претходну годину, а продаја потрошачима из категорије „домаћинство“ повећана је за 1 %, док је 5 % мања од планираног. Просечна продајна цена електричне енергије износила је 4,285 дин/kWh без ПДВ, односно 5,055 динара са ПДВ.

У периоду јануар-децембар 2008.године у категорији „домаћинства” остварени су попусти купцима у складу са одлукама Управног одбора ЈП ЕПС, и износили су укупно 1.247 милиона динара за укупно 13.286.167 купаца, односно

просечно месечно 103 милиона динара за 1.107.181 купца. Попуст од 5 % за благовремено плаћање рачуна за утрошену електричну енергију остварило је кумулативно 12.748.266 купаца у износу од 1.112 милиона динара, односно просечно месечно 1.062.356 купаца са попустом од 92,7 милиона динара.

Попусти остварени у периоду јануар-децембар 2008.г. чине 0,95 % укупног прихода привредних друштава за дистрибуцију електричне енергије.

8.2. СТАЊЕ МЕРНЕ ИНФРАСТРУКТУРЕ, ПРОЦЕЊЕНИ НИВОИ ГУБИТАКА У ОДНОСУ НА УКУПНЕ И ВАЛОРИЗОВАНИ ИЗНОС СРЕДСТАВА КОЈИ СЕ ПО ТОМ ОСНОВУ ОДЛИВА

У електропривреди Србије код електродистрибутивних купаца налази се око 3.426.271 мерила за продају и размену електричне енергије.

Стање по ПД ЕД је следеће:

Редни број	ПД ЕД	Укупни број бројила
1	"Електровојводина" д.о.о. Нови Сад	904.522
2	"ЕДБ д.о.о. Београд	776.383
3	"Електросрбија" д.о.о. Краљево	877.684
4	"Југоисток" д.о.о. Ниш	592.221
5	"Центар" д.о.о. Крагујевац	275.461
	Укупно	3.426.271

Бројила су просечне старости од 25 година. Највећи број бројила (више од 95%) је индукционог типа, производње „Искра”, а преосталих 5% су осталих произвођача.

Поред бројила и мерних група за ВН мерну инфраструктуру сачињавају још и укупни часовници којих има више од 600.000 комада, као и око 85.000 мерних трансформатора.

Стање комплетне мерне инфраструктуре је незадовољавајуће, посебно ако се посматрају бројила за мерење утрошене електричне енергије код широке потрошње.

Поред тога што је велики број бројила, укупних часовника и мерних трансформатора небаждарено, велика просечна старост претежно индукционих бројила условљава и повећање губитака електричне енергије. Према испитивањима обављеним у овлашћеним лабораторијама за баждарење, бројила и мерне групе старија од 25 година показују да је огроман број тих мерила изашао из тражене класе тачности. Наиме, више од 60% мерила је изашло из специфициране класе тачности и измерена вредност потрошње електричне енергије је мања од стварно испоручене.

Због тога је процењено да овакво стање мерне инфраструктуре узрокује значајан проценат губитака у дистрибутивној мрежи. Вредност губитака се процењује на 25% од укупних комерцијалних губитака.

Ако се процењује да укупни губици у дистрибутивној мрежи износе преко 4.000 GWh (тачније 4.678.895 MWh за 2008. годину) и да на техничке губитке отпада

око 60% док су 40% такозвани „комерцијални” губици и губици у мерној инфраструктури и остали, што износи 1.871.558 MWh. Ако се узме да су губици у мерној инфраструктури око 25% од њих, добија се износ 467.889 MWh. Прерачунато на новац, долази се до цифре од преко 15.000.000 ЕУР. Овај износ се може сматрати за годишњи износ средстава који се по овом основу неповратно одлива.

8.3. ПРОГНОЗА ОЧЕКИВАНОГ БРОЈА СТАНОВНИШТВА, РАСПОЛОЖИВЕ И ИСПОРУЧЕНЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ И СНАГЕ, СТРУКТУРА ГУБИТАКА ЗА ПЕРИОД 2008 – 2012. ГОДИНЕ

Подаци о прогнози очекиваног броја становништва до 2012. године преузети су из Меморандума о буџету и економској и фискалној политици за 2010. годину са пројекцијама за 2011. и 2012. годину.

У табели 8.1 дата је прогноза очекиваног броја становника до 2012. године по електродистрибуцијама и за Републику Србију.

Процењени број потрошача у будућем периоду до 2012. је дат у табели 8.2, а на основу података из табеле 8.1 и 8.2 израчунати су и процењени подаци о броју становника по домаћинству за период до 2012. године (табела 8.3).

Статистички подаци о постојећим дистрибутивним објектима, од напонског нивоа 110 kV па све до нисконапонске мреже, са стањем на дан 31.12.2008. године, дати су у табелама 8.1.1, 8.1.2 и 8.1.3. у Прилогу 8.1.

Прогноза потрошње електричне енергије до 2012. године, на нивоу свих ПД ЕД и Србију у целини дата је у табели 8.1.4 у Прилогу 8.1.

Прогноза расположиве и испоручене електричне енергије, као и губитака електричне енергије по ПД ЕД и Србију у целини до 2012. године, дата је у Прилогу 8.1 (табеле 8.1.5 и 8.1.6.).

Важан сегмент у остварењу Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године су активности на смањењу губитака електричне енергије, како техничких тако и нетехничких.

Смањење техничких губитака подразумева мере којима се омогућује оптимизација рада дистрибутивних електроенергетских објеката (у даљем тексту: ЕЕО) и мере инвестиционог карактера изградњом нових као и реконструкцијом и модернизацијом постојећих ЕЕО.

Смањење нетехничких губитака треба спровести у складу са јединственим оперативним програмом за смањење нетехничких губитака ЈП ЕПС са посебним акцентом на:

- 1) Додатно ангажовање везано за откривање неовлашћене потрошње и непријављених купаца
- 2) Приликом уградње код нових купаца и у процесу реконструкције постојећих мерних места искључиво уграђивати статичка вишефункцијска бројила
- 3) Где год за то постоји могућност код нових купаца и у процесу реконструкције постојећих мерних места предвидети измештено место мерења
- 4) Изменом законске регулативе и тешњом сарадњом са државним органима везано за третман неовлашћене потрошње и непријављених купаца

Табела 8.1 Процена броја становника по ЕД подручјима и за Србију у целини – период од 2008. до 2012. године

Подручје/Година	2008	2009	2010	2011	2012
„ЕДБ” д.о.о. Београд	1.540.553	1.548.295	1.552.886	1.557.545	1.562.217
„Електросрбија” д.о.о. Краљево	1.985.865	1.987.369	1.989.011	1.994.978	2.000.963
„Центар” д.о.о. Крагујевац	618.928	618.715	618.532	620.388	622.249
„Југоисток” д.о.о. Ниш	1.332.278	1.330.730	1.328.969	1.332.956	1.336.955
„Електровојводина” д.о.о. Нови Сад	2.026.159	2.026.273	2.026.570	2.032.650	2.038.748
Република Србија	7.351.000	7.321.000	7.291.000	7.262.000	7.233.000

Табела 8.2 Процена броја домаћинстава по ЕД подручјима и за Србију у целини – период од 2008. до 2012. године

Подручје/Година	2008	2009	2010	2011	2012
„ЕДБ” д.о.о. Београд	629.634	630.761	632.247	634.144	636.046
„Електросрбија” д.о.о. Краљево	762.292	763.240	764.234	766.527	768.826
„Центар” д.о.о. Крагујевац	245.252	245.303	245.366	246.102	246.840
„Југоисток” д.о.о. Ниш	463.877	462.902	461.894	463.280	464.670
„Електровојводина” д.о.о. Нови Сад	778.564	778.644	778.768	781.104	783.448
Република Србија	2.940.661	2.942.416	2.944.647	2.891.157	2.899.830

Табела 8.3 Процена броја становника по домаћинству за ЕД подручја и за Србију у целини од 2008. до 2012. године

Подручје/Година	2008	2009	2010	2011	2012
„ЕДБ” д.о.о. Београд	2,45	2,45	2,46	2,46	2,47
„Електросрбија” д.о.о. Краљево	2,61	2,60	2,60	2,60	2,60
„Центар” д.о.о. Крагујевац	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
„Југоисток” д.о.о. Ниш	2,87	2,87	2,88	2,88	2,88
„Електровојводина” д.о.о. Нови Сад	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60
Република Србија	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55

а. Коментар кретања и прогноза енергије

У посматраном петнаестогодишњем периоду десиле су се веома велике промене у структури финалне потрошње електричне енергије, како на нивоу Србије као целине, тако и по појединим ЕД подручјима. По правилу дошло је до значајног опадања учешћа потрошње на високом напону (110 kV) и средњем напону (10, 20 и

35 kV) и пораста учешћа потрошње на ниском напону у укупној потрошњи. За Србију као целину, на пример, 1990. године (последњим годинама „нормалног стања”), потрошња на високом (ВН) и средњим (СН) напонима учествовала је у укупној потрошњи (рачунајући и губитке у дистрибуцији) са 42,3%, да би већ 1993. године њено учешће пало на ~23%, колико је било и 2005. године. Учешће домаћинства у укупној потрошњи Србије порасло је са ~40% у 1990. години на ~55% у 1995. години, да би у 2005. години опало на 47%. Потрошња осталих потрошача на ниском напону, укључујући и јавну расвету расла је у целом претходном петнаестогодишњем периоду, тако да је њено учешће у укупној потрошњи порасло са 10,5% у 1990. години на 15,6% у 2005. години. Као што се из табела види, учешће губитака у дистрибутивној мрежи, у енергији испорученој на прагу преузимања из преносне мреже, за Србију у целини, порасло је са 8,45% у 1990. години на 14,2% у 2005. години. Као што се из приложених табела види, у периоду 1990-1995. године, потрошња у категорији домаћинства расла је по врло високим годишњим стопама на свим посматраним ЕД подручјима. За Србију та стопа, за тај период, била је 8,18%, а на неким подручјима је ишла и до 14%. Основни узрок таквим кретањима била је, највероватније, изузетно ниска цена електричне енергије, што је резултирало масовном преоријентацијом домаћинства на грејање електричном енергијом. Недостатак других енергената по паритетним ценама и коришћење електричне енергије за догревање тада слабо грејаних станова прикључених на даљинско грејање, додатно су доприносили томе. У исто време, енормно смањење активности привредних предузећа, а често и потпуни прекид њиховог рада, довело је до изузетно великог пада потрошње потрошача прикључених на средњи и високи напон.

У периоду 1995-2005. године дошло је до значајне промене трендова у развоју потрошње електричне енергије (у односу на период 1990-1995. године), како у Србији као целини, тако и на највећем броју ЕД подручја. У категорији домаћинства, чији је удео у укупној потрошњи највећи, дошло је до заустављања даљег раста потрошње и до њеног благог опадања. Такав тренд је највероватније последица подизања цена електричне енергије и промене тарифног система почетком 2002. године, доступности и других енергената за загревање станова, бољег рада система даљинског грејања и чињенице да је у периоду до 1995. године прелазак домаћинства на грејање електричном енергијом у највећој мери већ био завршен. Такође може се видети да је максимална потрошња просечног домаћинства достигнута, за Србију у целини и на највећем броју ЕД подручја око 1995. године. Око тада достигнуте вредности та потрошња задржала се, уз мања колебања, до 2000. године, да би у наредним годинама, посебно после доношења новог тарифног система и пораста цене, почела да благо опада. Даља кретања потрошње у овој категорији зависе од више фактора (цене, гасификација, топлофикација и др.).

У овоме периоду на највећем броју подручја (изузетак су подручја Зајечара, Лесковца и Врања), као и у Србији у целини, заустављено је даље опадање потрошње на високом и средњем напону, односно забележен је њен благи пораст.

У категорији „осталих” потрошача на ниском напону, укључујући и јавно осветљење, настављен је и у овоме периоду позитиван тренд пораста потрошње, са значајним просечним годишњим стопама раста. За Републику Србију у целини та стопа је износила ~4.5%. Укупна потрошња на прагу преносне мреже Србије (нето потрошња + губици у дистрибутивним мрежама) расла је у периоду 1995-2005. године по просечној годишњој стопи од 1,21%. Треба напоменути да је добар део пораста отишао на губитке (ма које врсте да су били) у дистрибутивној мрежи. На подручју ЕД Врање, на пример, цео пораст набавке између 1995. и 2005. године отишао је у губитке. Чак и нешто више, пошто је забележен пад нето потрошње.

Само на подручју ЕД Зајечар забележен је и у овоме периоду пад испоруке на прагу преносне мреже, пре свега због наставка опадања потрошње на напонским нивоима 110 kV и 35 kV.

Прогнозирање потреба за електричном енергијом и снагом је сложен и незахвалан посао, при чему на ваљаност прогнозе утиче више фактора и статистичких података. Ипак, у условима стабилног развоја друштва и привреде у некој земљи, могу се, коришћењем математичких метода које су проверене у претходним анализама, добити резултати који се могу сматрати поузданом основом за планирање развоја електричних мрежа. С обзиром на услове у којима се у претходних петнаестак година налазила Србија и на чињеницу да пролази кроз тежак и у много чему неизвештан период транзиције, чије је трајање доста тешко предвидети, сагледавање будућих, посебно дугорочних, потреба за електричном енергијом и снагом у великој мери је додатно отежано. Имајући то у виду задовољавајући резултати се могу добити избором линеарног модела за прогнозу енергије и снаге до 2012 године. У том смислу коришћен је модел праве линије за прогнозу, дефинисан једначином:

$$W_t = a \cdot t + b \quad (4)$$

У овој једначини су:

a и b - коефицијенти који се одређују на основу развоја потрошње на посматраном подручју у изабраном претходном периоду 1990 - 2008.;

t - време (година) за коју се вредност енергије W_t израчунава, при чему прва година изабраног претходног периода носи број 1.

б. Коментар кретања и прогноза снаге

У табели 8.1.7. Прилога 8.1 су приказане вредности годишњег фактора оптерећења по ЕД подручјима и за Републику Србију у целини (m), а у табели 8.1.8. вредности еквивалентног годишњег времена искоришћења вршне снаге (T_m), по истим подручјима. за период 2008. до 2012. Фактор оптерећења рачунат је према релацији:

$$m = \frac{W_{npod}}{P_{vr pod} \cdot T} \quad (1)$$

у којој је:

W_{npod} - енергија преузета на прагу преносне мреже на посматраном подручју (подручје ЕД без директних потрошача, односно укупна испорука на томе месту за Србију у целини);

$P_{vr pod}$ - вршно годишње оптерећење ЕД, односно Србије;

$T = 8760h$ - Време од 1 године у часовима.

Еквивалентно годишње време искоришћења вршне снаге рачунато је по релацији:

$$T_m = \frac{W_{npod}}{P_{vr pod}} \quad (2)$$

односно,

$$T_m = m \cdot T \quad (3)$$

После ступања на снагу новог тарифног система (2002. године) дошло до пада вршног оптерећења на већини подручја, и Србији у целини. Такође се долази и до бољег искоришћења вршне снаге, односно до значајног пораста вредности T_m . Та промена је нарочито изражена на подручјима ЕД Београд и Електровојводине.

Што се тиче прогнозе вршне снаге, подаци су добијени дељењем прогнозиране енергије до 2012. године са еквивалентним временима годишњег коришћења вршне снаге и налазе се у табели 8.1.9 у Прилогу 8.1. Резултати су дати по ПД ЕД подручјима и Србији у целини.

На нивоу Србије (без података за Аутономну покрајину Косово и Метохију) рачунато је са $T_m = 5343$ часова/годишње у 2012. години. Овај податак је преузет из студије Института Никола Тесла.

8.4. ДИНАМИКА РЕВИТАЛИЗАЦИЈЕ И МОДЕРНИЗАЦИЈЕ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИХ ОБЈЕКТА ДО 2012. ГОДИНЕ

Дугогодишња, мања од реално потребних улагања у дистрибутивну мрежу довела су до тога да је велики број ЕЕО, посебно у зимском периоду, био преоптерећен и врло често радио изнад техничких могућности, што је за последицу имало повећане техничке губитке, честе кварове, а потрошачи су остајали без напајања електричном енергијом у дужим временским периодима.

Анализом рада ЕЕО ранијих година, очекиваним веком трајања уграђене опреме као и података ПД ЕД из референце дошло се до релевантних података и реалних подлога које су коришћене приликом избора објекта код којих је до 2012. године, потребно извршити реконструкцију, ревитализацију, проширење и модернизацију.

Преглед прогнозираних средстава за реконструкцију и модернизацију по напонским нивоима је дат у табели 8.4.1, док је преглед по Привредним друштвима приказан у табели 8.4.2.

Табела 8.4.1 – Преглед прогнозираних средстава за реконструкцију и модернизацију по напонским нивоима у 000 динара

Година	Период 2008 – 2012			Укупно
	110kV	35kV	10(20)kV и НН	
2008	1.201.450,00	2.689.887,00	895.057,00	4.786.394,00
2009	436.350,00	1.143.748,00	1.355.376,00	2.935.474,00
2010	624.600,00	1.019.412,00	1.580.754,00	3.224.766,00
2011	1.053.900,00	636.300,00	1.109.250,00	2.799.450,00
2012	1.021.050,00	573.300,00	986.850,00	2.581.400,00
Укупно	4.337.350,00	6.062.647,00	5.927.287,00	16.327.484,00

Табела 8.4.2 – Преглед прогнозираних средстава за реконструкцију и модернизацију по привредним друштвима у 000 динара

ПД ЕД	Период 2008 – 2012					Укупно ЕД
	2008	2009	2010	2011	2012	
НС	567.814,00	534.290,00	687.381,00	597.150,00	484.650,00	2.871.285,00
БГ	1.733.162,00	550.829,00	944.458,00	612.900,00	558.650,00	4.399.999,00
КВ	1.604.273,00	1.037.963,00	786.471,00	531.450,00	547.200,00	4.507.357,00
НИ	467.790,00	460.508,00	432.688,00	565.200,00	521.100,00	2.447.286,00
КГ	413.355,00	351.884,00	373.768,00	492.750,00	469.800,00	2.101.557,00
По годин и	4.786.394,00	2.935.474,00	3.224.766,00	2.799.450,00	2.581.400,00	16.327.484,00

Преглед прогнозираних и реализованих средстава за реконструкцију и модернизацију еео по пд ед у 2006. и 2007. години дат је у табели 8.4.3

Табела 8.4.3 – Преглед прогнозираних и реализованих средстава за реконструкцију и модернизацију по привредним друштвима у 2006. и 2007. години у 000 динара

Ред. бр.	ПД ЕД	2006		2007	
		Планирано	Реализовано	Планирано	Реализовано
1	НС	247.263,00	230.013,20	750.806,00	1.196.950,40
2	БГ	401.417,00	379.805,20	1.311.918,00	1.483.043,20
3	КВ	341.671,00	215.155,20	1.785.815,00	1.798.789,00
4	НИ	223.172,00	250.246,40	618.422,00	738.029,20
5	КГ	66.766,00	82.532,80	519.684,00	501.236,00
УКУПНО ЕД		1.280.289,00	1.157.752,80	4.986.645,00	5.718.047,80

8.5. ДИНАМИКА ИЗГРАДЊЕ НОВИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИХ ОБЈЕКАТА ДО 2012. ГОДИНЕ

Како би ЕПС, могао у најскорије време да изађе на тржиште електричне енергије и у дерегулисаном тржишту постане конкурентна компанија, а у циљу квалитетног и поузданог напајања купаца електричном енергијом потребно је, између осталог, поред реконструкције и модернизације постојећих објеката изградити и нове дистрибутивне ЕЕО свих напонских нивоа, тим пре што деведесетих година прошлог века, због ниске цене електричне енергије, санкција и др, није било значајнијих улагања у дистрибутивне ЕЕО.

У складу са оствареним билансима у предходних петнаест година, студијама развоја дистрибутивне мреже, трендовима пораста становништва, трендом пораста потрошње код домаћинства и индустријских потрошача, степена оптерећености и поузданости постојећих ЕЕО, еколошких захтева, техно-економских анализа, у табелама 8.5.1 и 8.5.2 даје се преглед потреба за изградњом нових дистрибутивних ЕЕО у периоду 2008 – 2012. године.

Као извор финансирања предвиђају се средства: ЈП ЕПС и привредних електродистрибутивних друштава, кредити Светске банке, Европске банке за обнову и развој, кредити познатих мултинационалних компанија, средства из донације и средства купаца.

Анализа прогнозираних средстава која су предвиђена за изградњу нових ЕЕО за период 2008 - 2012. године је извршена по напонским нивоима и по Привредним друштвима.

Табела 8.5.1 – Преглед прогнозираних средстава за изградњу нових објеката по напонским нивоима у 000 динара

Година	Период 2008 – 2012				Укупно
	110kV	35kV	10(20)kV и НН	Мерни уређаји	
2008	1.466.575,00	1.548.220,00	1.142.585,00	2.303.500,00	6.460.880,00
2009	2.018.200,00	1.542.585,00	2.033.067,00	2.431.000,00	8.024.852,00
2010	1.408.000,00	617.905,00	2.471.133,00	2.210.000,00	6.707.038,00
2011	1.468.350,00	801.450,00	1.842.750,00	2.466.000,00	6.578.350,00
2012	1.638.000,00	713.700,00	1.632.150,00	2.454.550,00	6.438.600,00
УКУПНО	7.999.125,00	5.223.860,00	9.121.685,00	11.865.050,00	34.209.720,00

Табела 8.5.2 – Преглед прогнозираних средстава за изградњу нових објеката по привредним друштвима у 000 динара

Ред. бр.	ПД ЕД	Период 2008 – 2012 године					Укупно ПД
		2008	2009	2010	2011	2012	
1	НС	947.061,00	1.346.376,00	1.348.472,00	1.517.850,00	1.450.350,00	6.610.109,00
2	БГ	963.678,00	1.250.454,00	1.406.038,00	1.421.100,00	1.349.550,00	6.390.820,00
3	КВ	2.839.659,00	3.117.724,00	1.992.822,00	1.493.350,00	1.522.800,00	10.966.355,00
4	НИ	886.095,00	1.144.532,00	1.050.404,00	1.225.800,00	1.143.900,00	5.450.731,00
5	КГ	824.387,00	1.165.766,00	909.302,00	920.250,00	972.000,00	4.791.705,00
УКУПНО ЕД		6.460.880,00	8.024.852,00	6.707.038,00	6.578.350,00	6.438.600,00	34.209.720,00

За период од 2006. године до 2007. године су у табели 8.5.3 приказана планирана и реализована инвестициона средства за изградњу нових објеката. Карактеристично је да су поједина привредна друштва имала значајна одступања реализованих и планираних финансијских средстава. Међутим, у укупном износу одступања су била између 5% и 10%.

Табела 8.5.3 – Преглед планираних и реализованих инвестиционих средстава за изградњу нових објеката по Привредним друштвима у 000 динара

Ред. бр.	ПД ЕД	2006		2007	
		Планирано	Реализовано	Планирано	Реализовано
1	НС	450.495,00	345.019,80	1.159.219,00	1.795.425,60
2	БГ	428.933,00	569.707,80	1.046.817,00	1.224.564,80
3	КВ	789.101,00	322.732,80	2.600.081,00	2.550.762,40
4	НИ	353.621,00	375.369,60	940.414,00	1.107.043,80
5	КГ	150.685,00	273.799,20	608.457,00	751.854,00
УКУПНО ЕД		2.172.835,00	1.886.629,20	6.354.988,00	6.677.796,60

За 2006. и 2007. годину располаже се са прецизним подацима у вези са планираним и реализованим средствима за замену постојеће мерне инфраструктуре. Преглед планираних средстава за замену мерне инфраструктуре је приказан у табели 8.5.4.

Што се тиче реализованих средстава за замену постојећих бројила са микропроцесорским бројилима, реализовано је само један део у 2007. години, и то 98.251 бројило и 2.655 бројила са даљинским читавањем.

Табела 8.5.4 – Преглед планираних средстава за замену мерне инфраструктуре у 000 динара

ГОДИНА		Активности						УКУПНО
		Замена постојећих бројила микропроцесорским	Системи за даљинско читање бројила	Опрема за баждарење (систем)	Овера бројила	Замена и уградња мерних група	Остало (управљање потрошњом и сл.)	
2006	ком	150.000	10.000	4	200.000			
	дин	637.500	25.500	102.000	170.000	68.000	212.500	1.215.500
2007	ком	250.000	100.000	8	250.000			
	Дин	1.062.500	255.000	204.000	212.500	85.000	255.000	2.074.000

8.6. ДИНАМИКА ЗАМЕНЕ ПОСТОЈЕЋЕ МЕРНЕ ИНФРАСТРУКТУРЕ

Преглед прогнозираних средстава и динамика замене мерне инфраструктуре за период 2008. године до 2012. године, детаљно је приказан у табели 8.6.1

Табела 8.6.1 – Прогнозирана средства и динамика замене мерне инфраструктуре у 000 динара

ГОДИНА		Активности						УКУПНО
		Замена постојећих бројила микро-процесорским	Системи за даљинско очитање бројила	Опрема за баждарење (систем)	Овера бројила	Замена и уградња мерних група	Остало (управљање потрошњом и сл.)	
2008	ком	300.000	150.000	2	300.000			
	дин	1.250.000	380.000	50.000	250.000	80.000	245.000	2.255.000
2009	ком	300.000	200.000	2	300.000			
	дин	1.250.000	500.000	50.000	250.000	80.000	245.000	2.375.000
2010	ком	250.000	200.000	0	250.000			
	дин	1.100.000	500.000	0	200.000	80.000	235.000	2.115.000
2011	ком	300.000	200.000	0	300.000			
	дин	1.480.000	500.000	0	250.000	80.000	250.000	2.560.000
2012	ком	300.000	200.000	0	300.000			
	дин	1.480.000	500.000		250.000	80.000	250.000	2.560.000
УКУПНО дин		6.560.000	2.380.000	100.000	1.200.000	400.000	1.225.000	11.865.050

8.7. КВАНТИФИКАЦИЈА ЕФЕКТА РЕАЛИЗАЦИЈЕ ПРОГРАМА

Предвиђеним средствима за реконструкцију, ревитализацију, проширење, модернизацију постојећих и изградњу нових ЕЕО постигли би се следећи ефекти:

- 1) Повећана стабилност и поузданост ЕЕО;
- 2) Повећање постојећих капацитета што омогућава несметано прикључење нових купаца на мрежу;
- 3) Континуирано напајање купаца квалитетном електричном енергијом и снагом;
- 4) Знатно смањење броја и времена трајања кварова;
- 5) Побољшање напонских прилика код купаца;
- 6) Смањење техничких и нетехничких губитака;
- 7) Смањење трошкова експлоатације и одржавања уградњом опреме и материјала нових технолошких решења;
- 8) Смањење трошкова модернизацијом и аутоматизацијом;
- 9) Побољшање еколошких прилика уградњом еколошки прихватљивих материјала и изградњом објеката у складу са еколошким захтевима.

На бази техно-економских анализа ЈП ЕПС планирана је реконструкција и модернизација постојећих и изградња нових ЕЕО, па квантификација ефеката по том основу није посебно разматрана.

У овом поглављу указује се на ефекте смањења техничких губитака реконструкцијом и модернизацијом постојећих и изградњом нових ЕЕО у периоду 2008 - 2012.године, затим, ефекте делимичног смањења нетехничких губитака

модернизацијом постојећих и изградњом нових ЕЕО, као и смањења нетехничких губитака заменом неисправних мерних уређаја и баждарењем постојећих небаждарених мерних уређаја. У ефекте смањења техничких губитака урачунато је и смањење губитака по основу знатно мање сопствене потрошње савремених мерних уређаја чија се уградња планира.

Имајући у виду све напред изнето, у табели 8.7.1 је дата квантификација ефеката смањења техничких и делом нетехничких губитака у MWh и 000 динара, за период 2008 -2012 године. Треба напоменути да ће ефекти бити знатно већи будући да ће у наредном периоду просечна цена бити много већа од 4.28 динара по kWh, колика је била просечна цена за широку потрошњу у 2008 години, према подацима ЈП ЕПС.

Како се ЈП ЕПС припрема за отворен приступ тржишту треба напоменути да се све више мора водити рачуна и о неиспорученој електричној енергији. У табели, 8.7.2 у овом поглављу, су приказане уштеде које би настале смањењем времена трајања кварова за период 2008-2012. године, у односу на време остварених кварова у 2005. години. Треба напоменути да је, у зависности од категорије и специфичности купаца, цена неиспоручене електричне енергије већа за 4 до 20 пута од актуелне цене за испоручену електричну енергију.

Табела 8.7.1 – Квантификација ефеката због смањења губитака

Губитци ел. енергије	Ефекти смањења губитака у MWh					
	2008 год.	2009 год.	2010 год.	2011 год.	2012 год.	Укупно
Техничк и MW	64450	59340	55170	48720	44568	272248
Нетехнич MWh	59525	54230	47860	40220	38150	239985
Укупни MWh	123975	113570	103030	88940	82718	512233
❶ У периоду 2008 – 2012. године, процењује се да ће се смањити технички губитци захваљујући инвестиционим улагањима за 272.248 MWh што би рачунајући просечну продајну цену ЕПС у 2008. години од 4,28 динара по kWh, без ПДВ, износило 1.165.221.440 динара.						
❷ У периоду 2008 – 2012.године, у процењеним нетехничким губицима неисправни и небаждарени мерни уређаји учествују са око 25%, што износи 239.985 MWh па се процењује да би се по овом основу за толико смањили нетехнички губитци, што износи 1.027.135.800 динара.						
❸ Укупни ефекти смањења губитака: техничких и дела нетехничких (због неисправне и небаждарене мерне инфраструктуре) у периоду 2008 – 2012. године, износили би 2.192.357.200 динара.						

Табела 8.7.2 – Уштеде услед смањења времена трајања кварова за период 2008 – 2012. године

	Процењена неиспоруче на енергија у 2005. години	Ефекти смањења времена трајања квара у kWh				
		2008. год.	2009. год.	2010. год.	2011. год.	2012. год.
110kV	6974376	700309	654280	635290	615730	618396
35kV	31553470	2620760	2550710	2327300	2280420	2130450
10(20)kV	41618549	3375728	3280080	3045230	3011790	2980610
0,4 kV	42366511	3661557	3509760	3475620	3318360	3200230
Укупно		10458354	9994830	9483440	9226300	8929686
❶ Укупни ефекти 2008 – 2012. године смањења неиспоручених kWh смањењем времена трајања прекида износе 48.092.610 kWh. Уколико предпоставимо, уважавајући структуру потрошње, да је просечна цена неиспорученог kWh 25 динара, следи 48.092.610 x 25 што износи 1.202.315.250 динара.						

8.8. ПРИКАЗ АКТИВНОСТИ У ПРОЦЕСУ ПРЕУЗИМАЊА ТРАФО СТАНИЦА (ТС) 110/X ОД ЈАВНОГ ПРЕДУЗЕЋА „ЕЛЕКТРОМРЕЖА СРБИЈЕ”

- 1) Процењује се да су трошкови за уградњу обрачунског мерења у трансформаторским пољима 110 kV трафостаница 110/x које ЈП ЕПС преузима од ЈП ЕМС, 1.125.000 динара у просеку по трафостаници. Планирано је преузимање 63 ТС 110/x kV.
- 2) Преглед прогнозираних средстава за даљинско управљање ТС110/x kV које ЕПС преузима од ЕМС, прва и друга фаза, даје се у табели 8.8.1.
- 3) Потребна средства за ревитализацију, реконструкцију и модернизацију ТС 110/X kV које ће ЕПС преузети од ЕМС биће позната након завршетка студије „Испитивање, контрола, анализа и оцена погонског стања опреме, уређаја и инсталација у ТС 110/X kV у процесу преласка из ЕМС у ЕПС”, коју за потребе ЈП ЕПС ради Институт „Никола Тесла”.

Табела 8.8.1 Преглед прогнозираних средстава за даљинско управљање ТС110/x kV у 000 динара

	ЕДБ	Центар	Југоисток	Електросрбија	Укупно
Прва фаза (Успостављање везе ДЦ-РДЦ, нова SCADA, нови ИССР протокол)	1.070.000	26.116.000	10.505.000	6.355.000	44.046.000
Друга фаза (Успостављање везе ДЦ-РДЦ, проширење опреме у ТС)	91.550.000	44.478.000	252.493.000	189.400.000	577.921.000

8.9. ПРИКАЗ ПОСТОЈЕЋИХ МАЛИХ ХИДРО ЕЛЕКТРАНА (МХЕ) И ПЛАН РЕВИТАЛИЗАЦИЈЕ ИСТИХ ЗА ПЕРИОД 2008. ГОДИНЕ ДО 2012. ГОДИНЕ

Преглед малих хидроелектранана на конзумном подручју привредних друштава за дистрибуцију је детаљно приказан у табели 8.9.1.

Табела 8.9.1

ПРЕГЛЕД МХЕ НА КОНЗУМНОМ ПОДРУЧЈУ ПД ЗА ДИСТРИБУЦИЈУ

Р.бр.	Назив мини ХЕ	број агрегата	Инсталирана снага агрегата (kVA)	Мини ХЕ у ф-ји	Ако није у ф-ји може ли се ставити у ф-ју	Ако је мини ХЕ у функцији колика је годишња производња (kWh)		Власништво мини ХЕ	Да ли је могуће повећати капацитет мини ХЕ	Да ли постоји могућност преузимања у власништво ЕПС-а	Примедба
						2007	могућа				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

ПД „ЕЛЕКТРОВОЈВОДИНА” Нови Сад

не постоје МХЕ на конзумном подручју привредног друштва

ПД „ЕЛЕКТРОДИСТРИБУЦИЈА БЕОГРАД”

не постоје МХЕ на конзумном подручју привредног друштва

ПД „ЕЛЕКТРОСРБИЈА” Краљево

1	Букуља филтер станица	1	160,0	Не	Уз додатна улагања да		600.000	ЈКП Букуља Аранђеловац		Не	Реконструкција започета 2007.године
2	Дегурић	1	80,0	Не	Уз додатна улагања да		446.121	АД Слога Ваљево		Не	Објекат је потпуно разрушен
3	Каленић	1	6,0	Не	Уз додатна улагања да			Манастир Каленић		Не	Објекат је у врло лошем стању
4	Богутовац 1	1	100,0	Не			200.000	Војска РС			Није у погону задње 2 године
5	Богутовац 2	1	100,0	Не			200.000	Војска РС			Није у погону задње 2 године
6	Сокоља	1	160,0	Не	Уз додатна улагања да			Објекат власништво "Електросрбија", земљиште			Објекат је у лошем стању

								"Србијашуме"			
7	Радаљска река	1	270,0	Да		20 000	250.000	ХЕ Зворник Мали Зворник		Власништво ЕПС-а	
8	Красава	2	160,0	Не	Уз доплатна улагања да			Електросрбија		Власништво ЕПС-а	Доводни канал је запуштен, али је зграда у добром стању
9	Доња Оровица- Љубовија	1	16,5	Да			40.000	Ђорђић Милош		Не	Пуштена поново у рад 2007.године након што је власник решио имовинско- правне односе за доводни канал
10	Рашка	2	8000,0	Да		19'431'180	20.963.060	Електросрбија		Власништво ЕПС-а	
11	Црна	1	250,0	Не	Уз доплатна улагања да		1.500.000	Електросрбија		Власништво ЕПС-а	
12	Станица Спасојевић	1	105,0	Не	Уз доплатна улагања да		900.000	Електросрбија		Власништво ЕПС-а	
13	Српска фабрика стакла	1	84,0	Не				СФС Параћин			Нема података о објекту
14	Радостиће	1	45,0	Да		100'000	120.000	Радојковић Радоје		Не	
15	Девине	1	60,0	Не				Пантовић Живорад			Нема података о објекту
16	Јерменовци	1	50,0	Не				Агроекспорт прерада воћа и поврћа Јарменовци			Нема података о објекту

17	Електрана Зорана Хинића	1	60,0	Не	Не			Хинић Зоран			Објект је демонтиран и опрема продата
18	Лисина	1	25,0	Да			200.000	Драган Стојадиновић Стрмостен		Не	МХЕ нема потребну документацију за прикључење на дистрибутивни систем
19	Под Градом	1 1 1	200,0 100,0 64,0	Да		20'880	600 000	Електросрбија			МХЕ само повремено у погону
20	Турица	2	400,0	Да		1'181'147	1.500.000	Електросрбија			
21	Сељашница	2	1,260,0	Да		403'850	4.500.000	Електросрбија			
22	Кратовска река	2	1.500,0	Не	Уз додатна улагања да		3.000.000	Електросрбија			
23	Моравица- Ивањица	1	160,0	Не		0	400.000	Електросрбија	Уз додатна улагања да, што захтева обимне радове на надвишењу постојеће броне		У 2007.урађена је реконструкција машинске опреме и устава, а у 2008 планирана је раконструкција грађевинског дела
24	Врело	2	180,0	Да		260'104	260.000	РХЕ Бајина Башта		Власништво ЕПС-а	
25	Манастир Рача	1	35,0	Да		91'770	120.000	Манастир Рача		Не	

ПД „ЈУГОИСТОК” Ниш

1	Соколовица	1 1	4,400,0 805,0	Да	-	6.973.444	10.000.000	Електротимок Зајечар	Да	-	
2	Гамзиград	2	320,0	Да	-	930.000	1.000.000	Електротимок	-	-	

								Зајечар			
3	Борско Језеро	1	90,0	Да	-	22.000	27.000	ТИР-РТБ Бор	-	-	
4	Црни Врх	1	44,0	Да	-	43.700	132.000	Митровић Звонко	-	-	
5	Градиште	1 1	11,0 22,0	Да	-	42.000	99.000	Вељковић Бране	-	-	
6	Трговиште	1	42,0	Да	-	12.222	126.000	Косовац Миодраг	-	-	
7	Црни Врх 2	1	15,0	Да	-	42.755	45.000	Николић Душко	-	-	
8	Црни Врх 1	1 1	11,0 20,0	Да	-	111.540	100.000	Никић Вујица	-	-	
9	Црни Врх 3	1	11,0	Да	-	20.980	33.000	Пешић Димитрије	-	-	
10	Равно Бучје 2	1	15,0	-	Да	-	45.000	Ненковић Душан	-	-	
11	Равно Бучје 1	1	7,5	Да	-	24.217	22.500	Јовановић Божидар	-	-	
12	Равно Бучје 4	1	18,5	Да	-	75.009	55.500	Стојковић Новица	-	-	
13	Равно Бучје 3	1	11,0	Да	-	24.000	33.000	Манојловић Србислав	-	-	
14	Бучје	1	11,0	-	Да	-	33.000	Стаменковић Драгослав	-	-	
15	Равно Бучје 5	1	7,5	Да	-	22.821	22.500	Цветковић Драги	-	-	
16	Равно Бучје 6	1	22,0	Да	-	24.504	66.000	Нешић Ђорђе	-	-	
17	Мездреја	1	55,0	Да	-	197.760	165.000	Минић Јован	-	-	

18	Ћуштица	1	7,5	Да	-	3.922	22.500	Жикић Богдан	-	-	
19	Сићево	1 2	805,0 880,0	Да	-	3.604.362	3.700.000	ЕД Ниш	Да	-	
20	Света Петка	3	750,0	Да	-	3.646.419	3.100.000	ЕД Ниш	-	-	
21	Бован	1	250,0	Да	-	1.012.050	1.000.000	DV Tehnologies Београд	-	-	
22	Темац	1 1 1	500,0 300,0 160,0	Да	-	35.280	2.500.000	ЕД Пирот	-	-	У току су радови на покретању агрегата
23	Вучије	1 1	800,0 140,0	Да	-	3.431.480	3.000.000	ЕД Лесковац	-	-	
24	Брестовац	1	100,0	Не	Да	-	300.000	Систем за Водоснабдевање Бојник	-	-	
25	Манастириште	1	200,0	Не	Не	-	-	ЕД Лесковац	-	-	Доводна вада је затрпана. Објект је у лошем стању и без опреме.
26	Грчки Млин	1	75,0	Да	-	59.390	225.000	Ђорђевић Дејан	-	-	
27	Куршумлија	1	200,0	Да	-	508.234	600.000	Радојковић Радоје	-	-	
28	Јелашница	2	400,0	Да	-	1.901.466	2.000.000	ЕД Врање	-	-	
29	Прохор Пчињски	1	250,0	Не	Да	-	750.000	Манастир	-	Да	

30	Житорађа	1	30,0	Да	-	-	90.000	Ивковић Драган	-	-	Електрана је у пробном раду
----	----------	---	------	----	---	---	--------	-------------------	---	---	-----------------------------------

ПД „ЦЕНТАР” Крагујевац

не постоје МХЕ на конзумном подручју привредног друштва

Убрзана изградња малих електрана, која је последњих година добила на интензитету, је процес који ће битно утицати на планирање и развој електродистрибутивне мреже у Србији. Електродистрибутивна мрежа се досада углавном развијала као радијална, изузимајући високо урбане средине, а у будућности ће та мрежа морати да се развија све више у складу са могућностима произвођача електричне енергије из малих електрана и захтевима купаца са друге стране. Све чешће ћемо морати задовољавати захтеве за дистрибуцијом електричне енергије од произвођача ка одређеним купцима, како то буде диктирало тржиште електричне енергије. Самим тим ће и развој електродистрибутивне мреже битно бити условљен изградњом малих електрана.

Преглед ефеката улагања у мале хидроелектране у власништву ЕПС дат је у табели 8.9.2. Електране са редним бројем од 1 до 11 су географски у подручју ПД Електросрбија, Краљево. Електране са редним бројем 12. до 19. на подручју ПД Југоисток, Ниш.

Табела 8.9.2
ПРЕГЛЕД ЕФЕКТА УЛАГАЊА У МАЛЕ ХИДРОЕЛЕКТРАНЕ ВЛАСНИШТВО ЕПС-а У 2009. ГОДИНИ

Ред бр.	Назив мале хидроелектране	Год. пуштања у погон	Снага kW	Производња 2007 MWh	Улагање 000 дин.	План производње 2009. год. MWh
1	„РАШКА”	1953	8'000	19'431	10'000	21'494
2	„СЕЉАШНИЦА”	1952	1'260	0	10'000	3'000
3	„МОРАВИЦА”	1911	160	0	37'300	650
4	„ТУРИЦА”	1929	400	0	1'000	2'100
5	„КРАТОВСКА РЕКА”	1989	1'160	0	1'000	3'500
6	„ПОД ГРАДОМ”	1900	364	0		650
7	„КРАСАВА”	1984	160	0		
8	„СОКОЉА”		160	0		
9	„ЦРНА”	1960	250	0		
10	„СТАНИЦА СПАСОЈЕВИЋ”	1931	105	0		
11	„ВРЕЛО”		180	0		
12	„СВЕТА ПЕТКА”	1908	600	3'646	2'500	4'012
13	„СИЋЕВО”	1931	1'348	3'604	7'500	3'967
14	„ТЕМАЦ”	1940	774	35	2'000	
15	„СОКОЛОВИЦА”	1948	3'724	6'973	10'000	7'682
16	„ГАМЗИГРАД”	1908	224	930		1'024
17	„ВУЧЈЕ”	1903	928	3'431	2'000	3'775
18	„ЈЕЛАШНИЦА”	1928	400	1'901		2'141
19	„МАНАСТИРИШТЕ”		200	0	500	
УКУПНО			20'397	39'951	83'800	53'995

8.10. ПРЕДЛОЗИ И СУГЕСТИЈЕ ЗА РАЗВОЈ ДО 2012 ГОДИНЕ

Програм развоја енергетике Републике Србије, а посебно електродистрибутивног система у Србији, се састоји у испуњавању основних програма приоритета развоја енергетике. То су:

- 1) Програм технолошке модернизације електроенергетских објеката;
- 2) Програм рационалне употребе и повећања енергетске ефикасности у секторима потрошње електричне енергије;
- 3) Програм коришћења нових обновљивих извора енергије.

Програм технолошке модернизације електроенергетских објеката подразумева спровођење свих активности која доприносе побољшању технолошких и радних перформанси електроенергетских објеката у циљу смањења губитака и повећању прихода ЕПСа. У оквиру ПД ЕД у склопу уобичајених активности врше се радови на замени и ревитализацији постојећих електроенергетских објеката у циљу повећања погонске расположивости и уредног снабдевања грађана и привреде електричном енергијом. С обзиром да је већ предвиђено увођење савремених бројила и мерне опреме, као и да је 2005. године само започет посао у вези са компензацијом реактивне снаге, то се за период до 2012. године предлаже:

- 1) Интезивирање радова на компензацији реактивне снаге јер су постигнути одлични резултати у погледу смањења губитака и дефицита реактивне снаге;
- 2) Пројектовање и изградња пилот постројења за даљинско мерење потрошње ел. енергије користећи енергетске водове
- 3) Изградња пилот постројења и уградња посебних мерних уређаја за праћење квалитета електричне енергије и утврђивање промена квалитета испоручене електричне енергије;
- 4) Примена система за заштиту, брзу идентификацију и лоцирање кварова у електродистрибутивној мрежи и њихово укључивање у SCADA системе;
- 5) Израда информационог система и јединствене базе података за ЕЕС у целини;
- 6) Увођење одговарајућих мера за заштиту животне средине.

Садашња електродистрибутивна мрежа је првенствено пројектована и предвиђена за пренос снаге која се производи у електранама до крајњих корисника односно потрошача. Она се састоји од електроенергетског дистрибутивног система којим се управља из контролног центра. Основне поставке на којима се базира и функционише традиционална преносна и дистрибутивна мрежа су добро познати још из 19. века. Међутим систем преноса и дистрибуције је доживео извесне промене, пре свега у филозофији управљања, захваљујући нагом развоју телекомуникационих и информационих технологија. На тај начин мрежа полако и постепено постаје „паметан” систем код кога су саме компоненте опремљене софистицираним рачунарским системима и као такве могу да доносе одређене одлуке, односно поседују изванредан ниво интелигенције.

Паметне мреже имају читав низ предности у односу на конвенционалну електричну мрежу:

- 1) Широка примена дистрибуираних извора електричне енергије;
- 2) Редукцију губитака у електроенергетској мрежи;
- 3) Значајно смањење максималне једновремене снаге;
- 4) Већу контролу над потрошњом електричне енергије;
- 5) Повећање расположивости рада дистрибутивне мреже;
- 6) Скраћење времена испада потрошача.

Примена и развој паметних мрежа се може реализовати у три фазе, као што су:

- 1) Рад на пројектима који се већ реализују и рад на пројектима за које се планира брза реализација у смислу тестирања и идентификације технологија које се могу искористити за развој паметних мрежа (инсталација система за аутоматску читавање бројила и SCADA система који покривају 35/х и 110/х трансформаторске станице, примене DMS (distribution management system) и GIS (geographically information system) ;
- 2) Интеграција компоненти из претходне фазе, користећи савремену телекомуникациону инфраструктуру;
- 3) Масовна примена технологија које су испробане и примењене у претходним фазама.

Пре свега, под појмом „квалитет електричне енергије” се подразумева било какав проблем који се манифестује у променама напона, струје или фреквенције које доводе до кварова или грешке у раду опреме корисника [4,5].

Проблеми у вези са квалитетом електричне енергије почињу да бивају све значајнији у дистрибутивним мрежама, и то како за оне који врше дистрибуцију и продају електричне енергије тако и за оне који користе електричну енергију [4,5,6]. Квалитет електричне енергије има директан економски утицај на потрошаче. Уобичајено је да индустријски потрошачи имају велике финансијске губитке приликом испада напајања. Штете су све веће уколико је време испада дужи. Привредна електродистрибутивна друштва су такође заинтересована да испуне очекивања потрошача као и да одрже њихово поверење јер се у перспективи све више рачуна на дерегулацију и на конкуренцију између дистрибутера.

Према томе, од кључног значаја за електродистрибутивне системе је, пре свега, доношење одговарајућих прописа у вези са квалитетом електричне енергије као и перманентно мерење и праћење промене квалитета напајања [4,5,6].

Примена система за брзу идентификацију и лоцирање кварова у електро-дистрибутивној мрежи је у тесној вези са проблемима квалитета напајања. Из тог разлога је од изузетног значаја да се утврди и лоцира евентуална појава квара у што краћем временском интервалу како би се што пре отклонио његов узрок. На тај начин се минимизира време испада и смањују одговарајући трошкови.

У дистрибутивним системима постоји огроман број података, који се користе у различите сврхе. Како број података стално расте, расте и потреба за организацијом начина коришћења тих података. Из ових разлога се закључује да је израда информационог система и јединствене базе података појединих привредних електродистрибутивних друштва услов за смањење трошкова и повећање финансијских ефеката.

Потреба за заштитом животне средине се треба посебно елаборирати. У сваком случају морају се на национално нивоу комплетирати и донети одговарајући прописи којима је ближе дефинисана ова проблематика. У првом реду се мисли на примену еколошких материјала и заштиту од електромагнетских зрачења.

Програм рационалне употребе и повећања енергетске ефикасности у секторима потрошње електричне енергије обухвата све програме за супституицију електричне енергије која се користи за топлотне енергетске услуге коришћењем гаса, као и повећање енергетске ефикасности у дистрибутивним системима и код крајњих корисника. Зато се предлаже политика која ће на нивоу целе србије стимулирати замену застарелих кућних апарата и светиљки са новим, штедљивим уређајима. На овај начин се може директно утицати на смањење потрошње електричне енергије.

Програм коришћења нових обновљивих извора енергије подразумева коришћење сунчеве енергије, еолске енергије као и економски прихватљивог хидропотенцијала. Такође се могу користити технологије малих и мини електрана са циљем да се смањи потрошња увозних енергената и оствари додатна производња електричне енергије са еколошки прихватљивим решењима. Да би се овај програм реализовао морају се што пре дефинисати јасни услови под којима се може улазити у неки од ових програма. Не треба заборавити и стимулацију од стране државе јер не треба сумњати у користи од инвестиција у обновљиве изворе енергије. С обзиром да се не посвећује одговарајући пажња обновљивим изворима енергије то се мора што пре утврдити правци даљег развоја ове област.

Процес одвајања трговине на мало за тарифне купце је организациона промена која је у току у ЈП ЕПС. Очекује се окончање овог процеса у току 2009. године. Када се овај процес оконча, створиће се организациони услови да се развија тржиште електричне енергије.

Развој тржишта електричне енергије може у одређеној мери да утиче на стратегијска опредељења у развоју енергетике републике србије. О овом утицају се мора водити рачуна у процедури остваривања стратегије развоја до 2012. године.

ПРИЛОГ 8.1

Табела 8.1.1. Статистички подаци о Електродистрибутивној мрежи Србије
стање 31.12.2008. године у km

Напонски ниво	Врста вода	Ел.Војводина д.о.о. Нови Сад	ЕДБ д.о.о. Београд	Електросрбија д.о.о. Краљево	Југоисток д.о.о. Ниш	Центар д.о.о. Крајујевац	УКУПНО	Електро- космет*	СВЕУКУПНО
110 kV	Надз.	11,4	0,0	234,3	100,5	116,8	463	0	463,0
	Подз.	0	31,0	0	0	0	31,0	0	31,0
	Укупно	11,4	31,0	234,3	100,5	116,8	494,0	0	494,0
35 kV	Надз.	1245,0	526	1909,6	1573,2	620	5873,8	596,3	6470,1
	Подз.	156,3	431,0	183,7	89,9	79,0	939,9	171,0	1110,9
	Укупно	1401,3	957	2093,3	1663,1	699	6813,7	767,3	7581,0
20 kV	Надз.	4792,9	0	1157,3	0	0	5950,2	0	5950,2
	Подз.	1947,3	0	194,1	0	0	2141,4	0	2141,4
	Укупно	6740,2	0	1351,4	0	0	8091,6	0	8091,6
10 kV	Надз.	551,7	2061,0	11057,9	7621,9	2914,0	24206,5	5332,5	29539,0
	Подз.	150,8	2254,0	1651,9	1544,5	900,0	6501,2	1425,9	7927,1
	Укупно	702,5	4315,0	12709,8	9166,4	3814,0	30707,7	6758,4	37466,1
0.4 kV	Надз.	11070,8	7138,4	39864,8	18257,1	8899,0	85230,1	10377,0	95607,1
	Подз.	2281,1	3672,2	1964,5	1162,2	1065,0	10145,0	1671,0	11816,0
	Укупно	13351,9	10810,6	41829,3	19419,3	9964,0	95375,1	12048,0	107423,1
Свеукупно	Надз.	17671,8	9725,4	54223,9	27552,7	12549,8	121723,6	16305,8	138029,4
	Подз.	4535,5	6388,2	3994,2	2796,6	2044,0	19758,5	3267,9	23026,4
	Укупно	22207,3	16113,6	58218,1	30349,3	14593,8	141482,1	19573,7	161055,8

Табела 8.1.2. Структура Електродистрибутивне мреже

стање 31.12.2008.

год

Напонски ниво	ДУЖИНА НАДЗЕМНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИХ ВОДОВА												ДУЖИНА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИХ ВОДОВА									
	НА ДРВЕНИМ СТУБОВИМА						НА ЧЕЛИЧН О- РЕШЕТК АСТИМ СТУБОВ ИМА		НА БЕТОНСК ИМ СТУБОВИ МА		УКУПНО		НАДЗЕМ НИ						ПОДЗЕМ НИ		УКУПНО	
	Неимпре гнисани		Импрег нисани		Укупно																	
	km	%	Km	%	km	%	km	%	km	%	km	%	km	%	km	%	km	%				
110 kV	0						463	100,0			463	100	463	94	31	6,3	494	100				
35 kV	1	0,0	402	6	402,7	6,2	2105	32,5	3962	61,2	6470	100	6470	85	111,7	14,7	7581	100				
20 kV	20	0,3	285	5	305,4	5,1	27	0,5	5617	94,4	5950	100	5950	74	214,5	26,5	8092	100				
10 kV	993	3,4	1316	4	1410,9	4,8	484	1,6	14945	50,6	29539	100	29539	79	792,7	21,2	37466	100				
0.4 kV	16667	17,4	30533	32	4719,7	49,4	714	0,7	47693	49,9	95607	100	95607	89	118,16	11,0	107423	100				
УКУПНО	17681	12,8	44336	3	6201,9	44,9	3793	2,7	72219	52,3	138029	100	138029	86	230,26	14,3	161056	100				

Табела 8.1.2. Структура Електродистрибутивне мреже

Табела 8.1.3. Подаци о Електродистрибутивним трансформаторским станицама

стање 31. децембар 2008. године

ПД ЕД		110/10 kV		110/20 kV		110/35 kV		110/X/Y kV		35/10 kV		10/0.4 kV		20/0.4 kV	
		КО М	MVA	КО М	MVA	КО М	MVA	КО М	MVA	КО М	MVA	КОМ.	MVA	КОМ.	MVA
1.	„Електровојводина” д.о.о. Нови Сад			44	2399,5	14	644,0			69	913,5	880	271,7	5994	2327,3
2.	„ЕДБ” д.о.о. Београд	14	963,5					2	126,0	70	1497,5	6192	4303,4		
3.	„Електросрбија” д.о.о. Краљево	3	94,5	3	83,0	14	642,0	9	530,0	236	1859,1	9568	2721,8	1112	369,9
4.	„Југоисток”, д.о.о. Ниш	6	219,0			1	63,0	4	260,5	160	1356,0	6141	1794,0		
5.	„Центар” д.о.о. Крагујевац	4	157,5			2	94,5	2	94,5	58	566,7	2747	1060,8		
	УКУПНО	27	1434,5	47	2482,5	31	1443,5	17	1011,0	593	6192,8	25528	10151,7	7106	2697,2
	„Електрокосмет” (до 1998. год.)	7	315,0			7	349,0	2	114,5	51	556,6	3596	1275,0		
	СВЕУКУПНО	34	1750	47	2482,5	38	1792,5	19	1125,5	644	6749,4	29124	11426,7	7106	2697,2

Табела 8.1.4. Прогноза потрошње енергије у MWh по категоријама потрошње за период 2008.-2012. године – укупно ЕД Србије

Категорија потрошње	2008	2009	2010	2011	2012
Високи напон 110kV	2.366.895	2.428.515	2.490.695	2.538.018	2.583.702
Средњи напон	5.344.592	5.491.033	5.624.138	5.730.998	5.834.155
На 35 kV	731.796	718.237	735.947	749.930	763.429
На 10 kV	4.612.796	4.772.796	4.888.191	4.981.068	5.070.726
Укупно ВН и СН	7.711.487	7.919.548	8.114.833	8.269.016	8.417.857
Ниски напон (0.4 kV I степен)	3.216.415	3.286.385	3.470.183	3.681.314	3.895.952
Широка потрошња-укупно	16.249.807	16.913.686	17.015.309	17.063.878	17.199.905
(0.4 kV II степен)	1.936.972	2.000.614	2.089.796	2.216.942	2.346.199
Домаћинства	14.312.835	14.913.072	14.925.513	14.846.936	14.853.706
Јавно осветлење	461.217	481.947	502.670	523.280	515.781
Укупно НН и ШП и ЈО	19.927.439	20.682.018	20.988.162	21.268.472	21.611.638
СВЕУКУПНО	27.638.926	28.601.566	29.102.995	29.537.488	30.029.495

Табела 8.1.5. Прогноза расположиве и испоручене активне електричне енергије у (MWh) и обрачунских губитака (%) у периоду 2008 - 2012

Привредно друштво ЕД	Елементи	2008	2009	2010	2011	2012
„Електровојводина” д.о.о. Нови Сад	Расположива елен. (MWh)	8965883	9.275.000	9311300	9417947	9543335
	Испоручена елен. (MWh)	7834458	8.134.470	8249459	8372619	8512082
	Обрачунски губици (%)	12,62	12,30	11,40	11,10	10,81
„ЕДБ” д.о.о. Београд	Расположива елен. (MWh)	7813327	7.986.000	8114341	8207278	8316548
	Испоручена елен. (MWh)	6665560	6.937.493	7018643	7123428	7242083
	Обрачунски губици (%)	14,69	13,13	13,50	13,21	12,92
„Електросрбија” д.о.о. Краљево	Расположива елен. (MWh)	7506622	7.600.000	7795820	7885108	7990089
	Испоручена	6432536	6.528.226	6773276	6874397	6988904

	ел.ен. (MWh)					
	Обрачунски губици (%)	14,31	14,10	13,12	12,82	12,53
„Југоисток” д.о.о. Ниш	Расположива ел.ен. (MWh)	4901170	5.049.000	5089991	5148289	5216832
	Испоручена ел.ен. (MWh)	3973108	4.205.855	4183569	4246027	4316753
	Обрачунски губици (%)	18,94	16,70	17,81	17,53	17,25
„Центар” д.о.о. Крајујевац	Расположива ел.ен. (MWh)	3130819	3.195.000	3251436	3288676	3332461
	Испоручена ел.ен. (MWh)	2733264	2.795.522	2878048	2921016	2969672
	Обрачунски губици (%)	12,70	12,50	11,48	11,18	10,89
УКУПНО	Расположива ел.ен. (MWh)	32317821	33105000	33562888	33947298	34399265
	Испоручена ел.ен. (MWh)	27638926	28601565	29102995	29537487	30029494
	Обрачунски губици (%)	14,48	13,60	13,29	12,99	12,70

Табела 8.1.6 Структура губитака електричне енергије MWh

	2008	2009	2010	2011	2012
Технички MWh	3041282	2927233	2898930	2866377	2840351
Нетехнички MWh	1637613	1576202	1560963	1543434	1529420
Укупни MWh	4678895	4503435	4459893	4409811	4369771

Табела 8.1.7: Средњи годишњи фактор оптерећења (m) по ЕД подручјима и за Србију у целини за период 2008. – 2012.

Година/ Подручје	2008	2009	2010	2011	2012
$m(\%) = W_{npod} / (P_{vrpod} \times T)$					
„ЕДБ” д.о.о. Београд	0,56	0,52	0,57	0,58	0,58
„Електросрбија” д.о.о. Краљево	0,57	0,57	0,60	0,58	0,58
„Центар” д.о.о. Крагујевац	0,60	0,49	0,54	0,56	0,55
„Југоисток” д.о.о. Ниш	0,56	0,56	0,57	0,58	0,57
„Електровојводина” д.о.о. Нови Сад	0,65	0,63	0,65	0,65	0,64
ЕД Србије	0,57	0,59	0,60	0,60	0,61

Табела 8.1.8: Еквивалентно годишње време искоришћења вршне снаге (T_m) по ЕД подручјима и за Србију у целини за период 2008. – 2012.

Година/ Подручје	2008	2009	2010	2011	2012
$T_m(h) = W_{npod}/P_{vrpod} = m \times T$					
„ЕДБ” д.о.о. Београд	4908	4566	4970	5076	5067
„Електросрбија” д.о.о. Краљево	5021	5013	5228	5080	5094
„Центар” д.о.о. Крагујевац	5223	4303	4761	4919	4815
„Југоисток” д.о.о. Ниш	4904	4912	4967	5065	5018
„Електровојводина” д.о.о. Нови Сад	5658	5496	5651	5699	5646
ЕД Србије	5022	5192	5240	5242	5343

Табела 8.1.9: Вршне снаге по ЕД подручјима и за Србију у целини за период 2008. – 2012.

Година/ Подручје	2008	2009	2010	2011	2012
Вршна снага (MW)					
„ЕДБ” д.о.о. Београд	1488,0	1629,3	1541,8	1527,6	1563,3
„Електросрбија” д.о.о. Краљево	1395,0	1419,8	1388,6	1446,4	1463,5
„Центар” д.о.о. Крагујевац	416,0	516,0	470,6	463,3	478,7
„Југоисток” д.о.о. Ниш	893,0	918,3	923,2	927,6	953,6
„Електровојводина” д.о.о. Нови Сад	1510,0	1559,1	1541,4	1546,4	1577,8
ЕД Србије	5854,5	5751,1	5812,5	5893,0	5872,0

9. ПРЕНОС ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

Основни носилац активности у развоју преносног дела електроенергетског система Републике Србије је Јавно предузеће за пренос електричне енергије и управљање преносним системом на територији Републике Србије „Електро mreжа Србије“ (ЕМС). На основу Закона о енергетици и Статута предузећа, ЕМС ради као преносни оператор система, одговоран за техничке перформансе рада електроенергетског система кроз одржавање сигурности рада система и поузданости испуке електричне енергије на нивоу дефинисаном у Правилима о раду преносног система. Поред тога, ЕМС је одговоран за тржишне функције сходно развоју тржишта електричне енергије Србије и учешћу електроенергетског система Србије у тржишту Југоисточне Европе, као и за финансијске ефекте рада преносног дела електроенергетског система.

Своје основне задатке у склопу делатности преноса електричне енергије ЕМС испуњава кроз одржавање, планирање и изградњу преносне мреже. управљање електроенергетским системом спроводи се употребом одговарајућих техничких, телекомуникационих и информационих система, који омогућавају контролисање рада целог система и обезбеђење и надзор над коришћењем помоћних системских услуга. Организација тржишта електричне енергије обавља се кроз израду регулативе, уз неопходну координацију са Агенцијом за енергетику Републике Србије, применом одговарајућих техничких система и закључивањем неопходних уговора.

Предвиђени развој енергетике Републике Србије са захтеваним улагањима разматран је у Програму остваривања стратегије развоја енергетике Републике Србије. У складу са овим Програмом, предвиђени развој преносног система, са одговарајућим улагањима на нивоу ЕМС-а уређен је петогодишњим Планом развоја преносног система и усклађен са одговарајућим плановима развоја дистрибутивних система. У циљу остваривања што боље координације развоја, примарна сврха Овог документа је да анализира остваривање планова предвиђених Програмом остваривања стратегије развоја енергетике Републике Србије и да укаже на потребе увођења корекција у његовој реализацији.

Извештај као подлогу користи све релевантне студије развоја преносног система и законске и друге регулаторне акте дефинисане у овој области. Извештај се састоји од детаљних анализа Програма и Планова реализације Приоритетних програма који се односе на развој преносног система, укључујући и развој информационих технологија и телекомуникационих система за унапређење система управљања и тржишних активности. Са финансијске тачке гледишта, трошкови и временски план предвиђених инвестиција имаће директан утицај на будуће тарифне нивое и на финансијску прогнозу пословног плана.

9.1. СТАЊЕ ИЗГРАЂЕНОСТИ И ОСНОВНЕ КАРАКТЕРИСТИКЕ РАДА

Преносни систем електричне енергије чини мрежа 400 kV, 220 kV и део мреже 110 kV, као и други енергетски објекти, телекомуникациони систем,

информациони систем и друга инфраструктура неопходна за функционисање електроенергетског система (табеле 9.1 и 9.2).

Мрежа 400 kV обезбеђује пренос енергије од највећих произвођача до трансформаторских станица највећих инсталисаних снага и прекограничну размену електричне енергије. Од корисника преносне мреже на њу су прикључени произвођачи електричне енергије (ХЕ Ђердап 1, ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А, ТЕНТ Б И ТЕ Косово Б) и суседни преносни системи преко интерконективних далеководва (Румунија, Бугарска, Мађарска, Хрватска, Македонија, Црна Гора и Босна и Херцеговина).

У наредном периоду предвиђа се даљи интензиван развој ове мреже као и изградња нових трансформаторских станица.

Мрежа 220 kV је интензивно развијана током 60-тих година прошлог века, док је у последње време њен развој практично обустављен. Са 400 kV мрежом она је повезана преко 11 трансформатора 400/220 kV који се налазе у 7 трансформаторских станица. Мрежа 220 kV је посебно развијена на потезу Обреновац – Бајина Башта – Ниш. Од корисника преносне мреже 220 kV на њу су прикључени произвођачи електричне енергије (ТЕНТ А, ХЕ И РХЕ Бајина Башта, ХЕ Бистрица, ТЕ Косово А), индустријски потрошачи (ТС ХИП 2), као и суседни преносни системи (по два далеководва ка Црној Гори и Македонији /тренутно су ван погона/ и по један ка Босни и Херцеговини и Албанији).

Део мреже 110 kV има улогу преносне мреже, док је део мреже тог напонског нивоа практично дистрибутивна мрежа. Ова мрежа је са мрежама 400 kV и 220 kV повезана преко 11 трансформатора 400/110 kV односно 39 трансформатора 220/110 kV. Од корисника преносне мреже на њу су прикључени:

- 1) Произвођачи електричне енергије (14 електрана);
- 2) Индустријски комплекси (на пр. железара US STEEL у Смедереву, цементаре у Беочину, Косјерићу и Поповцу и други);
- 3) Електровучне подстанице;
- 4) Електродистрибуције;
- 5) Суседни преносни системи (укупно 9 интерконективних далеководва који се користе за међусобно испомагање система у острвском раду).

У будућности је предвиђено да објекти 110/x kV пређу у надлежност електродистрибуција, али сада још увек постоји значајан број ових објеката који су у власништву ЕМС-а.

Табела 9.1. Стање далеководва у ЈП Електромрежа Србије

ПОГОН ПРЕНОСА	ДВ 10 kV	ДВ 35 kV		ДВ 110 kV		ДВ 220 kV		ДВ 400 kV		укупно
		једноструки (km)	двоструки (km)	једноструки (km)	двоструки (km)	једноструки (km)	двоструки (km)	једноструки (km)	двоструки (km)	
Београд		4,73	43,52	738,35	496,76	227,94	85,43	352,69		1.949,42
Бор		28,66	34,69	426,02	40,50			234,79		764,66
Ваљево		26,95		688,10	220,28	942,02	15,39			1.892,74
Крушевац	4,04	107,91		1206,21	35,16	305,48		395,94		2.054,74
Нови Сад				1.303,20	56,40	306,54		483,80	2,84	2.152,78
Обилић				49,83						49,83

(ЕМС)										
Обилић (УНМИК)				562,59	6,38	286,80		179,56		1.035,33
ЕМС без Космета	4,04	168,25	78,21	4.411,71	849,10	1.781,98	100,82	1.467,22	2,84	8.864,17
Укупно	4,04	168,25	78,21	4.974,30	855,48	2.068,78	100,82	1.646,78	2,84	9.899,50

Табела 9.2. Капацитети постројења по погонима преноса ЕМС

	400/X kV/kV			220/X kV/kV			110/X kV/kV			Укупно		
	Број постр. (ком)	Број трансф. (ком)	Инстал. снага (MVA)	Број постр. (ком)	Број трансф. (ком)	Инстал. снага (MVA)	Број постр. (ком)	Број трансф. (ком)	Инстал. снага (MVA)	Број постр. (ком)	Број трансф. (ком)	Инстал. снага (MVA)
Београд	6	7	2.600	5	11	2.200	19	39	1.652,5	30	57	6.452,5
Бор	2	1	150				11	26	716,5	13	27	866,5
Ваљево				5	8	1.081,5	9	19	495	14	27	1.576,5
Крушевац	3	6	1.900	3	7	1.050	19	35	983	25	48	3.933
Нови Сад	4	6	2.000	2	6	950		1	20	6	13	2.970
Обилић	1	2	800	3	4	600	3	6	183	7	12	1.583
Укупно	16	22	7.450	18	36	5.881,5	61	126	4.050	95	184	17.381,5

Повећање поузданости рада високонапонске опреме, испоруке електричне енергије и сигурности рада преносног система постављају се као примарни задаци приликом планирања његовог развоја. Поједине трансформаторске станице 400/x kV (на пример ТС Београд 8), трансформаторске станице 220/x kV: ТС Београд 3, ТС Београд 5, ТС Србобран, ТС Крушевац 1, као и велики број трансформаторских станица 110/x kV су у доста лошем стању и неопходна је њихова значајна реконструкција. Отписаност вредности постојеће опреме је достигла 85%, што се, пре свега, односи на мрежу 110 kV и 220 kV напонског нивоа, а замена те опреме није достигла задовољавајући ниво. Поред тога, дугогодишњи застој у развоју преносног система узрокован недостатком средстава доводи до постојања несигурних радних стања која потенцијално могу да угрозе нормалан рад делова електроенергетског система при садашњем нивоу оптерећења, што ће постати још изразитије при раду система са повећаним нивоом оптерећења, очекиваном у наредном периоду.

Недовољна развијеност, посебно делова мреже 110 kV утицала је на износе губитака у преносу, који су у ранијем периоду били реда 3% укупне енергије мерене на прагу преноса. Поред тога, на ниво губитака у великој мери утиче и старост опреме у трансформаторским станицама и на водовима, која доводи до повећаног броја испада и/или неопходности искључивања елемената система (водова или трансформатора) због ремонта, што неминовно повлачи за собом прераспodelу токова снага, и додатно оптерећивање електрично блиских елемената. Наравно, то води повећању укупних губитака активне и реактивне снаге, односно енергије, поготово ако су такве погонске ситуације дужег трајања. такође, централна позиција електроенергетског система Републике Србије у регионалном тржишту електричне енергије југоисточне Европе, доводи до високог нивоа транзита кроз нашу земљу, који такође утиче на износ губитака снаге и енергије.

Анализе су показале да се инвестицијама у појачање преносне мреже врло брзо постижу позитивни ефекти у смислу смањења губитака електричне енергије.

Спроведене анализе су указале на чињеницу да су губици битно повећани услед заостајања у реализацији развојних планова ЕМС-а, тј. кашњења изградње нових трансформаторских станица и нових водова. Реализацијом Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године, односно изградњом водова и трансформатора највишег приоритета, предвиђених Програмом остваривања Стратегије, губици су у 2007. години смањени на 2,67% укупне енергије која је ушла у преносни систем, а у 2008. години додатно смањени на 2,51%. Важно је указати да је са увођењем првих нових објеката у погон (према планерским приоритетима) остварено знатно смањења губитака. Наиме, у каснијим фазама, код боље изграђености мреже, увођење нових објеката ће имати мањи инкрементални ефекат на губитке.

За коректан рад преносног система од великог значаја су и мере експлоатационог карактера, од којих је посебно значајно одржавање напона у преносном систему на жељеним вредностима. Евидентан проблем регулације напона је узрокован општим дефицитом реактивне снаге у систему. Електроенергетски систем Србије у просеку преузима више од 500 Mvar од суседних система. Као последица тог дефицита имају се лоше напонске прилике, посебно на правцу 220 kV ТС Ниш 2 – ТС Пожега у зимском периоду. Појава снижених напона је последица и недовољне производње у косовским електранама, али и вишегодишњег непрекидног раста потрошње на овом подручју, чиме су практично исцрпљене преносне могућности мреже у региону. Такође, проблеми са немогућношћу управљања напонским приликама се у неким радним режимима јављају и у појединим деловима мреже 110 kV (на пример Југоисточна Србија). Како су, уз примену новог SCADA/EMS система у Националном диспечерском центру, практично исцрпљене могућности по питању оптимизације токова снага, преостаје да се сагледају потребе и могућности уградње додатних регулационих уређаја (регулациони трансформатори, трансформатори са фазним померајем, статички компензациони системи) унутар преносног система и увођења 400 kV мреже у деловима који се сада напајају из 220 kV мреже, односно 110 kV мреже.

Од значаја за рад преносног система је и прецизно мерење електричне енергије на улазу и излазу из преносне мреже, односно мере којима би се и организациона шема и техничка средства за мерење и праћење довели до нивоа да се тачност може гарантовати. Одредбе Правила о раду преносног система и Техничке препоруке, којима се налаже да се мерење производње електричне енергије на свим електранама врши на високонапонској страни блок трансформатора, морале би се обавезно спровести без обзира на ниво улагања који захтевају и то у разумном року.

9.2. РАЗВОЈ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА

У условима дерегулације, планирање развоја преносног система претрпело је и извесне измене у односу на вертикално организоване електропривреде, иако сами технички критеријуми нису измењени. Измене се првенствено односе на препознавање будућих распореда производње који ће бити тржишно оправдани и процене могућих износа увоза, извоза и транзита. При томе је потребно имати на уму да се у оваквом окружењу више не располаже поузданим подацима о будућим прикључењима на преносни систем. Из оваквог скупа не баш поузданих података потребно је сагледати оптимални развој преносног система са становишта

економских параметара, уз неопходно задовољење техничких услова. Осим изградње нових преносних објеката, планом развоја се мора предвидети и доградња, реконструкција и ревитализација постојећих преносних објеката.

Развој преносне мреже мора да прати растуће потребе за електричном енергијом у Републици Србији. У периоду 2002–2012. године, очекује се просечна годишња стопа раста потрошње укупне електричне енергије од око 1,8%, а вршне снаге од 1%. Ова прогноза, добијена на основу података о очекиваној потрошњи појединих дистрибутивних предузећа у разматраном периоду, значајно је условљена привредним растом у Републици Србији, а формирана је на основу очекиваног релативно раста бруто додатне вредности (БДВ) у индустрији 0,8% и у услужном сектору 5,4%, док се услед унапређења тарифног система и корекције цена у области енергетике, као и рационализације услед примене мера енергетске ефикасности, очекује почетни пад потрошње у домаћинствима, уз враћање на садашњи ниво на крају разматраног периода.

Анализе указују на неадекватност расположивих производних капацитета да покрију потрошњу електричне енергије у Републици Србији, тако да одсуство изградње нових производних капацитета условљава увоз електричне енергије, а тиме и потребу развоја преносне мреже у смеру што бољег повезивања са земљама региона. Синхрони рад у UCTE интерконекцији даје несумњиве погодности везане за повећане могућности размене електричне енергије и умањење ризика у погледу набавке дела недостајућих количина електричне енергије. Побољшање веза са суседним земљама омогућава и учешће у регионалном тржишту електричне енергије југоисточне Европе. Централно место електроенергетског система Србије у Југоисточној Европи (преносни систем Србије је путем интерконективних водова повезан са 8 земаља региона, тј. суседних оператора система, док су остале земље повезане са највише 4-5) омогућава да се одређене користи могу извући и из повећаних транзита кроз електроенергетски систем Србије. Поред тога, постоји интерес да неке регионалне функције буду лоциране у Београду (функција координатора UCTE регулационог и обрачунског блока који чине електроенергетски системи Србије, Македоније и Црне Горе, као и одређене функције обрачуна и регулације на регионалном тржишту).

Учесће у регионалном тржишту условљава довођење ЈП EMC у облик модерно организованог предузећа у складу са европским нормама. То подразумева и увођење и оспособљавање свих функција техничког система управљања. У домену диспечерског управљања потребно је пре свега унапредити коришћење свих функција управљања у реалном времену које су реализоване пројектом SCADA/EMS система финансираног донацијом швајцарске владе (SCADA, AGC, естиматор стања, мрежне анализе), односно користити управљачки систем са комплетном функционалношћу. Тренутно, ограничавајући фактор не представља коришћење апликација од стране планерског и оперативног особља, већ недостатак мерења, првенствено из производних и дистрибутивних објеката, као и објеката купаца који су прикључени на 110 kV преносни систем. Управо се овоме у наредном периоду мора посветити посебна пажња. Поред тога, потребно је интензивно радити на унапређењу размене података са суседним електроенергетским системима, чиме би се омогућило и сагледавање токова снага суседних система у анализама у реалном времену.

Телекомуникације представљају област која се брзо развија. Изградња савременог телекомуникационог система, код ког већ постоји добар део потребне инфраструктуре, омогућава не само задовољавање техничких потреба, него и пружање услуга другим корисницима, а тиме и остваривање додатног прихода. У домену телекомуникација основни правци развоја су формирање телекомуникационе преносне мреже, телефонске мреже и мреже мобилних радио веза, при чему је основа савременог телекомуникационог система телекомуникациона преносна мрежа реализована оптичким системом преноса и делом усмереним радио-релејним везама.

Анализе развоја преносне мреже урађене су у складу са датим захтевима који се односе на планирано повећање потрошње у електроенергетском систему Србије, као и услове повезивања и обезбеђивања очекиваних транзита на регионалном тржишту енергије.

Такође је узето у обзир да ће регион у целини у наредним годинама вероватно смањивати производне могућности (затварање старијих блокова у НЕ Козлодуј у Бугарској и неекономичних електрана у Румунији, уз неизвесну изградњу нових капацитета). Евентуални вишкови производних капацитета се могу очекивати на територији Косова, али њихова експлоатација је и даље везана за високи ризик политичког карактера због чега је претпостављено да се дефицит електричне енергије у Југоисточној Европи највећим делом покрива производњом у централној Европи и Украјини.

Уколико се на територији Аутономне покрајине Косово и Метохија изграде нови производни капацитети, све до сада рађене анализе указују да преносни систем Србије нема довољну изграђеност капацитета за евакуацију некада планираних 2100 MW из нових електрана. Неопходна изградња нових преносних капацитета за евакуацију снаге из нових електрана може бити одређена само детаљном студијом уклапања за сваки конкретан случај изградње електрана, што је случај и при предвиђеном прикључивању ТЕ Колубара Б 2x350 MW, ТЕНТ БЗ 700 MW и ТЕ-ТО Нови Сад 450 MW. Сличне студије за одређивање потреба изградње нових преносних капацитета су неопходне и при евентуалном прикључивању већих потрошача – индустријских комплекса, при чему се и ту, као и код прикључивања нових електрана, реализација неопходног проширења дефинише посебним уговором са инвеститором.

Дефинисањем развоја преносног система су обухваћене и неизвесности услед могућег прикључења и неопходности евакуације снаге из потенцијалних нових обновљивих извора енергије који би били изграђени на територији Републике Србије. До краја 2008. године су исказани захтеви за издавање мишљења о могућности и условима прикључења за преко 1000 MW инсталисане снаге оваквих извора. Међутим, доношење планова развоја преносног система је битно условљено за сада недовољно дефинисаним третманом обновљивих извора енергије. Као посебно значајан проблем, истиче се проблем трошкова неопходних помоћних системских услуга. Реално је претпоставити да би, посебно за ветроелектране при њиховом већем учешћу у производњи електричне енергије, ови трошкови могли бити јако високи. То указује на неопходност израде студија којима би се ови трошкови одредили, као и доношења одговарајућих законских аката, којима би се дефинисала правила при прикључивању и раду ветроелектрана. Разматраним планом

развоја преносне мреже ови трошкови нису обухваћени, већ је проблем евакуације снаге третиран са становишта сигурности система.

При планирању развоја преносне мреже поред испуњења критеријума сигурности рада постојеће преносне мреже, везано за снабдевање електричном енергијом потрошача у Србији, анализирани су и утицаји очекиваних транзита електричне енергије преко преносне мреже Србије.

9.2.1. Преглед капиталних инвестиција по областима

Највећи део инвестиција током периода разматраног у програму остваривања стратегије развоја преносне мреже је посвећено рехабилитацији и унапређењу преносног система, али су значајне инвестиције предвиђене и у ИТ и осталим областима. Овај одељак се ограничава на то да основне типове капиталних инвестиција планираних за електропреносни систем групише и рангира пројекте по приоритетима, анализира реализоване и специфицира планиране трошкове до 2012. године.

Као и у Програму остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије, појединачни инвестициони пројекти ранжирани су на основу техничких приоритета. Идентификована су четири нивоа техничких приоритета:

0. Приоритет - апсолутно неопходан за обезбеђење погонске сигурности и задовољавајућих перформанси рада система. Финансирање је обезбеђено, извршена је тендерска процедура, реализација пројеката је или у току, са мањим или већим кашњењем у реализацији, или је већ завршена у почетним годинама остваривања стратегије развоја.

I. Неопходан - потребан за унапређење рада система, смањење губитака, повећање ефикасности, испуњење УСТЕ/регионалних стандарда итд. Пројекти су идентификовани и пројекти су у фази обезбеђења финансија и почетка реализације.

II. Пожељан - потребан за унапређење перформанси рада система и испуњење еколошких стандарда. Финансирање још увек није идентификовано и/или обезбеђено.

III. Будући - планирани пројекти који нису ургентни. Пројекти су идентификовани у односу на постојећи систем и могу постати вишег приоритета у зависности од развоја и потреба мреже.

Сви екстерно финансирани пројекти (EBRD, EIB, EAR итд.) у преносној мрежи идентификовани су као пројекти приоритета 0 (око 115 милиона ЕУР екстерних финансија) и њихово финансирање је одобрено. Неки од ових пројеката су у претходном периоду реализовани, а неки се налазе у фази реализације.

Програмом остваривања стратегије је идентификовано око 219 милиона евра приоритетних пројеката од укупног износа од 403,64 милиона евра. Већина ових инвестиција у преносну мрежу и ИТ пројекте финансираће се од стране EBRD, EIB, као и донација од EAR. У периоду 2007 – 2008. године реализовано је око 77 милиона ЕУР у преносну мрежу, око 18 милиона ЕУР у ИТ и телекомуникациону мрежу и 8,1 милион ЕУР за остале инвестиције. Овим изменама и допунама Програма остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије идентификовано је још неколико пројеката различитих приоритета, тако да је укупан

предвиђени износ свих пројеката повећан на око 530 милиона ЕУР. При томе су пројекти у укупној вредности од 68 милиона евра завршени док се за преостали период до 2012. године предвиђају потребна финансијска средства од 361,2 милиона ЕУР. Табела 9.3 сумира планиране капиталне инвестиције по секторима за наредни период 2009-2012. године.

Табела 9.3: Инвестициони и развојни план по областима и приоритетима (2009 – 2012)

Сумарна табела: Инвестициони и развојни план електропреносног система (у мил. ЕУР)					
Области капиталних инвестиција:	Приор. 0	Приор. I	Приор. I/II	Приор. II	Укупно
I. Преносна мрежа	129,30	88,23	153,77	68,82	440,12
II. ИТ и Телекомуникација	0,00	14,52	4,19	0,00	18,71
III. Остале инвестиције	2,90	0,00	0,00	0,00	2,90
Укупно	132,20	102,75	157,96	68,82	461,73

Одговарајућа добит од инвестиција пласираних у периоду 2007-2012. године се очекује релативно брзо, посебно у областима где се она може квантификовати, као што је смањење губитака. Остале области где добит није могуће егзактно квантификовати, али она недвосмислено постоји, обухватају повећање сигурности напајања, увећање преносних капацитета, смањење трошкова одржавања и унапређење стандарда рада. Упркос овим користима, тешко је оправдати потпуни износ приоритетних инвестиција искључиво на економским принципима, без уважавања чињенице да су многи пројекти у техничком смислу обавезни и да се без њих повећава могућност прекида испоруке електричне енергије.

Способност преносне компаније да покрије своје дужничке обавезе и финансира свој развој биће критична ставка за испуњење обавеза које ЕМС има као оператор преносног система. Постојеће цене преноса енергије не покривају оперативне трошкове или текуће финансијске трошкове. Од кредитора и донатора је обезбеђено преко 115 милиона ЕУР за инвестиције у преносну мрежу, док ће остала неопходна средства обезбедити ЈП ЕМС. Укупни финансијски параметри плана ће зависити од тарифа за пренос енергије као и од прихода за остале услуге.

9.2.2. Области инвестирања у преносни систем

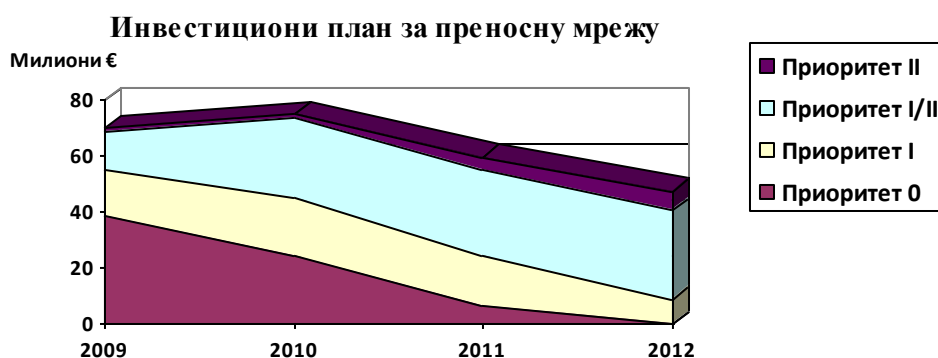
Постојећа мрежа обезбеђује нормално напајање потрошача и при великом броју радних режима са кваровима у преносној мрежи, али постоје проблеми који су последица оштећења и недостатка инвестирања у периоду 1990–2000. године. Већи број инвестиционих пројеката је већ започет у циљу рехабилитације и унапређења мреже, а један број пројеката је реализован у претходном периоду, са већ уоченим значајним позитивним ефектима на рад система. Уз преносну мрежу, друга најважнија област инвестирања обухвата рачунарске и телекомуникационе системе за управљање системом и администрацију тржишта електричне енергије. Пет међусобно повезаних ИТ система су набављени и инсталирани. Њихова укупна вредност износи око 15 милиона ЕУР. Како су у питању осетљиви системи који захтевају редовно одржавање и унапређивање, што се мора уговорити са

испоручиоцима опреме, јасно је да се у те сврхе морају издвојити значајна средства. Такође, планиране су и одређене инвестиције у телекомуникациони систем. Коначно, област преосталих значајних инвестиција укључује рачунаре и остало (рачуноводствени системи итд.). Ове инвестиције су планиране у функцији броја радника. Ове три области (преносни систем, ИТ и телекомуникације и остале инвестиције) чине основе инвестиционог и развојног плана преносног система. У погледу текућих потреба, већина (око 90%) идентификованих капиталних инвестиција намењена је за преносни систем.

9.2.2.1. Преносни систем

За рехабилитацију и проширење преносне мреже развијен је свеобухватан и амбициозан инвестициони план. На слици 9.1. приказане су планиране инвестиције у наредном периоду (2009 – 2012. година), са уваженим изменама и допунама програма остваривања стратегије развоја за преносни систем према приоритетним нивоима.

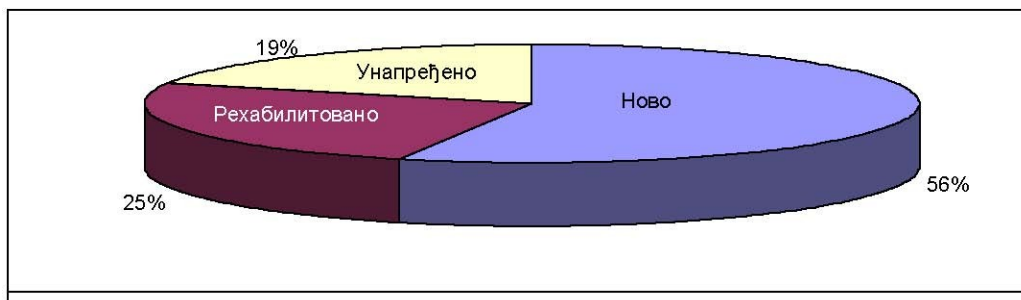
Слика 9.1. Планиране инвестиције за преносни систем према приоритетним нивоима (2009 – 2012)



Овај план предвиђа наставак активности на одржавању и унапређењу постојећих и изградњу нових капацитета, као и интерконективних веза у циљу растерећења мреже и будућих регионалних размена. Од у програму остваривања стратегије идентификованих 197 милиона ЕУР приоритетних капиталних инвестиција у преносној мрежи, реализовани су пројекти у укупној вредности од 68 милиона ЕУР. Они су реализовани највећим делом кроз EBRD и EIB кредитне програме. Донација, коју је обезбедио EAR, од 22 милиона евра је распоређена на изградњу далековода од Ниша до македонске границе.

У погледу типа инвестиционих пројеката, већи део укупног плана односи се на изградњу нових капацитета, праћену рехабилитацијом и унапређењем постојеће мреже. Анализа типова инвестиција у преносну мрежу за почетни период остваривања стратегије развоја преносне мреже приказана је на слици 9.2.

Слика 9.2. Анализа типова инвестиција у преносну мрежу



Већи део инвестиционих пројеката концентрисан је на високонапонски преносни ниво (400 kV). Од укупно планираних капиталних инвестиција у преносну мрежу 67% је намењено за 400 kV инфраструктуру, док је око 12% намењено за 220 kV напонски ниво и 21% за 110 kV напонски ниво (који је повезан са реализацијом планова развоја 110 kV по дистрибутивним компанијама, односно прикључењем нових ТС 110/x kV на преносни систем).

9.2.2.2. ИТ и телекомуникације

Неколико великих ИТ и телекомуникационих инвестиција је планирано са увођењем нових системских и тржишних активности. Те инвестиције чине око 4% укупних инвестиција у оквиру Инвестиционог и развојног плана.

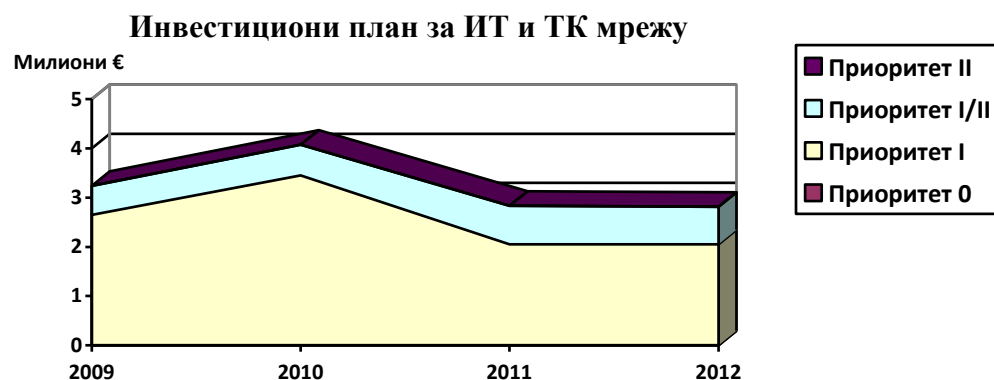
ИТ инвестиције су фокусиране на даље унапређење система управљања и будућих тржишних активности. Инвестиције у телекомуникациони систем имају за циљ да повећају квалитет и поузданост системских података.

ИТ инвестиције обухватају само инвестиције у управљачки систем (не укључују телекомуникације, персоналне рачунаре, итд). Системе SCADA/EMS и SRAAMD (System for Remote Acquisition and Accounting of Metering Data – систем за даљинско прикупљање и обраду мерних података) је финансирала швајцарска влада, односно организација SECO, док су систем за управљање тржиштем електричне енергије и систем за алокацију капацитета финансирани из ЕАР донација. SCADA систем и SRAAMD систем за даљинску аквизицију и обрачунско мерење, као и функције управљања тржиштем и финансирани су из ЕАР донација.

Тренутно, управљачки систем је потпуно ослоњен на недовољно поуздан и разуђен телекомуникациони систем, који је у развоју. Инвестиције у телекомуникације су неопходне за унапређење система како би планирани ИТ управљачки систем радио са потребном расположивошћу.

На слици 9.3. приказане су планиране инвестиције у наредном периоду (2009 – 2012. година), у ИТ и телекомуникације према приоритетним нивоима.

Слика 9.3. Планиране инвестиције за ИТ и телекомуникације према приоритетним нивоима (2009 – 2012)



9.2.2.3. Остале инвестиције

Планиране су и одређене капиталне инвестиције које ће ЕМС финансирати сопственим средствима и оне обухватају реконструкцију и унапређење постојећих капацитета, унапређење ИТ система и резервну опрему.

9.2.3. Технички опис приоритетних инвестиционих пројеката

У следећем одељку приказан је кратак технички опис идентификованих пројеката капиталних инвестиција у преносни систем, док су у одељцима 9.2.3.2 и 9.2.3.3 дати прикази идентификованих пројеката у ИТ и телекомуникације и остале инвестиције. Поред описа приоритетних пројеката, за сваки од идентификованих пројеката дат је и податак којој групи приоритета припада, о величини и извору обезбеђених екстерних финансијских средстава за његову реализацију, као и о стању његове реализације. При том су посебно издвојени пројекти чија је реализација завршена, док је за пројекте идентификоване у фази израде измена и допуна програма остваривања Стратегије развоја дата посебна назнака.

9.2.3.1. Преносни систем

Пројекти који су у Програму остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године дати као приоритетни, а чија је реализација завршена, су:

1. Проширење ТС Сремска Митровица 2, којим је уведена 400/220 kV трансформација у постојећу ТС 220/110 kV, са циљем да се преносна мрежа која напаја Војводину појача још једним 400 kV водом, чиме се напон посматраног дела

Војводине подиже за неколико kV, уз унапређење поузданости снабдевања региона. Посебну корист од ове инвестиције представља и растерећење 220 kV водова који су важни за трансфер енергије од РХЕ Бајина Башта када је она у пумпном режиму. Такође се овом инвестицијом постиже и значајно смањење губитака у преносу.

2. Изградња 400 kV ТС Јагодина 4, којом је поправљена поузданост снабдевања градова Јагодина, Параћин, Ћуприја и Тићевац и омогућена значајна редукација губитака у преносу, заменом преноса преко 110 kV водова преносом преко 400 kV водова. На овај начин је значајно растерећена трансформација у ТС Крушевац 1, али и део 110 kV мреже у околини ТЕ Морава.

3. Изградња ТС Сомбор 3 и изградња надземног 400 kV вода Сомбор 3 – Суботица, којим је доведено 400 kV напајање у североисточни део Војводине и тако смањени губици у систему за око 10 MW у периоду вршног оптерећења. Ово проширење такође побољшава напонске прилике у овој области, које су пре тога у неким радним режимима биле критичне и поправља сигурност и поузданост у снабдевању целе Бачке.

4. Изградња 400 kV далековода ТС Сремска Митровица 2 – ТЕ Угљевик, којим је извршено повезивање преносног система Србије са системом Босне и Херцеговине, као и

5. Доградња ТС 220/110 kV Смедерево 3 (уградња другог трансформатора), којом је поправљена сигурност напајања (ово је нарочито важно за велике индустријске потрошаче – US Steel Serbia и Messer-Техногас).

Приоритетне инвестиције у преносну мрежу 400 kV, које су идентификоване изменама и допунама овог Програма или су у фази реализације, приказане су у табели 9.4.

Табела 9.4. Приоритетне инвестиције у преносну мрежу 400 kV

Ред Бр.	Објекат	Приорите т	Извор финансирањ а	Предрачунск а вредност (€)	Утрошен о до краја 2007 (€)
Реконструкција постојећих објеката					
1.1	ТС 400/220/110 kV Ниш 2	0	ЕІВ (5,6 М€)	7 700 000	3 000 000
1.2	ТС 400/220 kV Београд 8	0	ЕІВ (3,5 М€)	6 000 000	4 200 000
1.3	ТС 400/220/110 kV Нови Сад 3	0	ЕІВ (5,8 М€)	8 500 000	4 000 000
1.4	Реконструкција постројења електрана (Обреновац, Младост, ТС Бајина Башта, Ђердап)	I		18 000 000	
1.5	Замена 400 kV опреме и трансформатора	I		30 000 000	
1.6	Замена ДВ 220 kV са ДВ 400 kV	I/II		60 000 000	
Доградња у постојећим објектима					
1.7	ТС 400/220/110 kV Лесковац 2	0	ЕІВ (3,0 М€)	8 000 000	1 000 000
1.8	ТС 400/220/110 kV Смедерево 3	I		8 000 000	

1.9	ТС 400/(220)/110 kV Србобран	0	EIB (5,2 М€)	8 000 000	
1.10	ТС 400/220/110 kV Краљево 3	I/II		6 500 000	
1.11	ТС 400/220/110 kV Бајина Башта	II		10 000 000	
1.12	ТС 400/220/110 kV Зрењанин	II		6 500 000	
1.13	ТС 400/220/110 kV Шабац	II		6 500 000	
Изградња нових трансформаторских станица и далековода					
1.14	ТС 400/110 kV Београд 20	0	EBRD (16,8 М€)	27 500 000	2 000 000
1.15	ТС 400/110 kV Врање 4	I		17 000 000	
1.16	ДВ 400 kV Сомбор 3 – Печуј	II		11 000 000	
1.17	ДВ 400 kV Краљево 3–Крагујевац 2	I/II		10 000 000	
1.18	ДВ 400 kV Ниш 2 – Лесковац 2 – Врање 4 – Скопље (Штип)	0	EAR	30 725 000	725 000
1.19	ДВ 400 kV Србија - Румунија	I/II		16 000 000	
1.20	ДВ 400 kV Младост – Сремска Митровица 2	II		12 000 000	

Опис пројеката реконструкције и рехабилитације 400 kV објеката:

1. ТС 400/220/110 kV Ниш 2. Инсталисана снага трансформације 400/220/110 kV у овој ТС је сада 400+150+2x300 MVA. Трансформатор 220/110 kV, снаге 150 MVA, произведен је 1971. године и при крају је свог животног века. Пре демонтаже овог трансформатора неопходно је да електродистрибуција изгради други вод за напајање сопствене потрошње ТС Ниш 2, јер се тренутно сопствена потрошња напаја са терцијара трансформатора 220/110/10,5 kV. После његове демонтаже, због старости, два трансформатора 400/110 kV од по 300 MVA у овој ТС задовољила би потребе нормалног погона до краја разматраног периода. Међутим, при испаду једног од њих други би се, већ у 2015. години, преоптерећивао изнад 20%, ако у ХЕ Завој не би радила оба агрегата. Имајући то у виду, као и чињеницу да је један од постојећих трансформатора стар 30 година и да му је поузданост рада знатно смањена, трансформатор 220/110 kV се мења трећим трансформатором 400/110 kV, снаге 300 MVA, у периоду до 2009. године. На тај начин, у ТС Ниш 2, до краја разматраног периода – 2013. године, остала би три трансформатора 400/110 kV и један трансформатор 400/220 kV. За реконструкцију разводног постројења 400 kV и нови трансформатор 400/110 kV је предвиђено 7,700,000 €. Реализација овог пројекта је у току.

2. ТС 400/220 kV Београд 8. Реконструкција ове ТС је, у току и обухвата промену једнополне шеме 400 kV, односно замену постојећег система главних и помоћних сабирница са два система главних сабирница. Снага трансформације 400/220 kV остаје иста: 2x400 MVA. Број далеководних 400 kV поља остаје исти, док ће на 220 kV напонском нивоу бити уграђено спојно поље са диференцијалном заштитом сабирница. Након реконструкције, у нормалном погону, спојно поље 220 kV ће бити укључено.

3. ТС 400/220/110 kV Нови Сад 3. Осим реконструкције постројења 400 kV, 220 kV и 110 kV у ТС Нови Сад 3 је уграђен и други трансформатор 400/110 kV уместо трансформатора 220/110 kV. Уградњом овог трансформатора „N–1“ критеријум сигурности је задовољен без промена уклопног стања у преносној мрежи или ангажовања ТЕ–ТО Нови Сад. Реализација овог пројекта је у току.

4. Рехабилитација постројења електрана. Планом је предвиђена рехабилитација разводних постројења уз електране која су имовина ЈП ЕМС. Финансијска средства, предвиђена за ову рехабилитацију, у периоду 2008–2013. година износе 18,000,000 €.

Опис пројеката изградње и доградње 400 kV објеката:

1. ТС 400/110 kV Лесковац 2 Ова ТС ће се трансформисати заменом постојећег постројења 220 kV постројењем 400 kV. Прикључиће се на преносни систем 400 kV изградњом далековода 400 kV Ниш – Лесковац и Лесковац – Брање. Разлог трансформисања постојеће ТС 220/110 kV Лесковац 2 у ТС 400(220)/110 kV инсталисане снаге 150+300 MVA је повећање сигурности напајања подручја Лесковца. За доградњу разводног постројења 400 kV и нови трансформатор 400/110 kV биће утрошено 6,000,000 €. Очекује се да ће до краја 2009. године ова доградња бити завршена.

2. ТС 400/110 kV Смедерево 3 (1x300MVA) у постојећој ТС 220/110 kV Смедерево 3. Разлог трансформисања постојеће 220/110 kV Смедерево 3 у мешовиту ТС 400(220)/110 kV, је подизање нивоа сигурности напајања великих и осетљивих индустријских потрошача, као што су US Steel Serbia и Messer-Техногас. „N–1“ критеријум сигурности за време зимских вршних оптерећења, за постојећу преносну мрежу, није задовољен у случају испада ДВ 220 kV Београд 8 – ТС Смедерево 3 када било који од агрегата у ТЕ Костолац А није у погону. За доградњу разводног постројења 400 kV и нови трансформатор 400/110 kV биће утрошено 8,000,000 ЕУР. Реализација ове доградње је у припреми.

3. ТС 400/110 kV Србобран и њен прикључак на вод 400 kV. Највећи део опреме у постројењима 110 kV и 220 kV је надмашио животни век од 40 година, или је близу његовог краја. Уместо обнављања ову трансформаторску станицу потребно је трансформисати у ТС 400/110 kV и прикључити је на вод 400 kV Нови Сад 3 – Суботица 3. За доградњу разводног постројења 400 kV и нови трансформатор 400/110 kV ће бити утрошено 8,000,000 ЕУР. Пројекат је тренутно је у фази замене 110 kV опреме, док ће се уградња 400 kV опреме извршити накнадно, по набавци трансформатора.

4. ТС 400/220/110 kV Краљево 3. Као и у случају ТС Бајина Башга може се са великом извесношћу очекивати увођење 400 kV напонског нивоа у садашњу ТС

220/110 kV Краљево 3 и повезивање ТС Краљево 3 и ТС Крагујевац 2 на напонском нивоу 400 kV. ТС 220/110 kV Краљево 3 ће у првој етапи бити трансформаторска станица 400/220/110 kV а предвиђена вредност инвестиција износи 6,500,000 ЕУР.

Опис пројеката изградње нових 400 kV објеката:

1. ТС 400/110 kV Београд 20. Прикључењем ТС 400/110 kV Београд 20, снаге 2х300 MVA, на мрежу 400 kV и уклапањем у мрежу 110 kV, решава се питање сигурности напајања мреже 110 kV на подручју Београда, посебно оног дела на који су везане ТС 110/X kV у централном делу града. Локација ове ТС је у Орловици у зони Миријева. Уласком у погон ТС Београд 20 биће задовољен „N-1“ критеријум сигурности за случај испада трансформатора 220/110 kV у ТС Београд 17 и растерећени трансформатори 220/110 kV у ТС Београд 3. Процењено смањење губитака вршне снаге након уласка у погон ТС Београд 20 износи приближно 6 MW, односно електричне енергије у износу од приближно 30 GWh на годишњем нивоу. Прорачунато оптерећење за време зимског вршног оптерећења оба трансформатора 400/110 kV у ТС Београд 20, у тренутку уласка у погон, износи приближно 60 %. Предрачунска вредност инвестиција за ТС Београд 20, која обухвата и уклапање ове ТС у преносну мрежу, износи 27,500,000 €. Иако је извршено обезбеђивање финансијских средстава за ову трансформаторску станицу, реализација касни због проблема око избора локације и спорог откупа земљишта, које је до сада достигло 80% реализације, зашта је до сада утрошено око 2,000,000 ЕУР.

2. ТС 400/110 kV Врање 4 и далеководи 400 kV Лесковац – Врање и Врање – Штип. Изградња ТС 400/110 kV Врање 4 и уклапање у мрежу 110 kV је дугорочно решење за сигурно и квалитетно напајање подручја ЕД Врање. Уласком у погон ТС 400/110 kV Врање 4 напајање конзумног подручја ЕД Врање биће независно од ангажовања власинских електрана. Основни услов за изградњу ове ТС јесте изградња вода 400 kV Лесковац – Врање. У ову ТС ће бити инвестирано 17,500,000 ЕУР и предвиђено је да буде пуштена у погон до краја 2011. године.

3. ДВ 400 kV Крагујевац 2 – Краљево 3. Овај вод, дужине 50 km, је један од елемената преносне мреже који је планиран да се гради у првој фази преласка преносне мреже напонског нивоа 220 kV у западној Србији на напонски ниво 400 kV. Трансформацијом 400/220 kV у ТС Краљево 3 се повећава ефикасног и побољшава сигурност рада преносне мреже 220 kV на правцу Бајина Башта – Обреновац и Бајина Башта – Ниш. Планирани ниво инвестиција за овај далековод износи 10.000.000 ЕУР.

4. ДВ 400 kV Ниш 2 – Лесковац 2 – Врање 4 –Штип. Изградњом наведених далековада дужине 45+70+90 km респективно (око 40 km деонице Врање–Скопље је на територији Србије) стварају се услови за сигурно напајање електричном енергијом дела Србије јужно од Ниша (уз изградњу 400 kV трансформација у Лесковцу и Врању), односно подручја Јабланичког и Пчињског округа, која електричном енергијом снабдевају ЕД Лесковац и ЕД Врање. Други разлог за изградњу овог далековада је појачање интерконективних веза између Србије и Македоније. Анализе су показале да ДВ 400 kV Ниш 2 – Лесковац 2 – Врање 3 – Штип, са становишта сигурности, има значајну улогу при транзитима већих снага са севера, северозапада и североистока према Грчкој и Македонији, посебно у случајевима нерасположивости ДВ 400 kV Косово Б – Скопље и далековада између Бугарске, на једној страни и Грчке и Македоније, на другој страни. Инвестиција у овај интерконективни далековод износи 30.725.000 ЕУР и планирано је да деоница

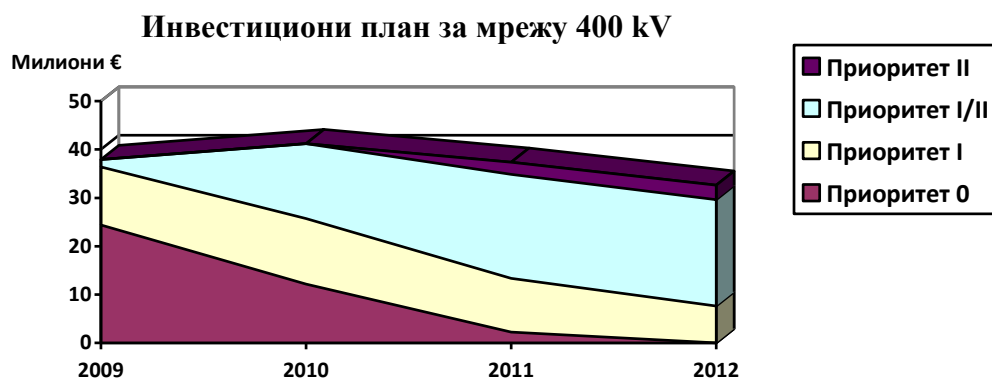
далековода Ниш – Лесковац буде у погону до краја 2009. године, док се завршетак радова очекује до краја 2010. године.

5. ДВ 400 kV Србија – Румунија. Изградња овог далековода представља значајан пројекат који ће унапредити рад преносног система Републике Србије у оквиру регионалног тржишта електричне енергије југоисточне Европе. Због међународног значаја овог интерконективног далековода, неопходно је усклађивање са румунским оператором преносног система, тако да се врше координисане анализе могућих решења. Предвиђено је да крајем јануара 2009. године буде завршена студија изводљивости, која би требало да да предлог решења, са избором чворишта у којима би далековод био повезан. Након тога се предвиђа ангажовање консултаната за израду идејног пројекта, као и пројекта утицаја на околину.

6. ДВ 400 kV Сомбор 3 – Печуј. Као и далековод између Србије и Румуније, овај интерконективни далековод представља значајан објекат којим ће се унапредити рад преносног система Републике Србије у оквиру регионалног тржишта електричне енергије југоисточне Европе. Због неопходног претходног усклађивања на међународним релацијама, овај пројекат је предвиђен као пројекат нижег припритета.

На слици 9.4. приказане су планиране инвестиције у наредном периоду (2009 – 2012 година), у 400 kV преносну мрежу, према приоритетним нивоима.

Слика 9.4. планиране инвестиције у наредном периоду (2009 – 2012 година), у 400 kV преносну мрежу, према приоритетним нивоима



Приоритетне инвестиције у преносну мрежу 220 kV, које су идентификоване програмом остваривања стратегије, приказане су у табели 9.5.

Табела 9.5. Приоритетне инвестиције у преносну мрежу 220 kV

Ред. Бр.	Објекат	Приоритет	Извор финансирања	Предрачунска вредност (ЕУР)	Утрошено до краја 2007 (ЕУР)
----------	---------	-----------	-------------------	-----------------------------	------------------------------

Реконструкција постојећих објеката					
2.1	ТС 220/110 kV Београд 3	0	ЕІВ (2,4+3 мил. ЕУР)	6.960.000	
2.2	ТС 220/110 kV Београд 5	0	ЕІВ (5,2 мил. ЕУР)	7.500.000	
2.3	ТС 220/110 kV Крушевац 1	0	ЕІВ (5,6 мил. ЕУР)	6.400.000	
2.4	Реконструкција водова 220 kV	II		12 000.000	
2.5	Замена 220 kV опреме и трансформатора	I/II		12.000.000	
Доградња у постојећим објектима					
2.6	ДВ 220 kV 231/1	I/II		1.150.000	
Изградња нових трансформаторских станица и далековода					
2.7	ТС 220/110 kV Бистрица	I		6.000.000	

Опис пројеката реконструкције и рехабилитације 220 kV објеката :

1. ТС 220/110 kV Београд 3. У ТС Београд 3 се замењује постојећа стара и дотрајала опрема у 6 поља 220 kV (2 трансформаторска + 3 далеководна + 1 спојно поље) и 12 поља 110 kV (2 трансформаторска + 9 далеководних + 1 спојно поље) у периоду до 2011. године. Вредност ове инвестиције износи 6,960,000 €. У току је замена 110 kV опреме, док се разматрају могућности увођења 400 kV далековода у ову трансформаторску станицу, чиме би се у потпуности заменила 220 kV опрема. Због присутних проблема дефинисања траса 400 kV далековода у ужој градској зони, овај пројекат је и даље означен као пројекат рехабилитације.

2. ТС 220/110 kV Београд 5. Осим реконструкције постројења 220 kV и 110 kV за ову ТС су предвиђена и два нова трансформатора 220/110 kV. Инсталисана снага ТС 220/110 kV Београд 5 ће бити повећана на 4x250 MVA. Финансијска средства потребна за реконструкцију, за коју се планира да буде завршена 2011. године, износе 7,500,000 €.

3. ТС 220/110 kV Крушевац 1. Предвиђена је реконструкција постројења 220 kV и 110 kV, док ће инсталисана снага остати 2x150 MVA. Због старости и дотрајалости, у свим пољима 220 kV комплетна постојећа опрема се мења новом, у периоду до 2011. године. Реализација овог пројекта је у току.

4. Реконструкција водова 220 kV и замена 220 kV опреме и трансформатора у 220 kV преносној мрежи су идентификовани као пројекти које је пожељно реализовати, због већ напред наведене чињенице да је 220 kV мрежа стара, са великим процентом вредности отписане опреме, чија је последица смањена поузданост, са повећаним бројем кварова и испада. Ова реконструкција је предвиђена за све објекте за које се економским анализама или збој постојања техничких ограничења (локације, проблеми заштите животне средине) утврди да је прелазак на напонски ниво 400 kV неприхватљив.

Опис пројеката доградње 220 kV објеката :

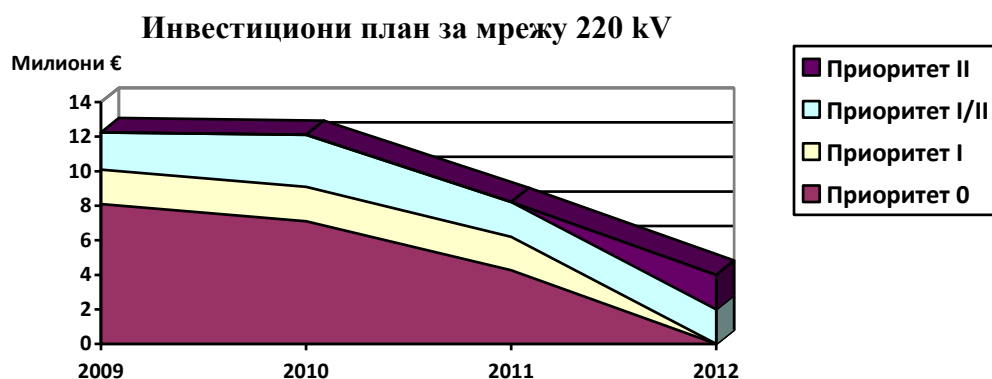
Увођење вода 220 kV ТС Бајина Башта – Обреновац у ТС 220/110 kV Ваљево 3. Овим увођењем постиже се равномерније оптерећивање водова 220 kV на правцу Бајина Башта – Ваљево – Обреновац, како у генераторском, тако и у пумпном режиму рада РХЕ Бајина Башта, а у већем броју радних режима добијају се и нешто мањи губици снаге у преносној мрежи Србије. Предвиђена вредност инвестиција износи 1.150.000 ЕУР.

Опис пројеката изградње нових 220 kV објеката:

ТС 220/110 kV Бистрица. Идеја о изградњи ТС 220/110 kV Бистрица базирана је на два основна разлога. Први је решавање проблема „крутог“ чворишта Вардиште, а други обезбеђивање сигурнијег напајања југозападнoг подручја Србије, које обухвата 8 општина (Чајетина, Нова Варош, Прибој, Пријепоље, Сјеница, Нови Пазар, Рашка и Тутин). Предвиђени ниво инвестиција за ТС 220/110 kV Бистрица износи 6,000,000 ЕУР. У току је израда студије изводљивости, чему је дат висок приоритет због важности овог чворишта за тржиште електричне енергије.

На слици 9.5. приказане су планиране инвестиције у наредном периоду (2009 – 2012 година), у 220 kV преносну мрежу, према приоритетним нивоима.

Слика 9.5. планиране инвестиције у наредном периоду (2009 – 2012 година), у 220 kV преносну мрежу, према приоритетним нивоима



Приоритетне инвестиције у преносну мрежу 110 kV, које су идентификоване програмом остваривања стратегије, приказане су у табели 9.6.

Табела 9.6. Приоритетне инвестиције у преносну мрежу 110 kV

Табела 9.6. Приоритетне инвестиције у преносну мрежу 110 kV

Ред. Бр.	Објекат	Приоритет	Извор финансирања	Предрачунска вредност (ЕУР)	Утрошено до краја 2007 (ЕУР)
----------	---------	-----------	-------------------	-----------------------------	------------------------------

Реконструкција постојећих објеката					
3.1	ТС 110/35 kV Пожаревац	I		612.000	
3.2	ТС 110/35/10 kV Београд 1	I		6.000.000	
3.3	ТС 110/35 kV Панчево 1	I		1.760. 000	
3.4	Грађевински делови постројења	I/II		5.100.000	
3.5	ДВ 110 kV Београд 3 - Костолац	0	EBRD	2.500.000	
3.6	ДВ 110 kV Ваљево 3 - Зворник	0	EBRD	6.300.000	
3.7	Реконструкција ДВ 110 kV	I/II		15.000.000	
Доградња у постојећим објектима					
3.8	ДВ 110 kV Београд 5 – Стара Пазова	I		716.000	
3.9	ДВ 110 kV Нови Сад 3 – Нови Сад 1	I		2.145.000	
3.10	ТС 110/35 kV Врање 2	0	WB, EAR	1.000.000	
3.11	ДВ 110 kV Пожега - Ивањица	0	WB	150.000	
3.12	Доградња ТС и РП	I/II		2.400.000	
3.13	Доградња ДВ	I/II		6.000 000	
3.14	Набавка опреме и материјала	I		6.000.000	
Изградња нових трансформаторских станица и далековода					
3.15	ДВ 110 kV Краљево – Рашка	I/II		5.000.000	
3.16	ДВ 110 kV Ниш 2 – Ниш 1	0	WB	1.965.000	50.000
3.17	ДВ 110 kV повећање поузданости	I/II		20.000.000	
3.18	ДВ 110 kV Мајданпек 2 – Мосна	0	WB	2.371.000	
3.19	ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 – Мосна	II		3.065.000	
3.20	ДВ 110 kV Мачванска Митровица – Сремска Митровица	0	WB	900.000	
3.21	ДВ 110 kV Мачванска Митровица - Богатић	0	WB	1.200.000	

У периоду од 2009. до 2012. године биће реконструисане следеће трансформаторске станице 110/x kV:

- 1) ТС 110/35 kV Пожаревац;
- 2) ТС 110/35/10 kV Београд 1 и
- 3) РП 110 kV Панчево 1

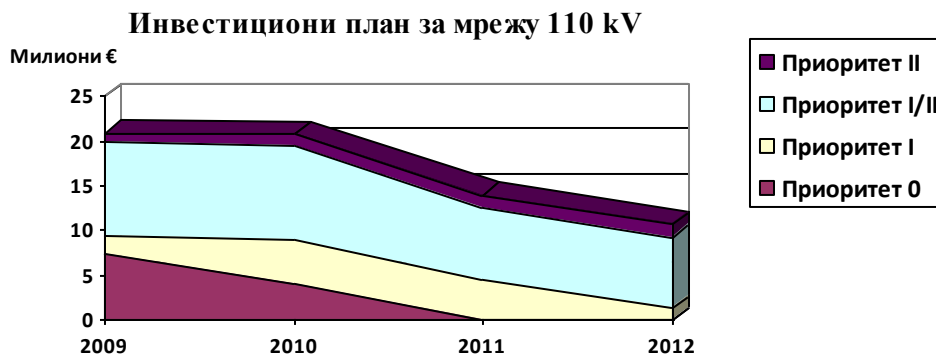
У овом периоду биће реконструисани двоструки далеководи 110 kV ХЕ Зворник – Осечина (Лозница) – Ваљево 3, број 106АБ и Београд 3 – Раља – Смедерево 2 – Смедерево 1 – Смедерево 4 – ТЕ Костолац, број 101АБ. Осим ова два двострука далековода 110 kV биће рехабилитовано још 1000 km 110 kV далековода. Рехабилитацијом ових 1000 km 110 kV далековода предвиђена је замена проводника, заштитне ужади, изолације и спојне опреме у вредности од 15.000.000 ЕУР, од тога у периоду до 2012. године 8.000.000 ЕУР. Реализација ове реконструкције касни због проблема са изабраним извођачима радова, што је довело до повећања неопходних средстава за реконструкцију, исказаног овим програмом остваривања стратегије.

Изградњи ДВ 110 kV Ниш 2 – Ниш 1 је такође дат велики приоритет. Због тешкоћа у обезбеђењу нове трасе одлучено је да се постојећи далековод демонтира и на истиј траси изгради нови двоструки далековод, пресека 240 mm², дужине приближно 13 km. Ниво инвестиција за нови ДВ 110 kV Ниш 2 – Ниш 1 износи 1.965.000 ЕУР. Поред овог пројекта од АРЛ пројекта је у завршној фази реализације и изградња ДВ 110 kV Мачванска Митровица – Богатић, у склопу изградње ТС 110/20 kV Мачванска Митровица. Радови на изградњи ове трансформаторске станице су започети и њен завршетак се може очекивати 2009. године. Такође је извршено увођење далековода у ТС 110/35 kV Ариље, док се за завршетак реализације увођења далековода у ТС Ниш 8 и ТС Врање 2, који су, као и ТС 110/20 kV Мачванска Митровица и ТС 110/35 kV Ариље у власништву дистрибутивних предузећа ЕПС-а, усклађује са изградњом ових трансформаторских станица.

У мрежи 110 kV напона постоји још велики број идентификованих пројеката различитих приоритета, међутим, због трансформације власничких односа, за њихову реализацију ће бити одговорна електродистрибутивна предузећа, те ти пројекти у овом извештају нису наведени.

На слици 9.6. приказане су планиране инвестиције у наредном периоду (2009 – 2012 година), у 110 kV преносну мрежу, према приоритетним нивоима.

Слика 9.6. планиране инвестиције у наредном периоду (2009 – 2012 година), у 110 kV преносну мрежу, према приоритетним нивоима



9.2.3.2. ИТ и Телекомуникације

Пуна функционалност новог систем за управљање (SCADA/EMS) у Националном диспечерском центру добиће се након обезбеђивања неопходних мерења и сигнала из свих производних објеката, већине дистрибутивних објеката и објеката купаца. Посебно треба истаћи потребу за реализацијом размене података у реалном времену са суседним преносним системима. На крају, са становишта управљања на највишем нивоу, пројекат који би требало да се оконча до 2010. године је установљивање резервног Националног диспечерског центра. Према садашњим сагледавањима, локација овог центра ће бити на ТС Београд 3.

На нивоу управљања преносним системом 110 kV, које се обавља из регионалних центара управљања, потребно је унапредити постојећи SCADA систем додавањем нових енергетских апликација, с тим што је предуслов за њихов коректан рад добијање неопходних података у реалном времену. Добијање ових података би првенствено требало да се реализује посредством директних веза са дистрибутивним центрима управљања.

Развој система за мерење електричне енергије и снаге на преносном систему може се поделити у два дела. Први део је реализован набавком мерне опреме којом се обезбедило повећање тачности и поузданости мерења електричне енергије и снаге и повећање расположивости мерних података: нови индуктивни напонски мерни трансформатори и струјни мерни трансформатори, нова високопрецизна бројила активне и реактивне енергије са могућношћу даљинског читавања, опрема за испитивање мерних уређаја на лицу места и др. Други део овог пројекта реализован је кроз набавку и инсталацију система за аутоматско даљинско читавање података, обраду података (SRAAMD – System for Remote Acquisition and Accounting of Metering Data), који омогућава и приказ мерних података корисницима преносног система преко Web платформе. Тај систем се састоји од модула за аутоматско даљинско прикупљање података, модула за приказ података преко Web платформе, модула за размену података са системима SCADA/EMS и MMS (систем за администрацију рада тржишта енергије), модула за синхронизацију и дистрибуцију тачног времена, те модула за креирање излазних извештаја. Овај систем је пуштен у рад 2005. године док је комуникациона инфраструктура према свим мерним местима заокружена 2006. године. За даље унапређење и развој овог система у наредном периоду приоритет је прелазак на комуникацију преко оптичких проводника, чиме ће се значајно побољшати квалитет, количина и доступност мерних података, уз смањење трошкова комуникације.

Изградњом инфраструктуре и применом података обезбеђеним посредством EMS/SCADA и SRAAMD пројекта, пројекат формирања тржишта ће обезбедити: повезаност купца и снабдевача, као и страна одговорних за контролу и обезбеђење биланса на тржишту енергије, изравнавање дијаграма, дневну контролу трансакција и дугорочну прогнозу потрошње.

Приоритетне инвестиције у ИТ и телекомуникације, које су предвиђене за реализацију у периоду 2009 – 2012. године, приказане су у табели 9.5.

Табела 9.5. Приоритетне инвестиције у ИТ и телекомуникациони систем (2009 – 2012. год.)

Ред. Бр.	Објекат	Приоритет	Извор финансирања	Предрачунска вредност (ЕУР)	Утрошено до краја 2007 (ЕУР)
ТСУ					
4.1	Припрема ТС 400 и 220 kV	I		410.000	
4.2	Припрема ТС 110 kV	I		410.000	
4.3	Модернизација крајњих станица	I/II		200.000	
4.4	Регионални диспечерски центри	I/II		390.000	
4.5	Радови на објектима ТСУ	I		1.200.000	
ТЕЛЕКОМУНИКАЦИЈЕ					
4.6	OPGW и проводни оптички каблови	I		5.800.000	
4.7	Телекомуникациона опрема	I		5.500.000	
4.8	Консултантске услуге	I		1.200.000	
4.9	Мобилни систем	I/II		1.800.000	
4.10	Радови на објектима ТК	I/II		1.800.000	

9.2.3.3. Остале инвестиције

Остале инвестије предвиђене за реализацију у периоду до 2012. године односе се на уређење нове амбуланте, израду уљних газдинстава, реконструкцију управне зграде као и реконструкцију и опремање осталих пословних објеката и магацинских простора ЕМС-а. Укупна предвиђена вредност ових инвестиција износи 2 900 000 ЕУР.

9.2.4. Приказ трошкова и добити

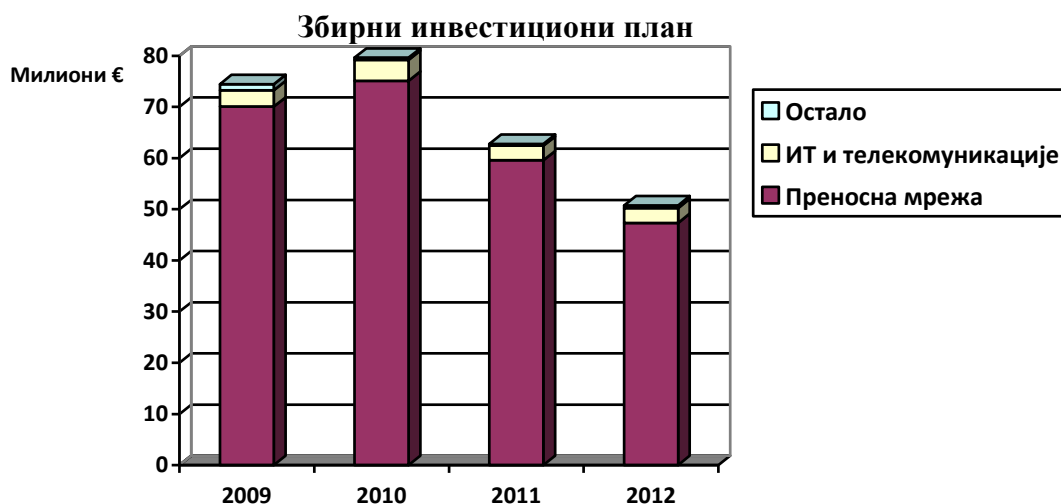
Већина пројеката презентованих у плану капиталних инвестиција има јака техничка образложења, али не указују увек јасно и на економску оправданост. Делом је то због чињенице да већина приоритетних инвестиција представља неопходне инвестиције у мрежи (где економска оптимизација има споредну улогу). Такође, процена економских добити од развоја преносне мреже представља знатно компликованији проблем у односу на, на пример, процене добити од промене типа примарних горива за производњу електричне енергије. Коначно, уобичајена валоризација техничке целисходности и инжењерске неопходности је често била преовлађујућа у односу на стриктна економска разматрања у јавним предузећима у многим централизовано планираним економијама, укључујући ЕМС. Како је већ наведено, у неким случајевима добит није могуће егзактно квантификовати али она недвосмислено постоји, нпр. повећањем сигурности напајања потрошача, увећањем капацитета и на тај начин смањење преоптерећење у одређеним радним режимима, смањењем трошкова одржавања, унапређење стандарда рада, и др.

Овде је дато разматрање инвестиционих трошкова и приказ процењених економских добити од свих пројеката у плану.

9.2.4.1. Прогнозирани трошкови пројекта до 2012. године

Планирани трошкови инвестиција по категоријама приказани су на слици 9.5.

Слика 9.5. Планирани трошкови инвестиција по категоријама



9.2.4.2. Области у којима се очекују финансијске уштеде

Комплетан план инвестиционих трошкова и имплементације пројеката дефинисан је и презентован у претходном поглављу. Потенцијалне економске користи укључују следеће:

Смањење губитака електричне енергије - Редуковање губитака у преносној мрежи смањује количину електричне енергије коју ЕМС мора да купи да би покрио губитке који се јављају у преносној мрежи. Иако су прогнозе кретања износа губитака предвиђале да ће се губици у систему смањити са почетних 3,06% на 2,5% пренете енергије тек до 2012. године, резултати су показали да је ово смањење било доста брже и да је достигнуто већ 2008. године.

Сигурност и поузданост напајања - Инвестиције које повећавају ове техничке карактеристике напајања електричном енергијом су мерене у односу на трошкове прекида испоруке електричне енергије и узимају у обзир шире ефекте поремећаја проузрокованих у индустријској производњи, трговини итд.

Повећање преносних капацитета - Повећање преносних капацитета елемената мреже дозвољава веће оптерећење, као и већу размену са суседним операторима

система и транзит. Инвестиције које доприносе повећању капацитета могу се мерити у односу на користи од таквих токова.

Смањено одржавање - Инвестиције којима се смањују потребе одржавања могу резултовати смањењем неопходног особља и трошкова материјала.

9.3. УТИЦАЈ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА НА ОКОЛИНУ

Развој преносне мреже се данас обавезно сагледава и у контексту заштите животне средине. Еколошки значај овог проблема је од подједнаке важности као и његова економска страна.

9.3.1. Утицај далековода

Утицај далековода испољава се делом преко заузетих површина, односно преко снижења вредности земљишта и других непокретности у области коридора далековода. Утицај на шумске еколошке системе се грубо може поделити на утицаје при изградњи далековода и утицаје при експлоатацији далековода.

Проводници далековода представљају опасност за птице на појединим локалитетима, или где постоје значајна станишта крупнијих птица, али су истраживања показала да су ови утицаји веома мали. Извор буке у околини далековода је познати феномен „короне” (локални електрични пробој ваздуха). Јачина настале буке зависна је од напонског нивоа и временских услова, а најјача бука се јавља када пада киша. Далеководи су иначе углавном тихи током сувих периода.

За далеководе, као и за трансформаторске станице значајна су електромагнетна поља индустријских фреквенција. Поред тога, по правилу, повећава се угроженост електричних и електронских уређаја у околини. У погледу могућих утицаја електромагнетног поља на човека могу се класификовати две категорије утицаја: краткорочни и дугорочни. У првој категорији утицаја ефекти су добро познати и генерално се описују густином струје унутар човечјег тела, која се може израчунавати применом одговарајућих метода. Ови ефекти су значајни за раднике, чије је радно место везано за повремену изложеност јаким електромагнетним пољима, а нису значајни за остало становништво.

Статички електрицитет индукован у околини високонапонских објеката може да буде извор непријатности за човека, али и живот човека може да буде угрожен додиром или недозвољеним приближавањем високонапонским објектима. Дугорочни ефекти излагања електромагнетном пољу ниског интензитета нису довољно проучени. При изградњи, одржавању и демонтажи далековода настају извесне количине отпада, међу којима су значајнији: искоришћени проводници, оштећени изолатори, метални делови стубова, отпадно дрво и мање количине отпада од коришћених материјала.

9.3.2. Утицај трансформаторских станица на заштиту животне средине

Приликом изградње трансформаторских станица, физички се запоседа одређена површина земљишта и пошто технички и економски захтеви диктирају лоцирање трансформаторских станица у близини великих потрошача, то све, по правилу, умањује комерцијалне вредности земљишта. Класични трансформатори користе трансформаторско уље као изолациони и расхладни флуид. Енергетски трансформатори могу да садрже велике количине уља. Иако се, при изградњи трансформаторских станица, уобичајено предвиђају и спроводе мере превенције, као

што су изградња заштитних када, уљне канализације и уљних сепаратора, није увек могуће спречити кварове и удесе. Уље има велики потенцијал за загађење, јер само један литар уља може да контаминира око милион литара воде. Истекло уље се шири по површини тла и продире у дубину, па може загадити дубље слојеве земље и подземне воде.

Поједини делови опреме при раду трансформаторских станица представљају континуиране или дисконтинуиране изворе буке. Главни извор буке у трансформаторским станицама представљају трансформатори, односно њихов систем за хлађење, који у континуитету производи нискофреквентну буку. Ниво буке коју трансформаторска станица емитује у околину, зависи од интензитета буке на извору, распореда објеката, близине оgrade, рељефа, флоре и може у појединим случајевима, да буде већи од законом дозвољених вредности.

Изградњом трансформаторских станица мења се изглед непосредног окружења постројења. Посебно су на промену изгледа осетљиве градске стамбене средине, зоне природних или културних добара, као што су паркови, туристички и рекреативни центри, споменици културе, археолошки остаци и сл.

Постројења за пренос су безначајни директни загађивачи ваздуха. Главни утицај представља емисија сумпорхексафлуорида (SF₆) из опреме пуњене овим гасом. То је синтетички безбојан, нетоксичан гас са одличним изолационим својствима, који се користи као замена за уље или ваздух у појединим типовима високонапонске опреме и за детекцију цурења воде у системима за хлађење каблова.

Такође, на трансформаторским станицама настају разне врсте отпада од којих су најзначајнији: истрошено уље, проводници, изолатори, расходована опрема и њени делови, батерије, пластични отпад, папир, дрво и др. Значајне количине насталог отпада имају материјалну вредност.

9.3.3. Предлог мера за заштиту животне средине код развоја преносне мреже

Ради спровођења ефикасне заштите животне средине у различитим фазама развоја преносне мреже неопходно је утврдити документе који регулишу ову проблематику и мере превентивног и корективног карактера, као и механизме контроле.

Мора се обезбедити да се при избору технологије и опреме оцењује и утицај на животну средину, и то и у фази пројектовања и у фазама извођења и одржавања опреме и објеката. Потребно је дефинисати приоритетну листу аспеката животне средине, критеријума и смерница за избор локације за нове објекте, стандардизацију техничких решења (типска техничка решења заштите за референтне објекте, као што су: уљна канализација за енергетске трансформаторе одређених напонских нивоа, заштита птица од жица далековаода и критеријуме за њихову примену), модернизацију презентације пројеката. У непосредној будућности ефектне презентације ће бити један од предуслова за брзо добијање потребних дозвола, јер ће бити неопходно убедити велики број заинтересованих странака у погодност одабраног решења. Ова мера је уско повезана и условљена модернизацијом пројектних алата и процеса пројектовања.

За унапређење постојеће праксе одржавања објеката препоручују се следеће мере: прописати обавезне мере заштите при одржавању опреме са SF₆. Унапређење енергетске ефикасности је један од основних приоритета за значајно смањење утицаја система за пренос електричне енергије. Такође, управљање опасним материјама мора бити унапређено. У циљу унапређења заштите животне средине и јавне слике о предузећу за пренос електричне енергије пожељно би било иницирати сопствени програм заштите природе. При конципирању програма треба се

консултовати са институцијама за заштиту природе. Међу прихватљивим мерама, које имају велики значај за заштиту животне средине и велики медијски капацитет су: програм садње дрвећа (посебно у угроженим зонама) и финансијска подршка програмима заштите угрожених птичијих и животињских врста.

Ове мере вршити систематски и у сагласности са мерама заштите животног света при пројектовању и изградњи објеката. У циљу праћења утицаја објеката и активности преносног система препоручује се дефинисање јединственог програма мерења.

10. ГРАДСКЕ ТОПЛАНЕ И ИНДИВИДУАЛНЕ КОТЛАРНИЦЕ

Поуздан и сигуран рад система даљинског грејања од изузетне је важности за стабилност функционисање електроенергетског система државе током зиме, када услед неусклађености производње и потрошње енергије свака нерегуларност у испоруци топлотне енергије упућује грађане на употребу електричне енергије за догревање стамбеног простора. У циљу унапређења рада система комуналног грејања у наредном периоду неопходно је спровођење бројних техничких, регулаторних и организационих мера који су описани у овом тексту.

10.1. СТРАТЕШКИ И РЕГУЛТОРНИ ОКВИР

Производња и дистрибуција топлотне енергије, управљање дистрибутивним системом за топлотну енергију и снабдевање енергијом тарифних купаца као енергетска делатност регулисана је Законом о енергетици („Службени гласник РС”, бр. 84/04). Према Закону о енергетици, надлежни органи јединица локалне самоуправе прописују услове снабдевања енергијом, права и обавезе произвођача и купаца топлотне енергије, одређују органе који доносе тарифне системе, издају лиценце и дају сагласност на цене топлотне енергије. Надлежни органи јединица локалне самоуправе прописују и друге услове којима се обезбеђује редовно и сигурно снабдевање купаца топлотном енергијом, као и услове и критеријуме за стицање статуса повлашћеног произвођача топлотне енергије (који у процесу производње енергије користе обновљиве изворе или отпад уз испуњење критеријума у погледу енергетске ефикасности). Закон уводи и обавезу за дистрибутере топлотне енергије да уведу мерне уређаје, односно мерно-регулационе станице на местима предаје енергије у којима ће се мерити испоручена енергија.

У циљу реализације енергетске политике дефинисане Законом, Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2015. године дефинише пет основних приоритета чија се реализација односи и на сектор производње топлотне енергије. Тако је, на пример, у оквиру првог приоритета предвиђена и технолошка модернизација и ревитализација комуналних система грејања уз увођење мера заштите животне средине, а у оквиру другог приоритета рационалне употребе енергије посебно је наглашен значај програма супституције електричне енергије за топлотне енергетске услуге повећањем броја корисника гаса (400.000 нових корисника), односно корисника снабдевања централизованог снабдевања топлотном енергијом (180.000 нових корисника). Поред тога значајан је и приоритет већег коришћења обновљивих извора енергије који у циљу смањења увозне зависности предвиђа и коришћење биомасе за грејање (4 000 котловских јединица).

10.2. ПОСТОЈЕЋА ИНФРАСТРУКТУРА

Основни подаци о системима снабдевања топлотном енергијом, као и структура и потрошња енергената дати су на основу анкете која је у новембру и децембру 2008. године спроведена у јавно-комуналним предузећима за производњу и дистрибуцију топлотне енергије и процењених података за индивидуалне котларнице.

Централизовано снабдевање топлотном енергијом постоји у 50 градова Србије, при чему је укупни инсталирани топлотни капацитет котлова 6587 MW_T. Прикључена снага потрошача је 5 799 MW_T, од чега је 82 % у оквиру стамбених и 18% у оквиру пословних објеката. У табели 10.1 дати су основни подаци о централизованим системима снабдевања топлотном енергијом у Републици Србији.

Табела 10.1. Основни подаци о централизованим системима снабдевања топлотном енергијом

Податак	Једин. мере	Количина
Укупан број станова у Републици Србији	-	2.956.516
Површина станова у Републици Србији	m ²	200.091.852
Број станова са инсталацијама ЦГ	-	792.346
Број станова прикључених на топлане	-	572.089
Укупна површина станова прикључених на топлане	m ²	28.847.975
Укупна површина осталих установа и пословних јединица прикључених на топлане	m ²	9.118.583
Укупна површина станова и пословних објеката прикључених на топлане	m ²	37.504.987
Удео станова са инсталацијама ЦГ у односу на укупан број станова	%	27.8
Удео станова прикључених на топлане у односу на укупан број станова	%	19.4
Број топлана	-	299
Број котлова	-	692
Капацитет котлова	MW _T	6.587
Прикључена снага потрошача	MW _T	5.799
Годишња потрошња горива	toe*	648.017
Дужина топловодне мреже	km	1.289
Укупан број подстанција	-	15.902
Број подстанција у стамбеним зградама	-	9.928

*toe – t еквивалентне нафте (1 TOE = 41,868 GJ = 41.868 MJ)

Без инсталација централног грејања у Републици Србији је око 76% станова, који се греју индивидуалним уређајима на угаљ, дрво и електричну енергију.

У структури потрошње енергената за производњу топлотне енергије у систему даљинског грејања најзаступљенији је природни гас са учешћем од 67%, мазут са 19% и угаљ са 14%. У табели 10.2. приказана је потрошња енергената у систему даљинског грејања у 2008. години. Потрошња енергената у индивидуалним котларницама је представљена у табели 10.3, а укупна потрошња енергената за производњу топлотне енергије у табели 10.4.

Табела 10.2. Потрошња енергената у системима даљинског грејања у 2008. години

Енергент	Јед.	Потрошња	Еквивалент		
			GWh	Toe	%
Природни гас	m ³	496,681,000	4,599.59	395,493.58	64.7
Течна горива	t	157,390	1,748.78	150,367.82	

Угаљ	t	185,025	759.72	65,324.35	10.7
Укупно	-	-	7,108.09	611,185.75	-

Табела 10.3. Потрошња енергената у индивидуалним котларницама у 2008. години

Енергент	Јед.	Потрошња	Еквивалент		
			GWh	Toe	%
Природни гас	m ³	50,900,000	471.37	40,530.24	16
Мазут, лож-уље	t	133,753	1,486.14	127,785.42	50.2
Угаљ	t	243,569.75	1,000.11	85,994.08	33.8
Укупно	-	-	2,957.62	254,309.74	-

Табела 10.4. Укупна потрошња енергената за за производњу топлотне енергије у 2008. год.

Енергент	Јед.	Потрошња	Еквивалент		
			GWh	Toe	%
Природни гас	m ³	547,581,000	5,070.96	436,023.81	50.4
Мазут, лож уље	t	291,143.06	3,234.92	278,153.24	32.1
Угаљ	t	428,594.75	1,759.83	151,318.43	17.5
Укупно	-	-	10,065.71	865,495.49	-

На основу утврђених пројекција развоја система даљинског грејања и индивидуалних котларница у периоду до 2012. године, очекује се повећање потрошње гасовитих горива за 6 %, задржавање потрошње мазута на садашњем нивоу и смањење потрошње угља. Укупна потрошња енергената за производу топлотне енергије у 2012. години приказана је у табели 10.5.

Табела 10.5. Укупна потрошња енергената за производњу топлотне енергије у 2012. години

Енергент	Јед.	Потрошња	Еквивалент		
			GWh	Toe	%
Природни гас	m ³	580,435,860	5,375.21	462,185.20	52.56
Мазут	t	293,597	3,262.19	280,497.75	31.9
Угаљ	t	387,025	1,589.14	136,641.83	15.54
Укупно	-	-	10,256.60	881,908.86	-

Табела 10.6. Старосна структура дистрибутивне мреже у градовима Србије

Старост мреже	Просечна старост	Удео
Године	Године	%
Више од 30 година	30	18
20–30	25	38
10–20	15	30
Мање од 10	10	14

Више од 55% дистрибутивне топловодне мреже у Републици Србији је старије од 20 година, а 18% старије од 30 година. Значајније активности на ревитализацији и замени топловодних система су почеле после 2000. године захваљујућим донацијама и повољним кредитима међународне заједнице. Старосна структура дистрибутивне мреже у градовима Србије дата је у табели 10.6. а старосна структура топлотних подстанција у табели 10.7.

Табела 10.7. Старостна структура топлотних подстанција у градовима србије

Старост мреже	Просечна старост	Удео
Године	Године	%
Више од 30 година	30	9
20–30	25	48
10–20	15	30
Мање од 10	10	13

10.3. ТЕХНИЧКА РЕГУЛАТИВА, ПРОПИСИ И СТАНДАРДИ

У циљу побољшања рада система даљинског грејања, неопходно је дефинисати и реализовати мере које ће омогућити успостављање савремене техничке регулативе, прописа и стандарда. Да би се ове мере реализовале, неопходни су законодавни и институционални оквири. Преглед неопходних мера дат је у табели 10.8.

Табела 10.8. Преглед мера неопходних за успостављање техничке регулативе, прописа и стандарда.

Мера	Циљ	Правни оквир и надлежна институција	Рок
Успоставити функцију енергетског менаџера у топланама.	Координација са енергетским менаџером у општинама везано за прорачун тарифа, израду енергетских биланса и енергетских планова развоја у општинама.	Измене и допуне Закона о енергетици, МРЕ, топлане.	2009–2010.
Успоставити функцију енергетског менаџера у општинама (ова мера је дефинисана у оквиру одељка Енергетска ефикасност).	Израда енергетских планова развоја у општинама.	Измене и допуне Закона о локалној самоуправи, општине.	2009–2010.
Успоставити јединствену методологију за прикупљање података о производњи и потрошњи топлотне енергије.	Повећати квалитет и број података о топлотној енергији а сагласно методологији Еуростата, што је једна од подлога за спровођење мера енергетске ефикасности и израду енергетских планова развоја.	Измене и допуне Закона о енергетици, МРЕ, СЕЕА, Републички завод за статистику, општине.	2009–2010.
Успоставити јединствене техничке услове за прикључење објеката на систем даљинског грејања за све топлане у Републици Србији.	Повећање квалитета топлотних услуга, повећање енергетске ефикасности система, повећање броја корисника.	Измене Закона о енергетици, МРЕ, општине.	2010.
Обавезати предузећа за даљинско грејање на уградњу	Успостављање наплате по испорученом kWh топлотне енергије.	Планирани Закон о рационалној употреби енергије,	2010.

калориметара код свих потрошача.		МРЕ, топлане.	
Увести обавезну контролу ложних уређаја.	Повећање степена корисности, смањење потрошње горива.	Планирани Закон о рационалној употреби енергије.	2009- 2010.

10.4. ПРОЈЕКТИ РЕВИТАЛИЗАЦИЈЕ, РЕКОНСТРУКЦИЈЕ И МОДЕРНИЗАЦИЈЕ СИСТЕМА ДАЉИНСКОГ ГРЕЈАЊА

10.4.1. Топлотни извори

Проблеми који се јављају у раду котловских постројења:

- 1) недостатак котловских капацитета;
- 2) дотрајалост котлова, опреме и уређаја;
- 3) низак степен аутоматизације;
- 4) низак степен корисности котлова и котловских постројење;
- 5) чести кварови и откази током грејне сезоне;
- 6) немогућност коришћења алтернативне енергије.

На основу добијених података о котловским јединицама, дефинисани су пројекти реконструкције, ревитализације и модернизације топлотних извора приказани у табели 10.9.

Табела 10.9. Преглед пројеката реконструкције, ревитализације и модернизације топлотних извора

Пројекат	Објект / систем	Број	Снага	Прос. Старост	Динамика улагања	Планирана средства
		(ком)	(MW)	(год)		(мил. ЕУР)
Ремонт и замена витаљних делова котловских јединица	Котловске јединице	8	2 – 5	17	2009 –	0.61
		14	5 – 10	25	30%	0.98
		10	10 – 15	26	2010 –	1.56
		24	15 – 30	24	25%	3.15
		15	30 – 50	26	2011 –	3.14
		8	50 – 100	27	25%	6.40
		3	100 – 200	22	2012 – 20%	7.80
	Укупно	82	1100.25			23.64
Конверзија котлова са чврстог и течного горива на гасовито	Котловске јединице	2	2	22	2009 –	0.13
		8	5	20	30%	8
		1	15	21	2010 –	0.25
		4	25	22	30%	0.81
					2011 –	
					15%	
					2012 – 25%	
	Укупно	15	58.8			9.19

Модернизација и аутоматизација котловских постројења	Котловске јединице	4	25	21	2009 – 20% 2010 – 30% 2011 – 30% 2012 – 20%	0.81
		7	50	22		0.63
	Укупно	11	93			1.44
Коришћење физичке топлоте продуката сагоревања гасовитих горива	Котловске јединице	2	2	22	2009 – 30%	1,62
		10	5	20		
		4	15	21	2010 – 30%	
		5	25	22	2011 – 20% 2012 – 20%	
	Укупно	21	78.8			1,62

Ови Пројекти имају за циљ повећање сигурности рада постројења, повећање сигурности снабдевања потрошача топлотном енергијом, смањење потрошње горива по јединици произведене количине топлоте и смањење емисије штетних материја.

Могући извори финансирања су сопствена средства топлана, кредити, донације и средства Републике Србије, са динамиком улагања према табели 10.10.

Табела 10.10. Динамика улагања у пројекте реконструкције, ревитализације и модернизације топлотних извора

Пројекат	Период реализације	Ефекти на ниво производње	Ефекти на поузданост рада	Стопа раста
	год	%	%	%
Ремонт и замена виталних делова котловских јединица	4	13	12	4.5
Конверзија котлова са чврстог и течног на гасовито гориво	4	6	11	4.5
Модернизација и аутоматизација котловских постројења	4	9	9	4.5
Коришћење физичке топлоте продуката сагоревања гасовитих горива	4	11	12	4.5

10.4.2. Дистрибутивна мрежа топлотне енергије

Будући да је просечна старост топловодне мреже у Републици Србији (према подацима добијеним из анкете) преко 18. година, један од основних приоритета је поправка и замена дотрајале мреже. Од периода изградње дистрибутивне мреже до данас извршен је мали број ремонта и замена цеви и изолације.

У циљу ефикаснијег коришћења дистрибутивне мреже топлотне енергије неопходно је реализовати пројекте приказане у табели 10.11.

Табела 10.11. Преглед пројеката рехабилитације дистрибутивне мреже

Пројекти	Објекат/систем	Називни пречник DN [mm]	Дужина деонице L [m]	Динамика улагања	Планирана средства [мил. ЕУР]
Поправка и замена топлотне изолације	Градске топлане и индивидуалне котларнице	500	195	2009 – 35% 2010 – 35% 2011 – 30%	1.35
		400	4167		
		350	166		
		300	786		
		250	480		
		200	7520		
		150	565		
		125	4515		
		100	1562		
		80	645		
		50	1580		
			22181		
Поправка и замена дотрајалих и оштећених делова дистрибутивне мреже	Градске топлане и индивидуалне котларнице	500	1650	2009 – 40% 2010 – 30% 2011 – 30%	14.56
		400	32850		
		350	1630		
		300	405		
		250	4335		
		200	58250		
		150	4475		
		125	34750		
		100	12175		
		80	5150		
		50	12300		
			173970		
Уградња нових предизолованих цеви, повећања пречника цеви и проширења мреже	Градске топлане и индивидуалне котларнице	500	2500	2009 – 30% 2010 – 25% 2011 – 25% 2012 – 20%	51,40
		400	2100		
		350	1150		
		300	6990		
		250	1250		
		200	153625		
		150	8830		
		125	19200		
		100	24350		
		80	2750		
		50	17400		
			240145		

Проблеми који се јављају у вези са дистрибутивном мрежом :

- 1) застарела и дотрајала дистрибутивна мрежа;
- 2) велики губици воде и топлоте;
- 3) лоша и оштећена термоизолација;
- 4) хидраулички неуравнотежена мрежа;
- 5) чести кварови и откази током грејне сезоне;
- 6) недостатак капацитета.

Циљ ових пројеката је смањење потрошње горива по јединици произведене количине топлоте, повећање квалитета топлотних услуга, отварање нових активности за домаћу индустрију. Извори финансирања су сопствена средства топлана, кредити, донације и средства Републике Србије са динамиком улагања према табели 10.12.

Табела 10.12. Динамика улагања у пројекте рехабилитације дистрибутивне мреже

Пројекат	Период реализације	Ефекти на ниво производње	Ефекти на поузданост рада	Стопа раста
	год	%	%	%
Поправка и замена топлотне изолације	2	6	11	5.0
Поправка и замена дотрајалих и оштећених делова дистрибутивне мреже топлотне енергије	3	4	9	4.0
Уградња нових предизолованих цеви ради замене дотрајалих цеви	4	12	13	5.5

10.4.3. Топлотне подстанице

Један од основних предуслова за безбедан и ефикасан рад система даљинског грејања, сигурно и поуздано снабдевање потрошача топлотном енергијом је да сви елементи система функционишу беспрекорно.

Да би се то остварило, неопходно је у подстаницама обавити потребне ремонте, који би се углавном односили на чишћење и замену запрањаних и нискоефикасних размењивача топлоте. Истовремено, обавили би се и ремонти осталих виталних елемената у подстаници (пумпе, вентили, арматура, експанциони судови и друго).

У многим градовима још увек поред индиректних егзистира и директни систем за размену топлоте у подстаницама. Због евидентних предности, неопходно је у што краћем року директне системе заменити индиректним. Значајно место у програму модернизације топлотних подстаница је и уградња/комплетирање мерно-регулационе опреме.

Проблеми који се јављају у раду подстаница:

- 1) застарела и дотрајала постојећа опрема;
- 2) непостојање мерача угрошка топлотне енергије и регулатора протока;
- 3) низак степен аутоматизације;
- 4) низак степен корисности и изражени топлотни губици.

Мере које се предузимају у вези са радом подстаница:

- 1) замена застареле и дотрајале опреме;
- 2) уградња мерача потрошње топлоте;
- 3) прелаз са директног на индиректни систем напајања;
- 4) модернизација подстаница – уградња/ комплетирање мерно-регулационе опреме;
- 5) централни систем управљања радом подстаница;
- 6) даљински надзор над радом подстаница.

Пројекти које треба реализовати у циљу ефикаснијег коришћења дистрибутивне мреже топлотне енергије дати су у табели 10.13.

Табела 10.13: преглед пројеката који се односе на рехабилитацију топлотних подстанца

Пројекти	Објект/систем	Топлотна снага [kW]	Број подстанца [ком.]	Динамика улагања	Планирана средства [мил. ЕУР]
Замена размењивача топлоте	Градске топлане и индивидуалне котларнице	< 30	141	2009 –	1.25
		30–100	241	30%	
		100–500	359	2010 –	
		> 500	469	25%	
			1210	2011 – 25% 2012 – 20%	
Замена пумпи, арматуре, експанзионих судова и сл.	Градске топлане и индивидуалне котларнице	< 30	84	2009 –	0,98
		30–100	144	25%	
		100–500	396	2010 –	
		> 500	281	25%	
			905	2011 – 30% 2012 – 20%	
Уградња мерача потрошње топлоте	Градске топлане и индивидуалне котларнице	< 30	852	2009 –	2,34
		30–100	1019	50%	
		100–500	386	2010 –	
		> 500	225	30%	
			2482	2011 – 20%	
Прелаз са директног на индиректни систем напајања	Градске топлане и индивидуалне котларнице	< 30	115	2009 –	8,86
		30–100	197	30%	
		100–500	540	2010 –	
		> 500	383	25%	
			1235	2011 – 25% 2012 – 20%	
Модернизација подстанца – уградња /комплетирање мерно- регулационе опреме	Градске топлане и индивидуалне котларнице	< 30	64	2009 –	2,15
		30–100	109	25%	
		100–500	298	2010 –	
		> 500	213	25%	
			684	2011 – 25% 2012 – 25%	
Замена постојећих топлотних подстанца	Градске топлане и индивидуалне котларнице	< 30	481	2009 –	12.45
		30–100	475	30%	
		100–500	528	2010 –	
		> 500	177	30%	

НОВИМ			1161	2011 – 20% 2012 – 20%	
-------	--	--	------	--------------------------------	--

Као приоритетан задатак намеће се замена подстаница старијих од 30 година. Како је укупан број подстаница у градовима Србије око 11 500, то би значило да је ургентно заменити око 1 500 подстаница. Заступљеност мерења у подстаницама у градовима Србије је врло ниска и у већини градова Србије (око 75%) она не прелази 10%.

Извори финансирања су сопствена средства топлана, кредити, донације и средства Републике Србије, са динамиком улагања према табели 10.14.

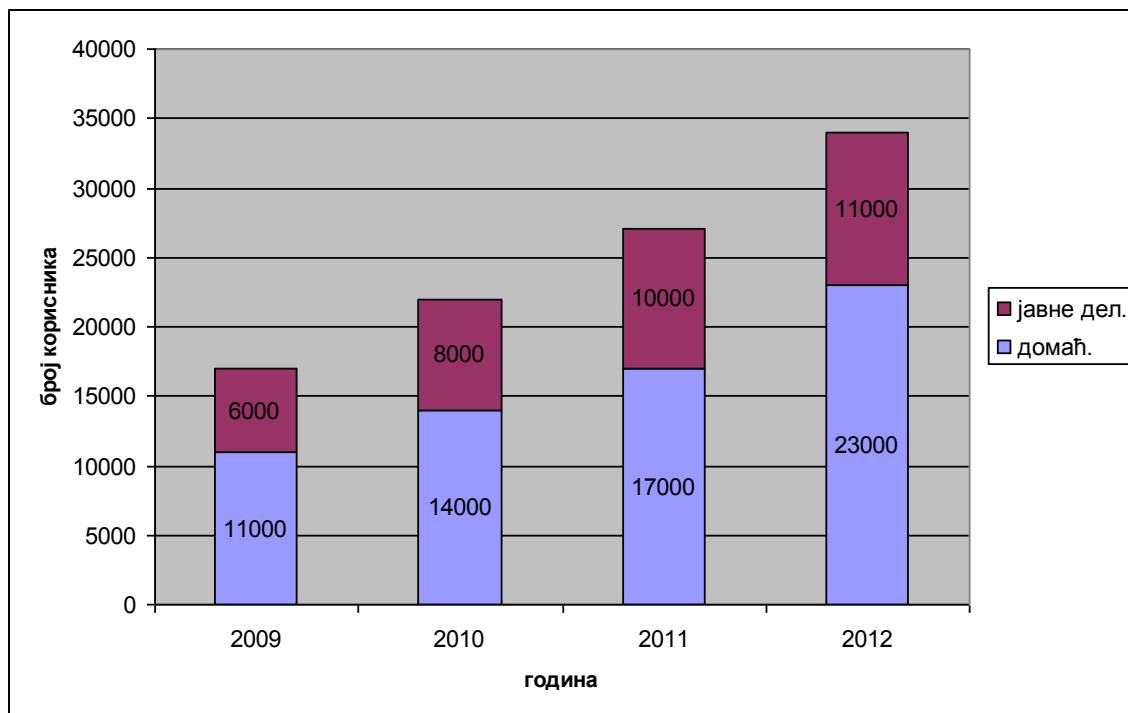
Табела 10.14. Динамика улагања у пројекте који се односе на рехабилитацију топлотних подстаница

Пројекат	Период реализације	Ефекти на ниво производње	Ефекти на поузданост рада	Стопа раста
	год	%	%	%
Замена размењивача топлоте	4	15	15	4.5
Замена пумпи, арматуре, експанзионих судова и сл.	4	5	10	4.5
Уградња мерача потрошње топлоте	3	5	-	4.5
Прелаз са директног на индиректни систем напајања	4	15	15	4.5
Модернизација подстаница – уградња/комплетирање мерно-регулационе опреме	4	10	8	4.5
Замена постојећих топлотних подстаница новим	4	15	15	4.5

10.4.4. Пројекти повећања топлотног конзума и пројекти изградње нових или замене постојећих топлотних извора

У наредном периоду је предвиђено проширење постојећих топловодних магистрала за прикључење нових 150.000 потрошача топлотне енергије из постојећих и нових топлотних извора. На основу досадашњег односа броја корисника централног грејања у домаћинствима, биће прикључено нових 65.000 потрошача, док ће у јавној и комуналној делатности бити прикључено око 35.000 потрошача. Пројекција повећања броја корисника до 2012. године приказана је на слици 10.1.

Слика 10.1. Пројекција повећања броја корисника до 2012. године



Да би се остварио тренд развоја централизованог снабдевања топлотном енергијом, мора се предвидети и улагање у нове производне капацитете. Повећање броја потрошача прикључених на централизовани систем делом се може постићи ревитализацијом и модернизацијом постојећих топлотних извора и инвестицијама у нова постројења, а приказано је у табели 10.15.

Табела 10.15. План реализације пројеката повећања топлотног конзума и пројекти изградње нових или замене постојећих топлотних извора до 2012. године

Пројекат: Изградња нових топлотних извора				
Објект/систем	Број (ком)	Снага (MW)	Мере/активности	Планирана средства (мил. ЕУР)
Котловске јединице	0	До 2	Набавка котлова, Уградња котлова, Израда инсталација	0
	8	2–5		1.92
	14	5–10		4.91
	10	10–15		7.80
	14	15–30		14.50
	14	30–50		42.35
	8	50–100		14.85
	2	>100		6.84
Укупно	80	932.25		93.17
Пројекат: Изградња нових топлана				
Објект/систем	Број (ком.)	Снага (MW)	Мере/активности	Планирана средства (мил. ЕУР)
Котловске	5	5	Набавка котлова,	1.50

јединице	5	10	Израда котларница,	2.50
	2	15	Израда инсталација	2.50
Укупно	12	105		6.50

Извори финансирања су сопствена средства топлана, кредити, донације и средства Републике Србије, са динамиком улагања приказаном у табели 10.16.

Табела 10.16. Динамика улагања у пројекте повећања топлотног конзума и пројекти изградње нових или
замене постојећих топлотних извора

Пројекат	Период реализације	Ефекти на ниво производње	Ефекти на поузданост рада
	ГОД	%	%
Изградња нових топлотних извора	7	15	15
Изградња нових топлана	7	15	15

10.5. УТИЦАЈ НА ЗАШТИТУ ЖИВОТНЕ СРЕДИНЕ

Процењене вредности емисије материја из градских топлана и индивидуалних котларница 2008. години дате су у табели 10.17.

Табела 10.17. Емисија материја из градских топлана и индивидуалних котларница у 2004. Години

Енергент	Јед .	Потрошња	H ₂ O	CO ₂	CO	SO ₂	NO _x	CnH _m	Пепео/Н
			t	t	t	t	t	t	
Природн и гас	m ³	5.74e+08	835694	1193849	0	0	3979	79	139
Течно	t	2.63e+05	220539	787638	53	7036	2626	105	315
Угаљ	t	4.77e+05	106751	457507	343	5185	1677	114	915
Укупно	-	-	1162985	2438993	395	12222	8282	298	1369

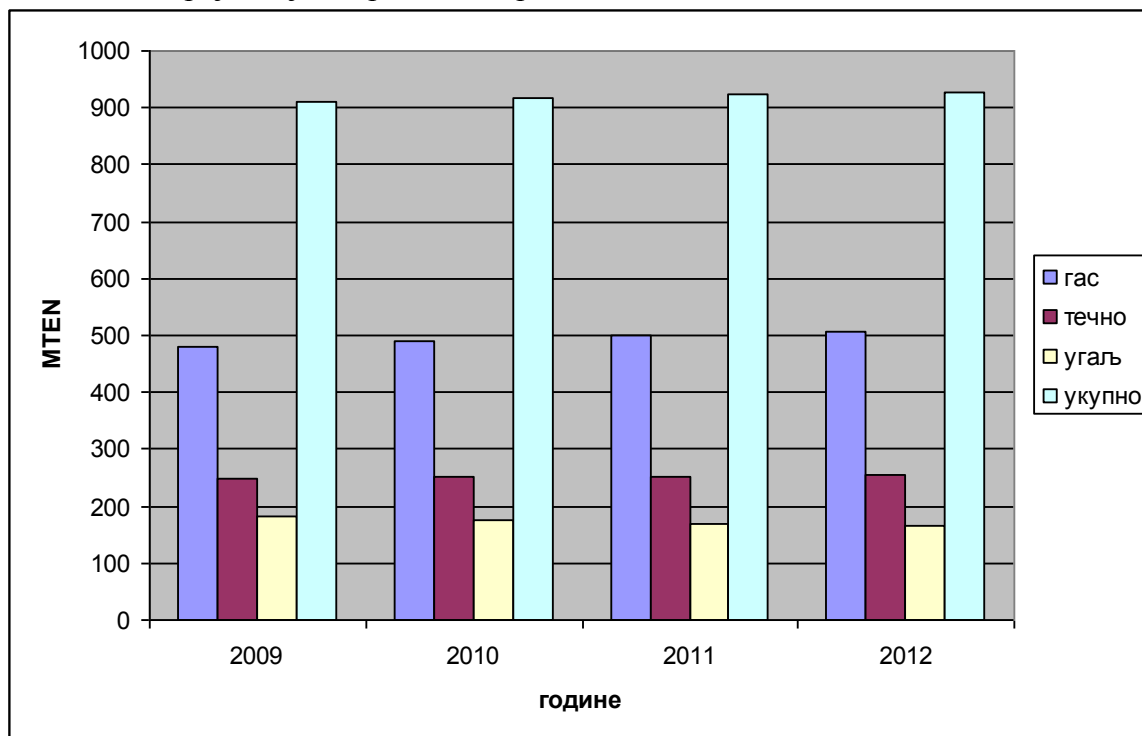
Процењене вредности емисија материја из градских топлана и индивидуалних котларница у 2012. години представљене су у табели 10.18.

Табела 10.18. Емисија материја из градских топлана и индивидуалних котларница у 2012. Години

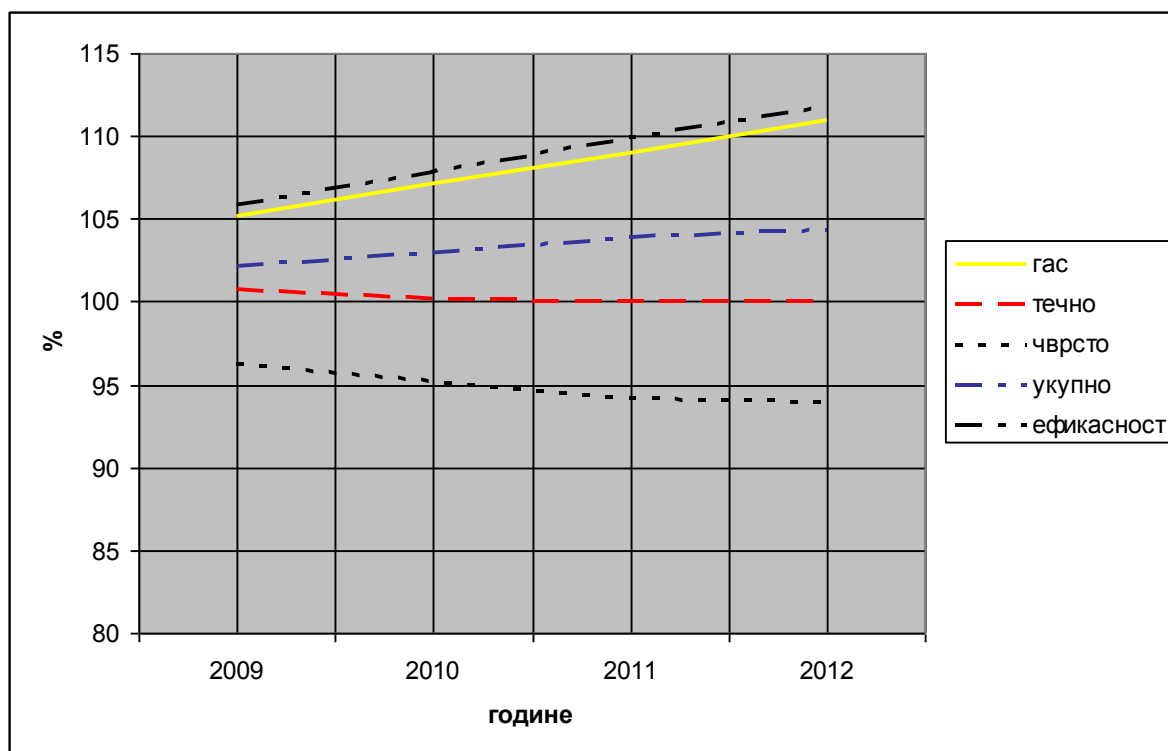
Енергент	Јед .	Потрошња	H ₂ O	CO ₂	CO	SO ₂	NO _x	CnH _m	Пепео/Н
			t	t	t	t	t	t	
Природн и гас	m ³	6.10e+08	888362	1269089	0	0	4230	85	148
Течно	t	2.65e+05	223075	796695	53	7117	2656	107	318
Угаљ	t	4.35e+05	97346	417198	313	4728	1530	104	834
Укупно	-	-	1208783	2482982	366	11845	8416	296	1300

Очекује се смањење укупне емисије штетних материја, и то CO - 5.8%, SO₂ - 3.1% и пепела–3%.Реализацијом мера предвиђених програмом остваривања стратегије омогући ће се смањење коришћења чврстих горива уз истовремено повећање потрошње гасовитих горива. Пројекције потрошње и промене потрошње енергената до 2012. године приказане су на сликама 10.2. и 10.3.

Слика 10.2. Пројекција потрошње енергената до 2012. године



Слика 10.3. Пројекција промене потрошње енергената и ефикасност система



11. ИНДУСТРИЈСКА ЕНЕРГЕТИКА

11.1. ПРИКАЗ СЕКТОРА ИНДУСТРИЈЕ

У систему индустријске енергетике налазе се топлотни извори топлотне снаге 6 300 MW инсталирани у више стотина индустријских предузећа. Користе се за производњу топлотне енергије за потребе производних процеса и грејање радног простора. У 30 индустријских предузећа постоје енергана које омогућају спрегнуту производњу топлотне и електричне енергије, капацитета око 250 MW. Од тога највећи број није у оперативном стању. Непрекидно активне су само у индустрији шећера због потреба производног процеса.

Стање извора у индустријској енергетици карактеришу изразита технолошка застарелост, ниска ефикасност и незадовољавајуће стање у односу на проблеме заштите животне средине, као и увозна зависност од течног и гасовитог горива која за индустријску енергетику износи око 80%.

Високи трошкови енергије могу значајно умањити конкурентску способност наших производа у односу на иностране, а активирање рестрикција везаних за међународне стандарде из области заштите животне средине може озбиљно угрозити позицију појединих индустријских предузећа на тржишту.

Разлике у енергетском интензитету и специфичној потрошњи енергије у односу на развијене земље су такве да се не могу превазићи методом постепеног смањивања ових показатеља. Неопходан је агресиван и организован приступ у планирању и подстицању активности везаних за повећање енергетске ефикасности. Снажна економска принуда, као и потребна финансијка подршка и подстицајне мере државе неопходни су услови за брзу реализацију ових промена.

11.1.1. Стање у производњи и потрошњи енергије по секторима индустрије

Потрошња топлотне енергије у индустријском сектору у 2005. години била је 72.054,5 TJ, док је укупно утрошена електрична енергија (као енергија расположива за финалну потрошњу) 20 725 TJ.

Укупан утрошак финалне енергије, електричне и топлотне енергије у индустријском сектору за период 2004. - 2007. године приказани су у табели 11.1.

Табела 11.1. Укупан утрошак финалне енергије, електричне и топлотне енергије у индустријском сектору за период 2004. – 2007. године

Година	Потрошња финалне енергије, TJ	Потрошња електричне енергије, TJ	Потрошња топлотне енергије, TJ
2004.	87.420,4	20.473	66.947,4
2005.	92.779,5	20.725	72.054,5
2006.	108.270,6	22.810	85.460,6
2007. ¹	111.996,9	23.530	88.466,9

¹ Процена преузета из документа „Енергетски биланс Републике Србије за 2008. годину“

Податак о потрошњи финалне енергије у индустрији преузет је из докумената „Енергетски биланс Републике Србије”, док је податак о потрошњи електричне енергије преузет из докумената „Енергетски биланс електричне и топлотне енергије” Републичког завода за статистику, док је вредност за потрошњу топлотне енергије у сектору индустрије добијена из разлике потрошње финалне и електричне енергије.

Учешће малих, средњих и великих предузећа у друштвеном приходу и доходу у корелацији је са потрошњом финалне енергије. У том смислу се претпоставља да велика и средња предузећа учествују са приближно 80–85% у утрошку енергије у оквиру сектора прерађивачке индустрије.

11.1.2. Опис постојеће инфраструктуре топлотних извора у оквиру индустријских котларница и енергана

Не постоје јединствени подаци о броју и инсталисаној снази котловских јединица на територији Србије. У фази израде Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године извршена је процена да се у систему индустријске енергетике налазе топлотни извори са око 6.300 MW инсталисани у више стотина индустријских предузећа, који се користе за производњу топлотне енергије за потребе производних процеса и грејање радног простора.

За потребе анализе стања и даљег развоја топлотних извора у систему индустријске енергетике спроведена је анкета у индустријским предузећима. Поред тога, сакупљени су сви подаци из референтних листа фирми испоручилаца котлова на територији Србије.

Тако су добијени подаци о 1285 котлова инсталисаних у индустрији Србије до 2006. године. Процењено је да је овим листама покривено 85-90% инсталисаних котлова на територији Србије. Сматра се да је осталих 10-15% увоз из других земаља који није реализован преко наведених компанија. На територији АП Војводине спроведено је опсежно истраживање стања котловских постројења у 2006. години које је показало да је на територији АП Војводина инсталисано 390 котлова са укупно инсталисаном снагом од 2.900 MW. Од тог броја је 15-20% ван употребе или је исечено. Ако се претпостави да се подаци из анкете за АП Војводину о котловима који више нису у погону (око 15%) могу употребити за целу територију Србије, користећи горе наведене вредности, долази се до процене да је број котлова у погонском стању у Србији 1200 са просечном инсталисаном снагом 5,25 MW. Поред тога, процењено је да се од максималног капацитета користи континуано 1/2 до 2/3 (50-65%).

У табели 11.2. дат је приказ броја котлова по старости и капацитетима у односу на укупно инсталисане у индустрији.

Табела 11.2. Број котлова по старости и капацитетима у односу на укупно инсталисане у индустрији

Снаге MW		Година старости							
		1-5		6-20		21-30		>30	
	0-3	26	40,6	51	37,5%	70	19,3%	106	38,3%
	3-6	21	32,8	51	37,5%	94	25,9%	64	23,1%
	6-12	4	6,3%	30	22,1%	100	27,5%	47	16,9%
	>12	13	20,3	4	2,9%	99	27,3%	60	21,7%
Укупно (1): 840		64		136		363		277	
Вреловодни котлови (2)									

Снаге MW		Година старости							
		1-5		6-20		21-30		>30	
	0-3	20	100%	50	57,5%	84	48,6%	38	47,5%
	3-6	-	-	29	33,3%	55	31,8%	34	42,5%
	6-12	-	-	-	-	21	12,1%	8	10,0%
	>12	-	-	8	9,2%	13	7,5%	-	-
Укупно (2): 360		20		87		173		80	
Укупно (1)+(2): 1200		84	7,0%	223	18,6%	536	44,7%	357	29,7%

Расподела у табели 11.2. је извршена на основу процене о 1.200 инсталисаних котловских јединица у индустрији на територији Србије. Процена броја котлова према снази и години старости дата је на основу екстраполираних резултата анкете.

Резултати обраде података анкете су дали следећу слику:

Просечно ангажовање постројења је 5400 часова годишње (према анкети за АП Војводину 4350 часова годишње). Однос парних и вреловодних котлова је 70%:30%. Старосна структура котлова је веома неповољна јер је око 74% инсталисаних котлова старије од 20 година, а чак 30% старије од 30 година. Старосна структура према подацима испоручилаца котлова из листе прегледа је још неповољнија. Удео котлова старијих од 20 година је 82%. Степен корисности котлова с обзиром на њихову старост и стање опреме је веома низак и не одговара савременим захтевима у односу на сигурност, потрошњу енергије и емисије загађујућих компонената.

Процентуална расподела по горивима на гасовито, течно и чврсто гориво је 54,8% парних котлова на гас, 39,1% парних котлова на мазут, док је 6,1% парних котлова на чврсто гориво. Код вреловодних котлова, ова расподела је следећа: 62,3% користи гасовито гориво, 30,6% течно гориво, док 7,1% вреловодних котлова у анкетираним предузећима користе чврсто гориво.

11.2. ПРОГРАМИ И ПРОЈЕКТИ МОДЕРНИЗАЦИЈЕ, РЕВИТАЛИЗАЦИЈЕ ИЛИ РЕКОНСТРУКЦИЈЕ ПОСТОЈЕЋИХ ОБЈЕКТА, ОДНОСНО ПОСТРОЈЕЊА У ОКВИРУ ИНДУСТРИЈСКИХ ЕНЕРГЕТСКИХ ИЗВОРА

У систему индустријске енергетике посебно су изражени проблеми:

- 1) Велика старост котловских јединица;
- 2) Веома мало искоришћење инсталисаних капацитета и мали број радних сати у току године;
- 3) Лоше стање аутоматике и мерних уређаја, осим код нових котловских јединица. Практично не постоји визуелизација и аквизиција података. Осим код малог броја нових котлова, ниједна котловска јединица у погледу сигурносне опреме не задовољава стандарде Европске Заједнице;
- 4) Лоше стање хемијске припреме воде у великом броју компанија, како у смислу застарелости, тако и у смислу адекватности у односу на квалитет коришћене воде;
- 5) Лоше стање опреме за прихватање кондензата и термичку припрему напојне воде;
- 6) Лоше стање арматуре и термичке изолације цевовода и уређаја у котларницама;
- 7) У великом броју случајева регулација процеса сагоревања је неадекватна;

- 8) при преласку са чврстог или течног горива на гасовито гориво код старих котловских јединица задржане су високе температуре димних гасова. Практично не постоји коришћење отпадне топлоте димних гасова;
- 9) Нема аутоматског одмуљивања и одсољавања, нити коришћења отпадне топлоте воде која се изнесе из котла одмуљивањем и одсољавањем;
- 10) Због велике промене у капацитету и производним процесима основних технолошких линија, велики број котлова ради са веома ниским капацитетом или са капацитетима испод техничког минимума.

У односу на досад наведено, дефинисане су следеће групе програма и пројеката модернизације, ревитализације или реконструкције постојећих објеката, односно постројења у оквиру индустријских енергетских извора:

- 1) мера – Модернизација система управљања и мерења обухвата контролу нивоа и осталу сигурносну арматуру и уређаје према важећим стандардима у ЕУ, аутоматско одмуљивање и одсољавање, праћење садржаја кисеоника у димним гасовима и управљање процесом сагоревања, аутоматско вођење котлова;
- 2) мера – Мере инвестиционог одржавања обухватају довођење у најбоље погонско стање горионика, арматуре, изолацију, систем за термичку припрему напојне воде и остале опреме у котларници;
- 3) мера – Хемијска припрема напојне воде обухвата промену застарелих или неадекватних система за хемијску припрему напојне воде;
- 4) мера – Искоришћење отпадне топлоте и конверзија горива обухвата измену ложних уређаја и пратеће арматуре приликом замене горива и уградњу уређаја за коришћење отпадне топлоте димних гасова код свих котлова који су прешли на природни гас и уређаја за коришћење отпадне топлоте воде која се из котла одводи ради одсољавања и одмуљивања.

У планирању програма и пројеката претпостављено је:

- 1) Да све котлове из групе старости преко 30 година треба заменити у прве две године реализације овог програма новим котловским јединицама и да на њих не треба да се односе мере модернизације, ревитализације или реконструкције постојећих објеката, односно постројења у оквиру индустријских енергетских извора. Ограничење специфичне потрошње енергије кроз одговарајуће законске акте треба да буде један од услова за реализацију ове мере. С обзиром на мало искоришћење инсталираних капацитета, претпоставља се да ће се замена котлова вршити котловима мање снаге (просечно 3,5 MW по котлу);
- 2) Да су све котловске јединице до 5 година старости опремљене адекватном опремом и да су у добром погонском стању, те да се на њих не односе мере модернизације, ревитализације или реконструкције постојећих објеката, односно постројења у оквиру индустријских енергетских извора;
- 3) Да ће се мере инвестиционог одржавања применити на све котловске јединице старости 6–30 година и да ће се ова мера спровести у прве две године реализације овог Програма;
- 4) Да ће се мера модернизација система управљања и мерења спровести на 50% котлова старости 6–20 година и на све котлове старости 21–30 године, и то у прве три године овог Програма (2009-2011.године);
- 5) Да ће се мера хемијска припрема напојне воде спровести на 10% котлова из групе старости 6–20 година и на 50% групе котлова старости 21–30 година.

Ова мера ће се спровести у прве три године извођења овог Програма (2009–2011. године).

У табели 11.3 дат је приказ мера и инвестиција према старости котлова и укупно, за све време спровођења програма и пројекта модернизације, ревитализације или реконструкције постојећих објеката и постројења. Из табеле се види да је укупни износ инвестиција за ову врсту мера 50.250.000,00 ЕУР. Приказ расподеле броја мера и инвестиција по годинама за сваку од мера дат је у табелама 11.5 и 11.6. Реализација наведених мера условљена је доношењем Закона о рационалној употреби енергије и одговарајућих пратећих подзаконских аката, као и одговарајућих финансијских мера државе.

11.3. ПРОГРАМИ И ПРОЈЕКТИ КОЈИ СЕ ОДНОСЕ НА ИЗГРАДЊУ НОВИХ ИЛИ ЗАМЕНУ ПОСТОЈЕЋИХ ОБЈЕКТА И ПОСТРОЈЕЊА ИЛИ ИЗВОРА У ОКВИРУ ИНДУСТРИЈСКИХ КОТЛАРНИЦА И ЕНЕРГАНА

У односу на наведено стање, дефинисане су следеће мере из оквира програма и пројекта који се односе на изградњу нових или замену постојећих објеката и постројења или извора у оквиру индустријских котларница и енергана:

- 1) мера – Нова котловска јединица обухвата замену једног или више котлова у постојећој котларници;
- 2) мера – Нова котларница обухвата уградњу нове котларнице са просечно две котловске јединице при замени старих котлова;
- 3) мера – Комбинована постројења која обухватају уградњу постројења за комбиновану производњу топлотне и електричне енергије у индустријским предузећима, и то при замени старих или неадекватних котловских јединица; предвиђа се просечно постројење од 2x1MWел.

У планирању програма и пројекта претпостављено је:

- 1) Да све котлове из групе старости преко 30 година треба заменити у прве две године реализације овог Програма, односно у периоду 2009–2010. године (за процену потребних инвестиција усвојена је котларница са две котловске јединице просечне снаге сваке јединице 3,5 MW);
- 2) Да ће 30% котлова из групе старости 21–30 година бити замењено новим котловским јединицама од 2010. до 2012. године;
- 3) Да ће се од 2010. године постепено уводити комбинована постројења и да ће замена котловских јединица комбинованим постројењима после 2010. године бити рационална. Зато се претпоставило да се од 2010. до 2012. години следећих 30% котлова из групе старости од 21-30 година мења јединицама за комбиновану производњу просечне снаге 2x1MWел. Следећих 40% котлова из ове старосне групе биће замењено комбинованим постројењима после 2012. године или би остало као резерва.

Табела 11.3. Преглед мера и процењених инвестиција према старости котлова и укупно, за све време спровођења програма и пројекта модернизације, ревитализације или реконструкције постојећих објеката и постројења

Назив мере	Старост опреме (година)									Укупн о
	1 до 5		6 до 20		21 до 30		Преко 30			
	Број	Инвест	Број	Инвест	Број	Инвест	Број	Инвест		

	захв ата	иције (1.000 ЕУР)	захв ата	иције (1.000 ЕУР)	захв ата	иције (1.000 ЕУР)	захв ата	иције (1.000 ЕУР)	инвест иције (1.000 ЕУР)
1.Модерн изација система управљањ а и мерења	-	-	112	3.360	536	16.080	-	-	19.440
2.Мере инвестиц ионог одржавањ а	-	-	223	1.115	536	2.680	357	1.785	5.580
3.Хемијск а припрема напојне воде	-	-	22	264	268	3.216	-	-	3.480
4.Искори шћење отпадне топлоте и конверзиј а горива	42	1.260	201	6.030	482	14.460	-	-	21.750
УКУПНО 1-4									50.250

У табели 11.4. дат је приказ мера и инвестиција према старости котлова и укупно, за спровођење програма и пројеката за изградњу нових или замену постојећих објеката и постројења. Из табеле се види да је укупни износ инвестиција за ову врсту мера 270.533.000,00 ЕУР, од чега је 192.000.000,00 ЕУР за комбинована постројења.

Табела 11.4. Преглед мера и процењених инвестиција према старости котлова и укупно, за све време спровођења програма и пројеката који се односе на изградњу нових или замену постојећих објеката и постројења

Назив мере	Старост опреме (година)								Укупно инвести ције (1.000 ЕУР)
	1 до 5		6 до 20		21 до 30		Преко 30		
	Број захв ата	Инвест иције (1.000 ЕУР)	Број захв ата	Инвест иције (1.000 ЕУР)	Број захв ата	Инвест иције (1.000 ЕУР)	Број захв ата	Инвест иције (1.000 ЕУР)	
5. Нова котловс ка јединица	-	-	-	-	160	20.000	-	-	20.000
6. Нова							179	58.533	58.533

котларница									
УКУПНО	78.533								
7. Комбинована постројења					160			192.000	192.000
УКУПНО О 5 - 7	270.533								

Табела 11.5. Преглед броја интервенција на енергетским изворима у индустрији по врстама мера

МЕРЕ ЕНЕРГЕТСКЕ ЕФИКАСНОСТИ – Број мера по врстама мера								
Година	1	2	3	4	5	6	7	Укупно
2009	97	558	43	108				806
2010	195	558	87	217		72		1.129
2011	356		160	400	64	107	80	1.167
2012					96		80	176
Укупно	648	1.116	290	725	160	179	160	3.278

У табели 11.6. дате су укупне инвестиције по врстама мера и годинама и види се да је укупна вредност инвестиција предвиђена за цео програм ревитализације, реконструкције и замене енергетских јединица у индустрији 320.783.000,00 ЕУР. Овом сумом нису обухваћене инвестиције у нова комбинована постројења и замене котловских јединица после 2012. године.

Расподела укупних инвестиција по годинама до краја 2012. године дата је на слици 11.1.

Мере 1, 3 и 4 распоређене су у односу 15:30:55 на три године, мера 2 је распоређена на године 2009. и 2010. са по 50%, мера 5. је распоређена на године 2011. и 2012. са 40 и 60%, мера 6. је распоређена на године 2010. и 2011. са 40 и 60%, мера 7. је предвиђена на године 2011. и 2012. са 50 и 50%.

Напомена: са мерама 5. (замена котлова) и 7. (увођење когенерационих постројења) заменило би се до 2012. године 90% котлова из групе садашње старости 21–30 година. Преосталих око 50 котлова из ове групе заменило би се у наредним годинама комбинованим постројењима или би остало као резерва.

Табела 11.6. Преглед укупних инвестиција по врстама мера

МЕРЕ ЕНЕРГЕТСКЕ ЕФИКАСНОСТИ – Укупне инвестиције по врстама мера,								
Година	1	2	3	4	5	6	7	Укупно
2009	2.910	2.290	516	3.262				9.478
2010	5.850	2.290	1.044	6.527		23.413		39.622

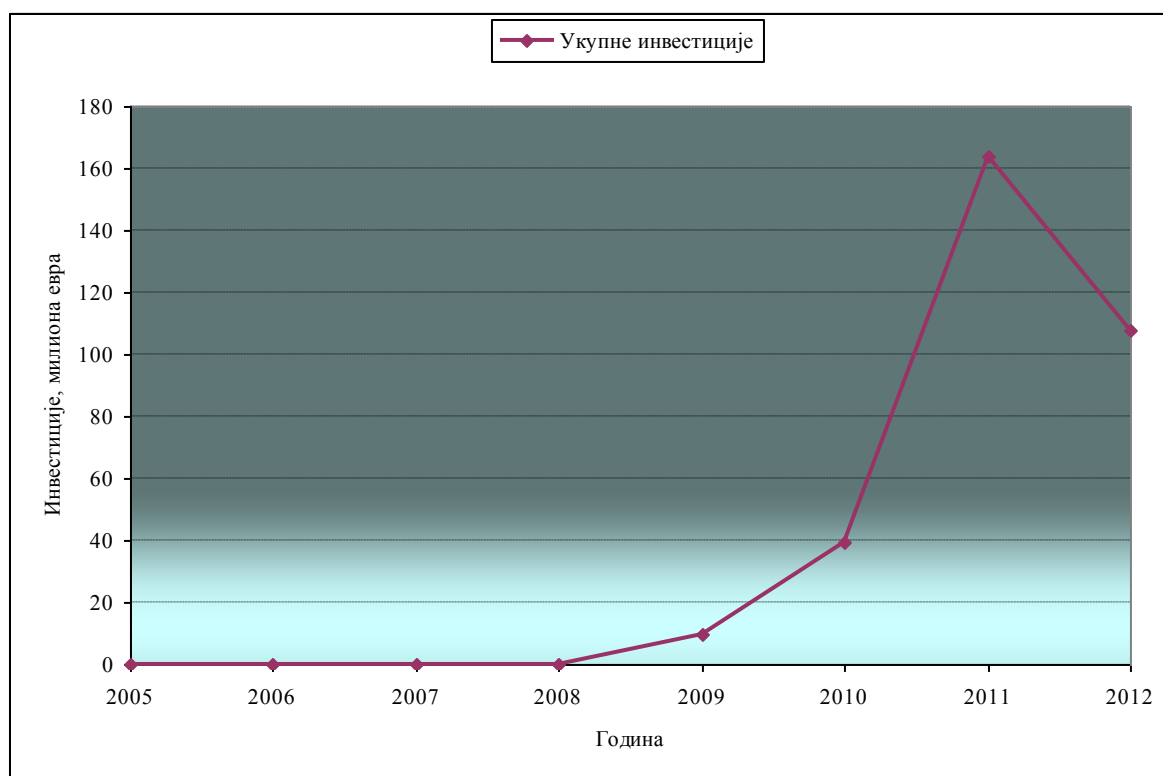
2011	10.680		1.920	11.963	8.000	35.120	96.000	163.683
2012					12.000		96.000	108.000
Укупно	19.440	5.580	3.480	21.750	20.000	58.533	192.000	320.783

До краја 2012. године стање би било:

- 1) 1040 инсталираних котловских јединица са инсталисаном снагом 4555 MW, од тога 517 нових котловских јединица (просечне снаге 3,5 MW);
- 2) 2 x 160 MWел у комбинованим постројења са укупном топлотном снагом 480 MW;
- 3) укупна инсталисана топлотна снага у индустријским изворима енергије у 2012. години била би 5035 MW, што је мање од тренутно инсталисане снаге, будући да се претпоставља да ће искоришћеност капацитета бити виша у односу на садашње стање инсталираних капацитета;
- 4) укупна инсталисана електрична снага у новим индустријским комбинованим постројењима у 2012. години била би 320 MW.

На основу прецизних података енергетске статистике, што би требало да буде почетни корак у примени овог Програма, неопходно је кориговати податке о структури и броју котловских јединица код индустријских извора енергије, као и процене ефеката и инвестиција за предложене техничке мере. Услов за спровођење наведених мера јесте доношење одговарајућих подстицајних мера државе. Предлог ових мера дат је у одељку 11.6.

Слика 11.1. Расподела укупних инвестиција за мере ПОС у енергетским изворима у индустрији у периоду 2007. до краја 2012. године



11.4. ЕФЕКТИ ПРИМЕНЕ МЕРА РЕВИТАЛИЗАЦИЈЕ, РЕКОНСТРУКЦИЈЕ И ПРОЈЕКТА ЗАМЕНЕ ПОСТОЈЕЋИХ ОБЈЕКТА И ПОСТРОЈЕЊА ИЛИ ИЗВОРА У ОКВИРУ ИНДУСТРИЈСКИХ КОТЛАРНИЦА И ЕНЕРГАНА

Ефекти примене мера ревитализације, реконструкције и пројекта замене постојећих објеката и постројења или извора у оквиру индустријских котларница и енергана у периоду 2009 – 2012. године процењене су узимајући у обзир следеће претпоставке:

1) привредни раст у Републици Србији до 2012. године према проценама стратегије којом се уређује привредни развој Србије 2006–2012. године износиће 5% годишње према конзервативном сценарију, а 7% годишње према основном сценарију. Новонастала ситуација с обзиром на економску кризу захтева корекцију ових претпоставки. Тако је за 2009. и 2010. годину усвојено да нема привредног раста, односно да је стопа привредног раста 0%, док је у 2011. години ова стопа 3%, односно у 2012. години 5%.

2) претпоставља се да ће пораст потрошње енергије у индустрији Србије у случају да се не примењују мере енергетске ефикасности пратити привредни раст, према горе усвојеном сценарију промене привредног раста услед економске кризе;

3) укупни ефекти примене ових мера обухватили би потенцијале за повећање енергетске ефикасности који су везани за боље газдовање и коришћење постројења у оквиру енергетских извора у индустрији, чији се ефекти процењују на 10–15% укупне потрошње енергије и потенцијали за повећање енергетске ефикасности који су везани за реконструкције, модернизације и замене постројења у оквиру енергетских извора, чији се ефекти процењују на око 20% укупне потрошње енергије у индустрији. Процењује се да је кумулативни ефекат ових мера смањење потрошње енергије код индустријских извора за 30–35%, од тога 35% до краја 2012. године.

Овако оштри захтеви произилазе из неопходности за смањење разлике у специфичној потрошњи енергије између Србије и земаља Европске уније, као и из нових захтева у погледу смањења потрошње енергије у индустрији у оквиру енергетске политике Европске уније.

Требао би нагласити да се ове процене односе на потенцијале везане за енергетске изворе у индустрији, а не на укупну могућност смањења потрошње енергије у индустрији.

Веома значајни ефекти примене предвиђених мера су подизање нивоа погонске поузданости и сигурности енергетских извора у индустрији до захтева који су прописани европским стандардима и њихово прилагођавање по капацитету и флексибилности потребама процеса производње.

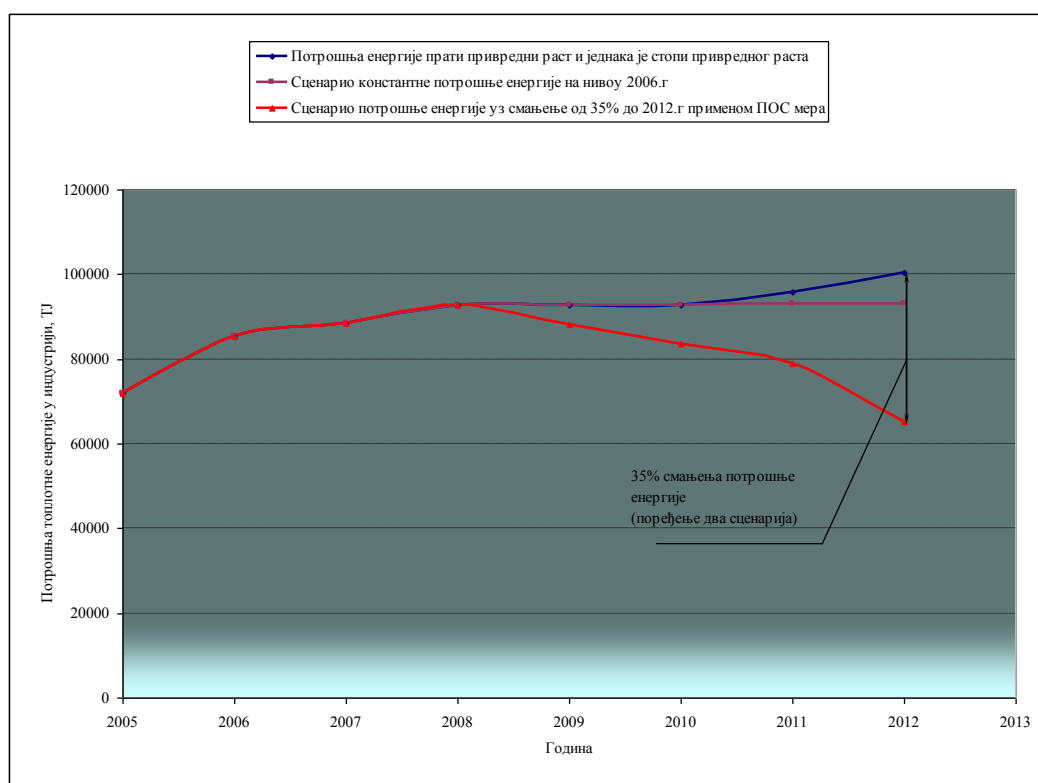
Према последњој верзији документа ЕУ који се односи на енергетску ефикасност, предвиђа се да се до 2020. године, а у односу на 2007. годину смањи укупна потрошња на нивоу земаља чланица ЕУ за 20%, при чему је укупни потенцијал у индустрији процењен на 25% у погледу смањења потрошње енергије. Специфична потрошња енергије у индустријском сектору Србије је за 70% виша у односу на ЕУ земље, чиме се истиче потреба да се на пољу побољшања енергетске ефикасности мора учинити значајан помак, како би се овај јаз између Србије и ЕУ земаља смањио.

На слици 11.2. приказана је потрошња топлотне енергије у индустрији од 2005.–2007. године са прогнозом кретања потрошње топлотне енергије до 2012. године, као и процена ефеката примене мера Програма за период 2009.–2012. године.

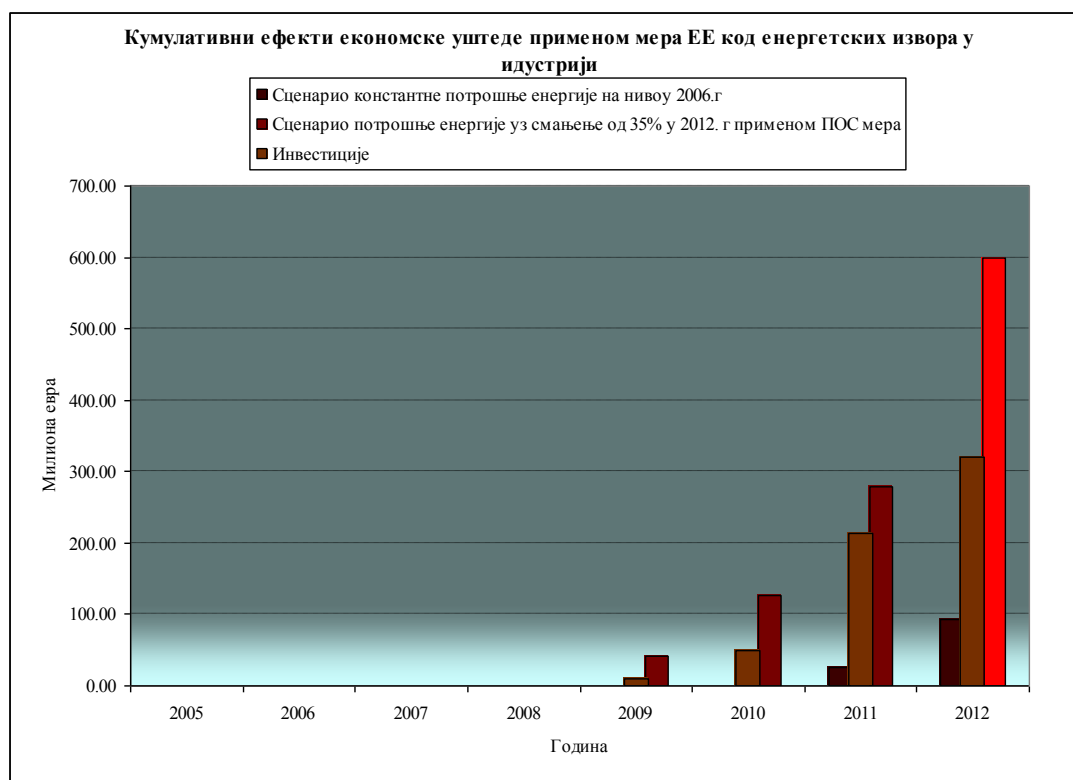
У табели 11.7. дате су бројне вредности процена кретања потрошње топлотне енергије и ефеката примене мера Програма, као и процена могућих уштеда применом предложених мера Програма за исти период. При прорачуну уштеда рачунало се са константном ценом горива (однос цене горива и курса ЕУР износио је 0,3).

На слици 11.3. приказан је кумулативни ефекат економских уштеда применом мера енергетске ефикасности код енергетских извора у индустрији.

Слика 11.2. Кретање потрошње топлотне енергије у индустрији и ефекти примене мера Програма до 2012. године



Слика 11. 3. Преглед кумулативних ефекта економских уштеда и инвестиција по годинама уз примену предложених мера



Табела 11. 7. Преглед укупних ефекта примена мера по годинама

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Претпоставка о стопи привредног раста, %	²	²	²	5	0	0	3
Пораст потрошње енергије прати стопу привредног раста, TJ	72.055 ³	85.461 ³	88.461 ³	92.884	92.884	92.884	95.670
Уштеде енергије применом мера, TJ ⁴	0	0	0	0	0	0	2.726
Уштеде енергије применом мера, TJ ⁵	0	0	0	0	4.633	9.266	16.686

² За период 2005.-2007.узети су статистички подаци о потрошњи топлотне енергије у индустрији.

³ Реални подаци о потрошњи топлотне енергије у индустрији на основу званичних докумената „Енергетски биланс Републике Србије“, Министарства рударства и енергетике и докумената „Енергетски биланс електричне и топлотне енергије“, Републичког завода за статистику Републике Србије

⁴ Ефекти су рачунати за сценарио код којег је задржана потрошња енергије на нивоу 2008. године

Уштеде енергије изражене у 1000 m ³ /год природног гаса при стандардним условима ⁴	0	0	0	0	0	0	0,828·10 ⁵
Уштеде енергије изражене у 1000 m ³ /год природног гаса при стандардним условима ⁵	0	0	0	0	1,39·10 ⁵	2,78·10 ⁵	5,01·10 ⁵
Смањење емисије CO ₂ ,t/год ⁴	0	0	0	0	0	0	1,87·10 ⁵
Смањење емисије CO ₂ ,t/год ⁵	0	0	0	0	3,14·10 ⁵	6,28·10 ⁵	11,3·10 ⁵
Укупне инвестиције према предлоиженным мерама ПОС, милиона евра	-	-	-	-	9,478	39,633	163,683
Кумулативне инвестиције, милиона евра	-	-	-	-	9,478	49,1	212,783
Уштеда, милиона ЕУР ⁴	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	25,17
Уштеда, милиона ЕУР ⁵	0,00	0,00	0,00	0,00	42,22	84,44	152,05
Кумулативна уштеда, милиона ЕУР ⁴	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	25,17
Кумулативна уштеда, милиона ЕУР ⁵	0,00	0,00	0,00	0,00	42,22	126,66	278,71

11.5. ПОДСТИЦАЈНЕ МЕРЕ ЕНЕРГЕТСКЕ ЕФИКАСНОСТИ

У оквиру подстицајних мера енергетске ефикасности дате су неопходне мере државе без којих се претпоставља да неће доћи до реализације техничких мера приказаних у поглављима 11.2 и 11.3.

Преглед подстицајних мера дат је у табели 11.8, при чему су у табели приказани:

назив и/или врста мера, потребна објашњења за разумевање садржаја мера, термини почетка реализације и одговорне институције за реализацију ових мера.

Напомене уз преглед подстицајних мера за индустрију – енергетски извори:

⁵ Ефекти су рачунати за сценарио код којег је уштеда енергије применом ПОС мера 35% до краја 2012. године у односу на потрошњу енергије која би се добила уколико би потрошња енергије пратила стопу раста привредног раста Србије

1. Цео програм мера заокружен је у јединствену целину, тако да је припрема свих мера и почетак имплементације требало да се заврши до средине 2009. године, са трајањем програма до 2012. године.

2. Снажна економска принуда треба да буде покретач примене свих предложених мера.

3. Неопходно је да Министарство рударства и енергетике координира припрему и прати реализацију плана имплементације целог програма предложених мера.

Мере 1.4. из табеле 11.8. (Вођење енергетске статистике) неопходно је разрадити у целини као основу за праћење свих мера, а посебно фискалних мера из групе (2). Мере из групе (2) према искуствима неких европских земаља, посебно добре ефекте дају као дугорочне мере.

4. Ефекти су рачунати за сценарио код којег је уштеда енергије применом ПОС мера 35% до краја 2012. године у односу на потрошњу енергије која би се добила уколико би потрошња енергије пратила предвиђени пораст привредног развоја Србије.

11.8. Табеларни преглед подстицајних мера енергетске ефикасности

Мера	Циљ	Правни оквир и надлежна институција	Рок
1. Прописи и стандарди			
1.1. Пропис о контроли сагоревања	Обавезна контрола квалитета сагоревања код индустријских котлова; непосредни ефекти са могућношћу смањења потрошње енергије код котлова до 5%.	Правилник, министар надлежан за послове енергетике, Агенција за енергетску ефикасност	2010.

Мера	Циљ	Правни оквир и надлежна институција	Рок
1.2. Усаглашавање са најбољим расположивим технологијама (БАТ Европске Заједнице) у погледу енергетске ефикасности за нова постројења, обавеза израде енергетских ревизија у смислу енергетске ефикасности за све пројекте енергетских извора или потрошача енергије у индустрији.	Обавезна редовна израда енергетских audit-а, односно ревизија пројеката везаних за потрошаче енергије у индустрији. Обавеза усаглашавања са БАТ у погледу енергетске ефикасности са дефинисаним дозвољеним одступањем с обзиром на наше услове.	Планирани Закон о рационалној употреби енергије, Закон о планирању и изградњи. МРЕ, Агенција за енергетску ефикасност (СЕЕА), друге надлежне институције.	2010.
1.3. 3. Обавеза примопредајних термотехничких испитивања енергетских постројења (извора) или потрошача енергије у индустрији.	Обавеза примене важећег SRPS/ИСО стандарда за све енергетске изворе у индустрији изнад прописане топлотне снаге.	Одговарајући правни акт, МРЕ, Надлежне институције.	2010.
1.4. Унапређење енергетске статистике а. Успостављање јединствене методологије за прикупљање података о индустријским енергетским постројењима, б. Обавеза евидентирања постројења/индустријских извора в. Обавеза евидентирања мера енергетске ефикасности и обавеза извештавања о реализацији мера енергетске ефикасности, г. Израда benchmarking извештаја на нивоу сектора индустрије, д. Категоризација предузећа по потрошњи енергије.	Повећати квалитет и број података о индустријским енергетским постројењима а сагласно методологији ЕУРОСТАТА, што је једно од подлога за спровођење мера енергетске ефикасности, и израда енергетских индикатора. Активно праћење мера и процена ефеката; на основу тога треба вршити корекцију мера енергетске политике.	Измене и допуне Закона о енергетици, други правни акти. МРЕ, Републички завод за статистику, Агенција за енергетску ефикасност, ПКС, Специјализоване институције.	2010.
1.5. Обавеза увођења енергетских менаџера за велике потрошаче или инжењера енергетичара за предузећа са мањом (средњом) потрошњом енергије, а према категоризацији предузећа по потрошњи енергије.	Дефинисати граничне вредности потрошње енергије за поједине категорије потрошача и обавезе енергетских менаџера, односно инжењера енергетичара на унапређењу енергетске ефикасности.	Измене и допуне Закона о енергетици, Планирани Закон о рационалној употреби енергије, други правни акти. МРЕ, Агенција за енергетску ефикасност, Специјализоване институције.	2010-2011.

Мера	Циљ	Правни оквир и надлежна институција	Рок
1.6. Прилагођавање SRPS стандарда стандардима и директивама ЕУ који су везани за унапређење ЕЕ у индустрији.	Унапређење повећања ЕЕ у индустрији.	Одговарајући правни акт, МРЕ, Агенција за енергетску ефикасност, ПКС, Специјализоване институције.	2010.
2. Фискалне мере			
2.1. Увођење економских мера подстицаја смањењем потрошње енергије у систему индустријске енергетике.	Стимулације за улагања у мере енергетске ефикасности.	министарство у чијем делу кругу су послови државне управе који се односе на рударство и енергетику, министарство у чијем делу кругу су послови државне управе који се односе на финансије, министарство у чијем делу кругу су послови државне управе који се односе на привреду и привредни развој, Агенција за енергетску ефикасност, ПКС, Специјализоване институције.	2010-2011.

Мера	Циљ	Правни оквир и надлежна институција	Рок
2.2. Увођење финансијских олакшица за предузећа која уводе енергетски ефикасне технологије.	Стимулације за улагања у мере енергетске ефикасности.	Одговарајући правни акти, министарство у чијем делокругу су послови државне управе који се односе на рударство и енергетику, министарство у чијем делокругу су послови државне управе који се односе на финансије, министарство у чијем делокругу су послови државне управе који се односе на привреду и привредни развој Агенција за енергетску ефикасност, ПКС, Специјализоване институције.	2010-2011.
2.4. Стварање услова за коришћење постројења за комбиновану производњу енергије (СНР) у индустрији.	Стимулативне цене за произведену електричну енергију и стимулативне цене природног гаса.	Одговарајући правни акт, министарство у чијем делокругу су послови државне управе који се односе на рударство и енергетику АЕЕ.	2010-2011.
2.5 Стварање услова за коришћење отпада, локалних и нисковредних горива и обновљивих извора енергије у производњи енергије у индустрији.	Стимулисање коришћења расположивих домаћих горива и обновљивих извора ради замене увозних горива и смањења увозне зависности. Стимулативне цене за електричну енергију из биомасе.	Уредба Владе Измене и допуне Закона о енергетици, Закон о рационалној употреби енергије, министарство у чијем делокругу су послови државне управе који се односе на рударство и енергетику, Агенција за енергетску ефикасност.	2010-2011.

Напомене - уз преглед подстицајних мера за индустрију – енергетски извори:

1. Цео програм мера заокружен је у јединствену целину тако да је требало да се припрема свих мера и почетак имплементације заврши до средине 2009. године, са трајањем програма до 2012. године.

2. Снажна економска принуда треба да буде покретач примене свих предложених мера.
3. Неопходно је да министарство у чијем делокругу су послови државне управе који се односе на рударство и енергетику координира припрему и прати реализацију плана имплементације целог програма предложених мера.
4. Мере 1.4. (Вођење енергетске статистике) неопходно је разрадити у целини као основу за праћење свих мера, а посебно фискалних мера из групе (2). Мере из групе (2), према искуствима неких европских земаља, посебно добре ефекте дају као дугорочне мере. С обзиром на ситуацију у Републици Србији, предлаже се период од 5 година.

12. ЕНЕРГЕТСКА ЕФИКАСНОСТ

Сагласно Стратегији развоја енергетике Републике Србије до 2015. године, један од пет основних приоритета развоја сектора енергетике је приоритет рационалне употребе квалитетних енергената и повећања енергетске ефикасности у производњи, дистрибуцији и коришћењу енергије код крајњих корисника енергетских услуга. Овај приоритет је, пре свега, значајан због усклађивања производње енергије са реалним потребама сектора потрошње енергије, али и са аспекта смањења утицаја сектора енергетике на животну средину, повољног утицаја на ефикасност привреде, стандард грађана и смањење увозне зависности.

И други значајани стратешки документи Републике Србије придају велики значај појму енергетске ефикасности и нужности спровођења конкретних активности у циљу њеног повећања. Тако рационална употреба енергије и повећање енергетске ефикасности данас представљају кључне елементе одрживог развоја, како је утврђено Националном стратегијом одрживог развоја а повећање енергетске ефикасности препознато је као један од приоритета и у Националној стратегији привредног развоја РС од 2006. до 2012. године. Национални програм за интеграцију у Европску Унију Републике Србије предвиђа стварање услова за примену „*acquis communautaire*“ о енергетској ефикасности.

Пошто су сектори производње, дистрибуције и транспорта енергије приказани у претходним поглављима, у овом поглављу ће бити представљени сектори потрошње енергије, али ће се наведене мере које је потребно спровести ради повећања енергетске ефикасности односити и на сектор потрошње и на сектор производње енергије. Предложене мере омогућавају реализацију дефинисаних стратешких циљева повећања енергетске ефикасности датих у Стратегији развоја енергетике Републике Србије до 2015. године.

Детаљна анализа стања у секторима потрошње финалне енергије је могућа уколико постоји квалитетна и детаљна база енергетских података, односно база енергетских индикатора. У Републици Србији овакве базе још нису у потпуности успостављене, па се при билансирању енергетских токова потрошња финалне енергије у великој мери процењује. Тек по успостављању ових база и редовне израде енергетских индикатора могуће је:

- 1) детаљно сагледавање стања потрошње енергената (према структури и врсти енергетских услуга) у секторима индустрија, саобраћај и зградарство,
- 2) установити ефекте мера које се спроводе у погледу рационалне употребе енергије (према структури и врсти енергетских услуга) у секторима индустрија, саобраћај и зградарство.

12.1. СТАЊЕ У СЕКТОРИМА ПОТРОШЊЕ ЕНЕРГИЈЕ

Потрошња примарне енергије (ППЕ) по становнику износила је 2,29 тое/становнику у 2006. години, што је нешто више од светског просека од 1,80 тое/становнику и ових вредности у земљама из окружења и са успореном транзицијом (Румунија - 1,86 тое/становнику; Хрватска 2,02 тое/становнику). Међутим, у поређењу са Мађарском, која је транзицију извршила убрзано и чија ППЕ износи 2,74 тое/становнику, или развијеним земљама ЕУ (Немачка - 4,23 тое/становнику; Данска - 3,85 тое/становнику; ЕУ-27 - 3,69 тое/становнику) заостајање је очигледно. Ипак, мора се нагласити да је овај енергетски индикатор 2003. године био свега 1,79 тое/становнику и да је његов пораст у Србији највећи у односу на све поменуте земље.

Републички завод за статистику Србије не приказује ГДП у доларима из 2000. године те у складу са методологијом Међународне агенције за енергију није могуће израчунати енергетски интензитет примарне и финалне енергије тако да се он може упоредити са овим индикаторима у другим земљама. Ако се ови индикатори израчунају на бази домаћег бруто производа у сталним ценама из 2002. године исказаног у динарима, очигледно је да је у периоду од 2003-2008. године дошло до пада оба ова индикатора за око 15%, углавном као резултат повећаних приватизационих прихода и БДП-а а мање као резултат повећања економске активности и енергетске ефикасности.

На бази грубих процена, енергетски интензитет у Србији је 2-3 пута већи него у земљама ЕУ15 као резултат пада индустријских активности током деведесетих година, спорог опоравка индустрије, ниских цена електричне енергије и неусаглашености цена енергије и енергената које нису стимулативне за рационалну употребу енергије.

Потрошња електричне енергије у Републици Србији по становнику у 2003. години износила је 3.341 kWh/ становнику, док је просек потрошње електричне енергије по становнику у 2003. години како следи: светски просек – 2.429; ЕУ15 – 6.867; ЕУ25 – 6.399; Мађарска – 3.637 и Хрватска – 3.154 и Румунија – 2.220 kWh/ становнику.

У развијеним земљама висока потрошња електричне енергије по становнику резултат је њеног интензивног коришћења у процесу производње и стварања нових вредности, а у Републици Србији последица великог коришћења електричне енергије у домаћинствима и јавним и комерцијалним делатностима првенствено за потребе грејања. Стање потрошње финалне енергије у периоду од 2005. до 2008. године (без података за територију Аутономне покрајине Косово и Метохија) приказани су у табели 12.1. Интензивно коришћење електричне енергије у овим секторима је резултат ниске цене електричне енергије у односу на друге енергенте (потрошња електричне енергије по становнику износила је 3.520, 3.378, 3.396 и 3.582 kWh/становнику у периоду од 2005. до 2008. године).

Табела 12.1. Стање потрошње финалне енергије у периоду од 2005. до 2008. године у Републици Србији (без података за територију Аутономне Покрајине Косово и Метохија) по секторима потрошње и по енергентима (Мтое)

	СЕКТОРИ ПОТРОШЊЕ			ЕНЕРГЕНТИ				
	Индустрија	Саобраћај	Остало ⁶	Чврста горива	Течна горива	Гасовита горива	Електрична енергија	Топлотна енергија
2005.	2,216	1,981	3,170	0,658	2,506	0,933	2,252	1,018
2006.	2,586	1,774	3,000	1,097	2,328	0,806	2,162	0,967
2007.*	2,675	1,923	3,024	1,139	2,626	0,750	2,176	0,931
2008.*	2,791	2,157	3,225	1,027	2,930	0,926	2,292	0,998

* процена

** план

У Табели 12.2 дати су неки релевантни енергетски индикатори у неколико претходних година. Потрошња примарне енергије по становнику показује благи

⁶ Остало подразумева потрошњу у секторима Домаћинства, Јавне и комерцијалне делтности и Пољопривреда.

пораст, док је ефикасност трансформације (ФЕ/ПЕ) остала практично непромењена у датом периоду. За 2008. годину је овај индикатор нешто повећан, али треба нагласити да је срачунат на основу планираних вредности.

Табела 12.2. Основни енергетски индикатори

	2006.	2007.	2008.
Ефикасност трансформација (ФЕ/ПЕ)	0,51	0,514	0,525
Потрошња ПЕ по становнику (кг ен/стан.)	1955	1993	2094
Потрошња ел.енергије по становнику (кг ен/стан.)	3378	3396	3582
Учешће домаћинства у потрошњи ел.енергије (%)	57	62	56
Учешће ел.енергије произведене из ОИЕ у укупној ел.енергији (%)	29	28	29
Учешће ОИЕ у потрошњи ФЕ (%)	13	11	12

12.1.1. Индустрија

Током деведесетих година прошлог века дошло је до драмтичног пада обима индустријских активности у Републици Србији. Након 2002. године уследило је интензивирање производње, али она и даље није на задовољавајућем нивоу, док ниске цене електричне енергије дестимулативно утичу на рационално коришћење енергије у свим гранама индустрије.

Поуздано утврђивање финалне потрошње енергије у индустрији по индустријским гранама и дефинисање енергетских индикатора на бази расположивих података тренутно није могуће. Поред недостатка података о потрошњи финалне енергије у индустрији, не постоје ни системске анализе наведеног сектора у целости, што додатно отежава утврђивање финалне потрошње енергије у овом сектору. Како би се превазишли наведени недостаци, у наредном периоду је неопходно спровести снимање стања кроз систематске студије, енергетске ревизије и увођења система газдовања енергијом (енергетског менаџмента) код великих потрошача енергије. Ово је значајно и због постојања великих разлика у погледу нивоа упослености капацитета, економских прилика и пословања, како између различитих грана индустрије, тако и између појединачних предузећа. Самим тим њихови удели у финалној потрошњи енергије у индустрији су веома неуједначени и променљиви.

12.1.2. Саобраћај

Потрошња финалне енергије у сектору саобраћаја је у 2005. години достигла ниво из 1990. године, када је износила 1,82 милиона тое. У сектору саобраћаја доминира друмски саобраћај. Кључни проблем у погледу енергетске ефикасности, заштите животне средине, али и безбедност у саобраћају је старост возног парка у Републици Србији. Крајем 2005. године, просечна старост целокупног возног парка у друмском саобраћају износила је 15,3 година од чега је 20 % возила (преко 400 000) старије од 20 година. Уз постојећи тренд врло брзо ће 2/3 возног парка бити старије од 15 година. Старост возног парка у железничком саобраћају је износила 31,1 годину крајем 2004. године, у водном саобраћају 37 година у 2005. години и у

ваздушном саобраћају преко 24 године у 2005. години, што је за авио-саобраћај три пута више од европског просека.

Степен моторизације (број путничких аутомобила на 1.000 становника) је низак у односу на европски просек. Заостајање за земљама у окружењу је очигледно. Једино је Румунија по том показатељу лошија са 137 возила на 1.000 становника (у 2003. години). Република Србија је те године имала 178 возила на 1.000 становника, да би се 2005. године овај број повећао на 189 возила. Поређења ради: Хрватаска је имала 322 (2005. године), Бугарска 239 (2000. године), Словачка 236 (2000. године), Мађарска 277 (2004. године), Чешка 374 (2004. године) и Немачка 549 (2004. године) возила на 1 000 становника.

12.1.3. Зградарство

Као и у саобраћају, и у овом сектору је потрошња финалне енергије у 2005. години скоро достигла ниво из 1990. године када је износила 3,29 М toe. Заостајање у енергетској ефикасности у зградарству у односу на европске земље је евидентно још из периода раних деведесетих година, што се може илустровати поређењем података о просечној потрошњи финалне енергије која се користи за топлотне услуге (припрема санитарне топле воде и топлотне енергије за грејање). Тако у Републици Србији у 2007. години средња годишња специфична потрошња топлотне енергије за грејање и припрему топле воде у стамбеним и нестамбеним зградама сведена на 1 m² нето стамбене површине износи 228 kWh/m² док просечна потрошња финалне енергије која се користи за топлотне сврхе у стамбеним зградама у земљама ЕУ износи 138 kWh/m². У Шведској, земљи са хладнијом и дужом грејном сезонском потрошњом у односу на нашу земљу, просечна потрошња финалне енергије у топлотне сврхе износи 120 kWh/m², а у најновијим зградама са најнижим захтевима за енергијом овај износ не прелази 60–80 kWh/m².

У Републици Србији 26 % од укупне површине објеката снабдева се топлотном енергијом из система даљинских грејања и индивидуалних котларница (14 % из даљинских система и 12 % из локалних котларница), 14 % користи електричну енергију, 10 % природни гас и 50 % користи чврста горива у локалним пећима (угаљ, огревно дрво, биомаса из пољопривреде, отпад и сл.).

Утврђено је да би просечна инсталисана топлотна снага за грејање за стамбене зграде пројектоване и грађене након 1988. године, од када је обавезна примена стандарда JUS U.15.600 из 1987. године, уз стриктну примену стандарда, била 95 W/m². То је далеко испод установљеног републичког просека од 160 W/m².

Доследном применом стандарда за пројектовање и градњу објеката оствариле би се специфичне топлотне снаге за следеће типове зграда:

- 1) за вишепородичне стамбене зграде, зависно од типа и спратности, максимална специфична инсталисана топлотна снага за грејање – 95 W/m² и максимална средња годишња специфична потрошња финалне енергије за грејање – 100 kWh/m²,
- 2) за једнопородичне стамбене зграде максимална специфична инсталисана топлотна снага за грејање – 140 W/m² и максимална средња годишња специфична потрошња финалне енергије за грејање – 150 kWh/m² и
- 3) за нестамбене зграде, зависно од врсте и опреме за грејање ових зграда, максимална специфична инсталисана топлотна снага за грејање – 115 W/m² и максимална средња годишња специфична потрошња финалне енергије за грејање – 120 kWh/m².

Број домаћинстава која користе електричну енергију за грејање износи 15 % од укупног броја домаћинстава, док се само за грејање угроши 24 % од укупне потрошње електричне енергије у свим домаћинствима. Преостала електрична

енергија у домаћинствима, у износу од 10.500 GWh, користи се за: осветљење 735 GWh (7%), акумулационе бојлере 2.145 GWh (23%), шпорете 3.150 GWh (30%), машине за прање 893 GWh (8,5%) и фрижидере и замрзиваче 2.625 GWh (25%) и 952 GWh (6,5%) за остале потребе.

12.2. ПРАВНИ И ИНСТИТУЦИОНАЛНИ ОКВИР У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ И ПРАКСА ЕУ

Закон о енергетици препознаје значај енергетске ефикасности у секторима производње и потрошње енергије у оквиру дефинисане енергетске политике. За добијање енергетске дозволе и лиценце у сектору производње енергије Закон уводи обавезу испуњења прописа и критеријума енергетске ефикасности. У сектору потрошње енергије, Закон не намеће конкретне обавезе потрошачима, али у циљу унапређења стања у овом сектору стварен је нови правни оквир за оснивање Агенције за енергетску ефикасност.

Енергетска ефикасност у секторима производње и потрошње енергије у Републици Србији ће бити посебно обрађена у Закону о рационалној употреби енергије, чија је израда у току.

Агенција за енергетску ефикасност је, у складу са Законом о енергетици реоснована са правним стаусом посебне организације. Задатак агенције је да спроводи и предлаже активности у циљу повећања енергетске ефикасности и повећаног коришћења обновљивих извора енергије, укључујући и припрему техничких и других прописа који се односе на повећање енергетске ефикасности. У претходном периоду активности Агенције су углавном биле усмерене ка реализацији појединачних пројеката финансираних од стране различитих инвеститора и донатора, а пре свега Европске агенције за реконструкцију (демонстрациони пројекти, едукација и подизање свести), док се у наредном периоду очекује значајнији допринос Агенције управо у смислу успостављања подстицајних мера за повећање енергетске ефикасности.

Поред Агенције за енергетску ефикасност, у Републици Србији је основано и пет регионалних центара за енергетску ефикасност, који су смештени у пет универзитетских центара у Београду, Новом Саду, Нишу, Крагујевцу и Краљеву. Оснивање регионалних центара помогнуто је донацијама владе Краљевине Норвешке. Регионални центри треба да обезбеђују спровођење регионалних програма енергетске ефикасности и примене обновљивих извора енергије самостално или у сарадњи са другим регионалним институцијама.

Европска унија системским мерама упућује замље чланице на стално повећање енергетске ефикасности. У том смислу усвојене су бројне директиве и постављени конкретни циљеви за повећање енергетске ефикасности и смањења нарушавања постојеће еколошке равнотеже на Земљи. Одлучност и посвећеност наше земље европским интеграцијама показује се и настојањима да се наши закони ускладе са упутствима ЕУ, успостављајући тиме регулаторну подршку за остварење циљева које оне промовишу.

ЕУ и њене чланице додатно промовишу нужност доношења конкретних планова за повећање енергетске ефикасности у свим секторима потрошње енергије [16], [18], [19], [21], [23], [24], [27], [28], [44], [45], [48], [52].⁷

⁷[16] *A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy, Green Paper, Brussels, EU, 2006*

[18] *Energy for the Future - Renewable Sources of Energy, White Paper for a Community Strategy and Action Plan, Brussels, EU, 1997*

[19] *Environmental Research Needs in Transportation 2002, Transportation Research Board, Washington D.C., USA, 2003*

У циљу повећања енергетске ефикасности као мере смањења емисија гасова који стварају ефекат стаклене баште, ЕУ промовише примену нових савремених технологија и чини сталне напоре за очување животне средине [29], [30], [31], [32], [38], [40], [41], [42], [43], [52].⁸

Уговором о оснивању Енергетске Заједнице, Република Србија обавезала се, између осталог и да стимулише примену мера енергетске ефикасности, а од децембра 2009. године потписнице Уговора преузеле су и обавезу примене следећих Упутстава из области енергетске ефикасности: Упутство 2002/91/ЕЗ о енергетској ефикасности зграда, Упутство 2006/32/ЕЗ о енергетској ефикасности при крајњој потрошњи енергије и енергетским услугама, и Упутство 92/75/ЕЗ о енергетском означавању кућних уређаја и друга упутства којим се спроводи енергетско означавање кућних уређаја. Осим тога, у оквиру Секретаријата Енергетске заједнице формирана је радна група за енергетску ефикасност, која је сагледала могућност укључења *acquis communautaire* о енергетској ефикасности у Уговор. У складу са

-
- [21] *European Transport Policy for 2010: Time to Decide, White Paper, Brussels, EU, 2001*
- [23] *Making Cars More Fuel Efficient, CEMT and IEA, Paris, France, 2005*
- [24] *Powering Future Vehicles - The Government Strategy, London, UK, 2003*
- [27] *Green Paper on energy efficiency or doing more with less, European Commission, Office for Official Publications of the European Communities Luxembourg, 2005, pp. 44*
- [28] *Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential, Commission of the European Communities, Brussels, 2006, pp. 25*
- [44] *20% energy savings by 2020 - Green Paper on Energy Efficiency, European Commission Directorate Generale for Energy and Transport, Brussel, June 2005, pp. 7*
- [45] *Directive 2006/32/EC of the European Parliament and of the Council of 5 April 2006 on energy end – use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EC, Official Journal L 114, 27/04/2006, P.0064-0085*
- [48] *Energy Balance of Electricity and Heat – Working Document, Republic of Serbia, Republic Statistical Office, No 51, Belgrade, December 2005, pp 15*
- [52] *Energy White Paper Our Energy Future – Creating a low carbon economy, TSO, London, 2004, pp. 138*
- ⁸ [29] *Directive 96/61/EC of 24 September 1996 concerning integrated pollution prevention and control, Official Journal L 257, 10/10/1996, P.001-0014*
- [30] *Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market, Official Journal L 283, 27/10/2001, P.0033-0040*
- [31] *Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emission of certain pollutants into the air from large combustion plants, Official Journal L 309, 27/11/2001, P.0001-0021*
- [32] *Directive 2001/81/EC of 23 October 2001 on national emission ceiling for certain atmospheric pollutants, Official Journal L 309, 27/11/2001, P.0022-0025*
- [38] *Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC, Official Journal L 275, 25/10/2003, P.0032-0046*
- [40] *Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EC, Official Journal L 52, 21/02/2004, P.0050-0060*
- [41] *Directive 2004/101/EC of the European Parliament and of the Council of 27 October 2004 amending Directive 2003/87/EC establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community, in respect of the Kyoto Protocol's project mechanisms, Official Journal L 338, 13/11/2004, P.0018-0023*
- [42] *Decision No 280/2004/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 concerning a mechanism for monitoring Community greenhouse gas emissions and for implementing the Kyoto Protocol, Official Journal L 49, 19/02/2004, P.0001-0008*
- [43] *Commission Decision of 29 February 2004 establishing guidelines for the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of European Parliament and of the Council, Official Journal L 59, 26/02/2004, P.0001-0074*

обавезама преузетим Уговором о оснивању Енергетске Заједнице неопходно је до средине 2010. године припремити и у одговарајућој правној форми и законом предвиђеној процедури усвојити Акциони план за повећање енергетске ефикасности у Републици Србији, са дефинисаним циљем смањења потрошње енергије.

12.3. БАРИЈЕРЕ ЗА ПОВЕЋАЊЕ ЕНЕРГЕТСКЕ ЕФИКАСНОСТИ

Да би се успоставиле мере за повећање енергетске ефикасности најпре је неопходно идентификовати основне баријере за њено повећање, које се могу класификовати као финансијске, социјалне и техничке.

Кључне баријере за реализацију мера за повећање енергетске ефикасности су нереални паритети цена енергената и њихова нестабилност, а пре свега однос цена електричне енергије и горива.

Поред финансијске, баријере имају изражену и социјалну димензију. Наиме, деценијама, а нарочито током деведесетих година, енергија је посматрана као социјална категорија. Овакав тренд је настављен, па се знатан део бриге о социјалном статусу становништва у Републици Србији одвија преко одржавања цена енергије и енергената на вештачки ниском нивоу, што је дестимулативно за спровођење мера које за циљ имају повећања енергетске ефикасности.

Техничке баријере се односе на заостајање у развоју нових технологија, као и непостојање систематског приступа њиховој промоцији и прихватању нових техничко-техношких решења. Уколико у овој сфери не дође до помака, врло брзо ће ово бити један од кључних развојних проблема у Републици Србији.

12.4. МЕРЕ ЗА ПОВЕЋАЊЕ ЕНЕРГЕТСКЕ ЕФИКАСНОСТИ

Успостављање реалног паритета цена енергената и енергетских услуга, праћено социјалним програмима за оне категорије корисника енергије које је неопходно субвенционисати, је најбољи и природни покретач активности на повећању енергетске ефикасности у свим секторима.

Пракса развијених земаља је показала да држава мора имати водећу улогу у спровођењу систематских активности на повећању енергетске ефикасности. Ово је поготову неопходно у економијама где су цене енергије и енергената под контролом државе. У таквим условима, крајњи корисници енергију посматрају као нужан трошак чије смањење, по правилу, није приоритет. То читаву област активности повећања енергетске ефикасности удаљава од тржишног размишљања и одвраћа интерес слободног капитала за улагања у такве пројекте. У моменту када енергија и енергенти постану роба која потпуно подлеже свим правилима закона понуде и потражње водећа улога државе више неће бити неопходна. Слободна инвестициона средства су, због своје природе, доступна само за пројекте чијом се реализацијом она увећавају, па тада и пројекти повећања енергетске ефикасности постају равноправни за улагања.

До отклањања поменутих економских баријера водећа улога државе у погледу повећања енергетске ефикасности огледа се у успостављању адекватних правних оквира (закона, подзаконске регулативе, прописа итд.) и подстицајних услова за примену бројних техничких мера које доводе до њеног повећања, као и утицајем на понашање крајњих корисника путем подизања њихове свести у овој области.

Поред Владе, у стварању услова за рационалну употребу енергије значајну улогу треба да имају и локалне самоуправе. Општине су према Закону о енергетици задужене да доносе планове развоја енергетике којима утврђују потребе за енергијом на свом подручју и прибављају податке потребне за израду енергетског биланса Републике Србије. У циљу спровођења ових активности, као и рационалног

газдовања енергијом на локалном нивоу, треба створити законске услове и обавезу да општине успоставе функцију енергетског менаџера.

Осим тога, успостављање обавезе у погледу рационалног газдовања енергијом тј. увођења енергетског менаџмента, и стална брига о повећању енергетске ефикасности у свим секторима потрошње и производње енергије нужан су предуслов за реализацију системских мера повећања енергетске ефикасности у држави као целини.

Мере за повећање енергетске ефикасности које је потребно спровести у секторима потрошње приказане су у табели 12.3.

Мере за повећање енергетске ефикасности се могу класификовати на следећи начин: регулаторне и подстицајне мере, и техничке и организационе мере, по свим секторима потрошње енергије.

12.4.1. Регулаторне и подстицајне мере

У циљу креирања неопходног правног оквира за повећање енергетске ефикасности, потребно је што пре донети Закон о рационалној употреби енергије и пратећу подзаконску регулативу. Основни циљ овог закона је да омогући и подстакне одговорно, рационално и дугорочно одрживо коришћење енергије, да допринесе повећању сигурности снабдевања енергијом, као и повећању запослености и конкурентности и побољшању стања животне средине, преко успостављања широког тржишта услуга енергетске ефикасности, промене понашања и навика у односу на употребу енергије, реализације програма и пројеката и примене других мера за унапређење енергетске ефикасности, односно кроз увођење минималних стандарда потрошње енергије, развој свеобухватног система газдовања енергијом (енергетског менаџмента) и спровођења енергетских ревизија. Законом о рационалној употреби енергије, такође треба створити правни основ за увођење субвенција, фискалних и других олакшица и подстицаја за реализацију пројеката који за циљ имају повећање енергетске ефикасности. Закон је потребно у што већој мери ускладити са регулативом и праксом ЕУ у погледу енергетске ефикасности у складу са Националним планом европских интеграција и Уговором о Енергетској заједници.

За успешну реализацију програма пројеката и мера који за циљ имају повећање енергетске ефикасности неопходно је формирање Фонда за енергетску ефикасност, који треба да буде основан изменама и допунама Закона о енергетици. Законом којим се оснива Фонд за енергетску ефикасност, поред осталог, треба дефинисати: изворе прихода фонда, права за коришћење фонда, управљање фондом, обим и начин коришћења фонда од стране свих корисничких категорија или појединачних корисника и начин контроле коришћења фонда.

Поред оснивања Фонда за енергетску ефикасност, Министарство рударства и енергетике и Агенција за енергетску ефикасност у сарадњи са другим ресорним министарствима и релевантним установама, треба да ради и на креирању других подстицаја за примену мера енергетске ефикасности како у секторима потрошње тако и у секторима производње енергије, као што су:

- 1) обезбеђивање разних пореских и других олакшица за фирме које спроводе пројекте у циљу унапређења енергетске ефикасности;
- 2) увођење принципа енергетске ефикасности у јавне набавке, али и у критеријуме за доделу средстава других фондова, па и кредита;
- 3) сарадња са међународним финансијским институцијама у циљу реализације повољних кредитних аранжмана;

- 4) привлачење интереса и изградња капацитета локалних банака да кредитирају пројекте из области рационалне употребе енергије;
- 5) стварање законских услова за посебну врсту финансирања од „треће стране”, односно за рад ESCO компанија које спроводе мере штедње (у фирмама или општинама), а своје услуге наплаћују из остварених енергетских уштеда;
- 6) спровођење активности у циљу отварања могућности за коришћење Механизма чистог развоја Кјото протокола за реализацију пројеката енергетске ефикасности.

У наставку су представљене регулаторне и подстицајне мере енергетске ефикасности за појединачне секторе потрошње:

12.4.1.1. Сектор индустрије

Пакет регулаторних и подстицајних мера за повећање енергетске ефикасности у индустрији треба да укључи и:

- 1) Стварање услова за спровођење упоредних анализа производних индикатора (benchmarking) индустријских предузећа
- 2) Стварање регулаторних услова за успостављање стандарда и процедура енергетских ревизија у индустрији. Ову меру је неопходно спровести најпре за енергетски интензивна, а потом и остала индустријска предузећа, која их могу реализовати и пре ступања обавезе на снагу на добровољној бази уз могућност финансијске подршке Фонда за енергетску ефикасност. При томе је неопходно сертифицирати компетентност ревизора и стандардизовати поступке прегледа и извештавања.

12.4.1.2. Сектор саобраћаја

Пакет регулаторних и подстицајних мера који ће омогућити повећање енергетске ефикасности у саобраћају треба да укључују и:

- 1) Прописивање минималних стандарда енергетске ефикасности превозних средстава у складу са прописима и стандардима ЕУ.
- 2) Спровођење промотивних кампања о енергетски ефикасном понашању у саобраћају.
- 3) Планирање и успостављање енергетски ефикасних саобраћајних система. Побољшати: планирање саобраћаја у градовима, укључити алтернативне начине превоза, побољшати инфраструктуру јавног превоза, увести енергетски ефикасна возила и алтернативна горива итд.,
- 4) Подстицање коришћење возила са емисијама испод 120 gCO₂/km

12.4.1.3. Сектор зградарства

Пакет регулаторних и подстицајних мера који ће омогућити повећање енергетске ефикасности у зградарству треба да укључи:

- 1) Усвајање и примена регулативе која ће обезбедити примену Упутства ЕУ 2002/91/ЕЦ о енергетској ефикасности зграда;

- 2) Континуално вођење промотивних кампања за подизање свести грађана о значају и мерама рационалне употребе енергије и повећања енергетске ефикасности;
- 3) Обавезу увођења система енергетског менаџмета у јавне објекте и објекте комерцијалних услуга као и обавезу спровођења периодичних енергетских ревизија ових објеката;
- 4) Увести и промовисати систем коришћења енергетских ознака уређаја који се користе у домаћинствима;
- 5) Усвојити минималне стандарде енергетске ефикасности уређаја и опреме који се могу наћи на тржишту;
- 6) Створити регулаторне услове за увођење наплате услуге грејања по количини испоручене топлотне енергије, која би се утврђивала мерењем у циљу стварања услова и мотивација корисника система даљинског грејања да улажу у мере енергетске ефикасности;
- 7) Редовна инспекцијска контрола котлова и климатизационо-вентилационих система зграда;
- 8) Увођење механизма оцене пројеката на темељу анализе трошкова животног века пројекта, а не само на темељу инвестиционих трошкова, чиме ће се омогућити трансформација тржишта према енергетски ефикаснијим производима и пројектима;
- 9) Оснивање подстицајних фондова и увођење других подстицајних мера за побољшање топлотне заштите постојећих стамбених зграда;

12.4.2. Техничке и организационе мере

Основна организациона мера која има за циљ рационалну употребу енергије подразумева увођење обавезе газдовања енергијом (енергетског менаџмента) за велике потрошаче енергије. Под овом мером подразумева се организован начин праћења потрошње енергије и предузимање мера за њено смањење и повећање енергетске ефикасности кроз именовање особа задужених да воде рачуна о рационалној употреби енергије (енергетских менаџера) и увођења система обавезујућег извештавања о потрошњи енергије и предузетим мерама. Мера се уводи постепено, не захтева посебна инвестициона средства (реализује се из текућег одржавања), а према искуствима развијених земаља у којима ова пракса постоји дуги низ година, доноси минималне годишње уштеде у индустрији, комуналној енергетици и ЈКП од 3% потрошње финалне енергије у овим секторима, односно годишњу уштеду од 23,7 милиона ЕУР. За реализацију мере неопходно је усвајање Закона о рационалној употреби енергије а нужно је развити и спровести и обуку кадрова да обављају послове енергетског менаџера. Енергетски менаџмент је неопходно увести и на локалном нивоу и у државним институцијама.

У сектору индустрије и зградарства од великог је значаја и израда енергетских ревизија које имају за циљ снимање постојећег стања потрошње и идентификовање мера за унапређење енергетске ефикасности.

12.4.3. Сектор индустрије

У сектору индустрије могуће је остварити смањење потрошње енергије за 15 % у периоду до 2012. године спровођењем следећих мера.

- 1) Знатан потенцијал се налази у побољшању процеса сагоревања уз регуларну инспекцијску контролу извршења ове обавезе. Овом мером је могуће смањити потрошњу енергије у индустрији за 2–3%, што износи 0,0809

милиона toe (0,9402 TWh) или 28,2 милиона евра смањења трошкова за гориво. За реализацију ове мере нису неопходна додатна средства. Могу се користити постојећи фондови средства одржавања. Међутим, неопходно је донети уредбу и обавезати енергетске субјекте да меру спроводе редовно и да инспекције стриктно контролишу извршење ове обавезе;

- 2) Коришћењем ефеката који се остварују доградњом кондензационих површина на котловима у индустрији и у топланама који су пројектовани и грађени за мазут, а сада се у њима сагорева природни гас, може се остварити повећање енергетске ефикасности ових котловских јединица за 6–7 %. То је додатни потенцијал и треба га искористити, јер се инвестиција, по правилу, отплаћује за мање од годину дана уколико котао ради 4 500 сати годишње. Ова мера се може остварити кроз обавезе прописане Законом о рационалној употреби енергије и делимичним подстицајем од државе, односно сопственим средствима предузећа;
- 3) Побољшањем контроле и регулисања процеса коришћења енергије у скоро свим индустријским групацијама могуће је, према искуствима из земаља у којима је ова мера реализована, повећање енергетске ефикасности за 5%. То би на нивоу укупне индустрије код нас износило 0,1617 милиона toe (1,8804 TWh) или смањење трошкова за енергију од 56,4 милиона ЕУР.
- 4) Коришћење отпадне топлоте из енергетских постројења и производних процеса је потенцијал за повећање енергетске ефикасности који може износити и до 20% од укупних топлотних потреба производње. Типичан је за процесе сушења, процесе у хемијској и прехранбеној индустрији, индустрији грађевинског материјала и сл. Основна потешкоћа је у чињеници нестабилног рада скоро целе индустрије у Републици Србији и непостојања поуздане базе за прецизније утврђивање овог потенцијала и његовог могућег удела у смањењу укупне потрошње енергије у индустрији.
- 5) Енергетска интеграција производног процеса, поготову у хемијској индустрији, представља потенцијал којим је могуће повећати енергетску ефикасност топлотних система фабрике и до 5% уз релативно кратак период отплате (по правилу краћи од годину дана, а не дуже од три године). Потешкоће у прецизној оцени ове мере су исте природе као и за претходну меру. Обе се могу решавати применом будућег Закона о рационалној употреби енергије.
- 6) Замена постојећих мотора. У конзуму је инсталисано 4 000 MW електромотора. Њиховом заменом моторима више енергетске ефикасности класе ЕФ1 и ЕФ2 остварује се ефекат од смањења потрошње електричне енергије од 188 GWh годишње или 7,5 милиона ЕУР. Инвестиција за реализацију ове мере износи 200 милиона ЕУР. Мера доноси знатне енергетске ефекте, али је њена реализација економски нереална са постојећим ценама електричне енергије, јер у садашњим условима рада фабрика и ценовних паритета крајњим корисницима доноси ефекте тек након 15 година. Реализација ове мере је у садашњем тренутку реална само уз субвенције државе као део стратешког развоја и интензивирање производње мотора класе ЕФ1 и ЕФ2.

12.4.4. Сектор саобраћаја

Мере које је потребно спровести у сектору саобраћаја су следеће:

- 1) Доношење националне стратегије и специфичних програма развоја саобраћајних система у оквиру које би се посебна пажња посветила и повећању енергетске ефикасности у сектору саобраћаја.

- 2) Подмлађивање возног парка у свим секторима саобраћаја са циљем повећања енергетске ефикасности. За реализацију ове мере пожељно би било увођење мера за стимулисање набавке нових аутомобила и дестимулисање коришћења возила старијих од 15 година.

12.4.5. Сектор зградарства

У овом сектору дефинисане су следеће активности које је потребно реализовати:

- 1) Прелазак са грејања на електричну енергију на друге видове енергије. Процена је да је смањење садашњег оптерећења електроенергетског система за грејање електричном енергијом, које износи 3 062 MW, реално могуће за 1 222 MW заменом системима даљинског и централног грејања или природног гаса, што доноси годишњу уштеду у електричној енергији од 1 500 GWh. Вредност те енергије је, по тренутној набавној цени електричне енергије на тржишту, 60 милиона евра годишње. Ову меру је могуће реализовати координираном акцијом Министарства рударства и енергетике, ЕПС-а и дистрибутера топлотне енергије и природног гаса. За то је потребна планска градња ових система на подручјима где доминира грејање електричном енергијом. Вероватно је да је за такве зоне погоднији развој система природног гаса због једноставније градње и јефтиније инсталације. Међутим, ова мера због могуће висине инвестиције захтева детаљне појединачне анализе за сваки локалитет посебно. Висина сваке парцијалне инвестиције зависи од великог броја параметара за оба система и није им лако дати генералну предност осим крајње уопштено;
- 2) Замена сијалица у домаћинствима и пословним објектима. Број домаћинстава са једнотарифним бројилом износи 1 250 755 и са двотарифним 1 691 610. Електричну енергију реално користи 2 700 000 домаћинстава. Осим тога, на ниском напону I и II степена има 300 000 других корисника, што укупно износи 3 000 000 корисника. Заменом само по две сијалице од по 100 W одговарајућим флуоросцентним од по 20 W постиже се уштеда електричне енергије од 701 GWh и ослобођа капацитет извора од 480 MW или 28 милиона евра. Улагање за реализацију ове мере (куповина сијалица) износи 18 милиона евра са периодом отплате од 8 месеци. Реализација мере је могућа на разне начине, па чак и поклањањем сијалица уз одговарајућу медијску промотивну кампању, јер је ефекат изузетно значајан за Електропривреду Србије и државу. Тиме би се омогућио постепен прелазак на коришћење само ових високоефикасних сијалица;
- 3) Доношење нових прописа о спољним пројектним температурама. Сагласно Закону о стандардизацији, потребно је да све општине донесу пропис са новим спољним пројектним температурама. Циљ ове мере је: смањење пројектне инсталисане снаге кућних инсталација и извора за грејање зграда, повећање енергетске ефикасности у коришћењу грејних постројења и смањење инвестиционих трошкова за ова постројења. Повећањем средње пројектне температуре на нивоу државе за 4°C остварује се уштеда енергије за грејање од 10% (реализацијом ове мере би се елиминисало сада евидентно загревање просторија изнад пројектно датих вредности). Реализација мере не захтева инвестициона средства;
- 4) Доследна примена SRPS U J5.600 из 1998. године. Доследном применом сада важећег JUS.U. J5. 600 и других пратећих стандарда о пројектовању нових стамбених зграда и њиховој термичкој заштити могуће је смањити пројектну инсталисану снагу за грејање за 30–40 % и остварити приближно толику

уштеду у енергији за грејање. Реализација мере захтева само стриктно извршење и поштовање постојећих прописа и остварење реалних цена станова уз контролу енергетског квалитета објекта при примопредаји зграда и грејних система у њима. Потребно је усвојити максималну дозвољену вредност финалне енергије за грејање зграда од 100 kWh/m² годишње и пројектанта обавезати да се тоplotно физичким карактеристикама та вредност задовољи. Податак о годишњој потрошњи енергије треба да буде саставни део документације зграде. Одређивање потрошње на основу пројекта и примопредајног записника био би задатак лиценцираних појединаца;

- 5) Прелазак са паушалног на обрачун за грејање и припрему топле воде према мерењу потрошње тоplotне енергије. Сагласно Закону о енергетици и увођењу принципа да за све тарифне купце цена тоplotне енергије треба да буде једнака увести обавезу мерења ангажоване тоplotне енергије за грејање и потрошње енергије за грејање и припрему топле воде на кућним подстаницама, меродавним за обрачун трошкова за грејање и припрему топле воде (ТПВ). Избор начина деобе укупно потрошене енергије и трошкова за вишепородичне зграде и нестамбене зграде треба да буде у обавези корисника зграде. Према искуствима других земаља где је то учињено (и у деловима система у Београду и Новом Саду) увођењем обрачуна трошкова по измереним вредностима потрошње, постиже се смањење потрошње од 10%;
- 6) За замену прозора, у свим вишепородичним зградама прикљученим на ситеме централног грејања, у 60% вишепородичних стамбених зграда које сада користе електричну енергију, у свим једнопородичним зградама са централним грејањем и 40% једнопородичних зграда грејаних на електричну енергију или прикључених на природни гас потребно је 936 милиона ЕУР за вишепородичне стамбене зграде односно 1326 милиона ЕУР за једнопородичне стамбене зграде. Укупни ефекат уштеда финалне енергије за грејање реализацијом ове инвестиције износи око 7,4 TWh годишње (4,05 TWh за вишепородичне и 3,35 TWh за једнопородичне зграде) и када би се тај новац уложио сада, средњо период отплате би износио 8,9 година (за вишепородичне 7,1 година уз годишње уштеде 132 милиона ЕУР и за једнопородичне 10,8 година уз годишње уштеде од 122,7 милиона ЕУР). У периоду 2007–2012. године предвиђена је реализација инвестиција којом би се остварила уштеда од 10% овог потенцијала;
- 7) За трошкове побољшања изолације зидова објеката из претходног става треба уложити 341 милион ЕУР за вишепородичне зграде и 497,9 милиона ЕУР за једнопородичне зграде. Укупан ефекат реализације ове мере је уштеда финалне енергије за грејање од око 3,5 TWh годишње (1,9 TWh за вишепородичне и 1,6 TWh за једнопородичне зграде). У периоду 2007–2012. године предвиђена је реализација инвестиција којом би се остварила уштеда од 10% овог потенцијала;
- 8) Доношење прописа о обавези градитеља нових и власника постојећих зграда да прибаве сертификат о енергетској ефикасности зграде;
- 9) За нове зграде, које ће се грејати из система даљинског или централног грејања, увести обавезу припреме ТПВ у подстаницама и котларницама ових система.

12.5. ПРАЋЕЊЕ РЕАЛИЗАЦИЈЕ ПРОГРАМА У ДЕЛУ ЕНЕРГЕТСКЕ ЕФИКАСНОСТИ

У циљу праћења реализације овог Програма у области енергетске ефикасности потребно је:

- 1) успоставити базу енергетских индикатора. Пошто не постоје поуздани детаљни подаци о потрошњи финалне енергије, неопходно је у наредном периоду спровести истраживања, студије и анализе које би омогућиле прикупљање релевантних података о стању потрошње енергије у свим секторима потрошње (индустрија, саобраћај, домаћинства, јавне и комерцијалне делатности и пољопривреда);
- 2) изградити и ојачати капацитете Агенције за енергетску ефикасност и министарства надлежног за послове државне управе у области рударства и енергетике;
- 3) обезбедити активно учешће других релевантних институција у реализацији Програма.

12.6. ЗАКЉУЧАК

У свим секторима финалне потрошње енергије: индустрији, зградарству и саобраћају уочава се заостајање у погледу енергетске ефикасности, како у односу на развијене европске земље, тако и у односу на неке земље из нашег непосредног окружења. Повећање енергетске ефикасности мора да представља трајан процес у свим секторима производње и потрошње енергије, што је данас редовна пракса у целом прогресивном свету.

Имајући у виду да је у Републици Србији енергија још увек знатан инструмент социјалне политике, разумно је да паритети цена енергената и енергетских услуга нису реални. Међутим, то делује дестимулативно за активности повећања енергетске ефикасности. Због тога је у циљу остварења ове идеје и ради њеног систематског повећања неопходна водећа улога државе.

Постојећи правни оквир није довољано обавезујући за секторе потрошње, у погледу повећања енергетске ефикасности. Поред даље подршке раду Агенције за енергетску ефикасност држава мора у наредном периоду што пре да донесе Закон о рационалној употреби енергије, као и да оснује Фонд за енергетску ефикасност и спроведе друге регулаторне, подстицајне и организационе мере описане у овом поглављу како би се омогућила реализација идентификованих приоритетних мера енергетске ефикасности.

У циљу праћења реализације Програма неопходно је утврдити енергетске индикаторе за секторе потрошње. Држава, такође, мора постепено потпуно либерализовати тржиште енергије и енергената. Тиме би се створили услови заинтересованости слободног инвестиционог капитала за пројекте повећања енергетске ефикасности. До тада су државни подстицаји неопходни за реализацију идеје повећања енергетске ефикасности. Овим путем би се постепено остварила и интеграција целине енергетике у системе ЕУ.

Табела 12.3. Мере за повећање енергетске ефикасности у индустрији, саобраћају и зградарству до 2012. године

Редн и број	Опис	Ефекат годишње уштеде енергије (снаге)	Финансијс ки ефекат	Очекивана инвестициј а	Очекиван и прост период отплате	Напомена/улога државе
			[милиона ЕУР]	[милиона ЕУР]	[година]	

СЕКТОРИ ПОТРОШЊЕ индустрија, саобраћај, зградартво						
1.	Увођење енергетских менаџера у индустрији и већим јавним, пословним и комуналним објектима	0,0678 M toe финалне енергије	23,7	Из текућег одржавања	-	Реализовати кроз примену Закона о рационалној употреби енергије
2.	Подизање свести грађана о рационалној употреби енергије	-	-	Из фонда за енергетску ефикасност	-	Медијске кампање, обуке, стручни скупови, предавања у школама
3	Измена тарифног система електричне енергије	-	-	-	-	Даља модификација тарифног система електричне енергије у циљу дестимулисања потрошње електричне енергије за потребе грејања
Сектор индустрије - Смањење потрошње за 15% у периоду до 2012. године						
4.	Контрола процеса сагоревања	0,0809 M toe примарне енергије	28,2	Из текућег одржавања	-	Реализовати кроз примену Закона о рационалној употреби енергије, Уредба Владе РС
5.	Доградња кондензационих површина у котловима	-	-	-	До 1 године 4.500 часова рада	
6.	Побољшање контроле и регулисања	0,1617 M toe примарне енергије	56,4	-	До две године (искуство)	
7.	Коришћење отпадне топлоте	-	-	-	До три године (искуство)	
8.	Енергетска интеграција производног процеса	-	-	-	-	
9	Замена постојећих мотора	188 GWh	7,5 у енергији 92 у снази	200	27 (корисник) 15 укључив ЕПС	Могућа само постепена замена у дужем периоду

Сектор саобраћаја						
10.	Дефинисање, утврђивање и доношење националне стратегије о развоју саобраћајних система	-	-	-	-	Ресорно министарство
11.	Усклађивање и хармонизација прописа у Републици Србији са прописима ЕУ	-	-	-	-	
Сектор зградарства						
12.	Супституција грејања на електричну енергију	1.500 GWh	60	Непозната	-	Мора се решавати сваки локалитет посебно
13.	Замена сијалица у домаћинствима и пословним објектима	701 GWh	28	18,00	8 месеци	Субвенцијом на цену сијалица, кроз пореске олакшице, сарадња са ЈП ЕПС-ом.
14.	Доношење нових прописа о спољним пројектним температурама	1290 GWh	38,7	-	-	Доношење и примена прописа
15.	Доследна примена SRPS U J5.600 из 1998. године	4500 GWh	153,4	-	-	Контрола примене прописа.
16.	Прелазак са паушалног на обрачун за грејање и припрему ТПВ према мерењу потрошње топлотне енергије	1290 GWh	38,7	Из текућег одржавања	-	Контрола примене прописа
17.	Замена прозора	740G Wh	25,47	226,20	8,9	Формирање фонда за енергетску ефикасност
18.	Побољшање изолације	350 GWh	12	83,90		
19.	Увођење обавезе прибављања сертификата енергетске ефикасности зграде. За нове зграде до техничког пријема а за старе накнадно и временски орочено.	-	-	-	-	Доношење и примена Закон о рационалној употреби енергије, Примена Закона о планирању и изградњи

14. ФОНД ЗА ЕНЕРГЕТСКУ ЕФИКАСНОСТ

14.1. СТАЊЕ У ЕНЕРГЕТИЦИ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

У прошлости нарушена економија Србије, са друштвеним производом вишеструко нижим него у развијенијим земљама Централне и Источне Европе, оптерећена је врло нерационалном потрошњом енергије. Нерационалност потрошње енергије најбоље илуструју неповољни индикатори потрошње енергије по јединици друштвеног производа, по учешћу трошкова енергије у укупном друштвеном производу, у целини и по секторима, а посебно по групацијама индустрије. Наведени индикатори потрошње енергије су до те мере погоршани током периода 1990–2000. да све анализе указују да се планирани привредно-економски опоравак Републике Србије до 2012. године може остварити само под условом да се индикатори потрошње енергије доведу бар на ниво из 1990. године, чиме би економска ефективност утрошене енергије и енергетска ефикасност коришћења енергије довеле на ниво оних централно и источно европских земаља које су оствариле позитиван развој у протеклих 10 година.

Чињеница да Република Србија само за увоз квалитетних енергената (нафте, гаса, кокса, електричне енергије) издваја годишње преко једне милијарде УСД, и да скоро исто толико износе трошкови производње финалне енергије из домаћих енергетских ресурса, указују на потребу хитних интервенција, почев од регулативе до техничких мера којима се омогућује смањивање евидентно високих губитака енергије, како у системима за производњу и дистрибуцију енергената, тако и у секторима потрошње енергије. Ово се посебно односи на потребу рационалније употребе и смањивања потрошње електричне енергије не само због чињенице да је реч о најплеменитијем и најскупоценијем виду енергије већ и због чињенице да ће се у Републици Србији целокупна производња овог енергента још дуго заснивати само на постојећим електроенергетским капацитетима, за чије ће одржавање и повећање погонске спремности бити потребна значајна средства не само за унапређено одржавање опреме путем детаљних ремонтних радова, већ и за модернизацију постројења уградњом нових уређаја за заштиту животне средине.

Из наведених чињеница проистиче ургентна потреба преузимања свих неопходних мера за спровођење конкретних активности на програмима за рационалну употребу и штедњу, пре свега, електричне и топлотне енергије у сектору домаћинства и јавне и комерцијалне делатности, укључујући и програме за повећање ефикасности у постројењима за производњу и дистрибуцију енергије, те повећање ефикасности коришћења енергије у производним технологијама индустрије Србије.

Осим тога, политика цена енергије и паритета цена енергије и горива још увек нису стимулативне за штедњу енергије, рационално коришћење енергије (нпр. увођење когенерације) и веће коришћење обновљивих извора енергије. У наредном периоду треба донети више подзаконских аката и других прописа, као и увести финансијске и економске мере да би могле да буду реализоване обавезе из Стратегије развоја енергетике и да би била усаглашавана документа неопходна за процес очекиваног приближавања и придруживања Европској Унији.

Велики губици и нерационална потрошња енергије, као и растућа увозна зависност су озбиљан разлог да Република Србија у своје развојне приоритете сврста повећање енергетске ефикасности и примену локалних, посебно обновљивих извора енергије. За директно подстицање тако усмерених активности у секторима потрошње енергије неопходно је оснивање наменског Фонда за енергетску ефикасност, као и доношење посебног Закона за рационалну употребу енергије, који

треба да обезбеди правни оквир за реализацију наведених активности. Сви плански документи Републике Србије (Закон о енергетици, Стратегија развоја енергетике до 2015. године, Национална стратегија привредног развоја), као и активности надлежних институција (Министарство рударства и енергетике, Агенција за енергетску ефикасност) и програми које оне реализују (Национални програм енергетске ефикасности који реализује Министарство за науку и технолошки развој, стратешки програми које реализује Агенција за енергетску ефикасност, на пример) идентификују претходне ставове као приоритете, односно предуслове за достизање европских стандарда у областима енергетске ефикасности и примене обновљивих извора енергије.

14.2. СТРАТЕШКИ ОКВИР ЗА ОСНИВАЊЕ ФОНДА У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ

14.2.1. Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2015. године

Међу Приоритетним програмима Стратегије развоја енергетике су Усмерени Приоритет рационалне употребе енергената и ефикасног коришћења енергије и Посебни Приоритет коришћења нових обновљивих извора енергије и нових ефикасних енергетских технологија, односно уређаја.

Међу мере које су Стратегијом предвиђене за реализацију њених стратешких циљева спадају формирање Фонда за енергетску ефикасност за Програме енергетске ефикасности и примене нових обновљивих извора енергије, као и утврђивање Модела финансијског подстицања за економско-ефективна улагања у Програме енергетске ефикасности и Пројекте за примену нових обновљивих извора енергије.

14.2.2. Уговор о оснивању Енергетске заједнице

Уговором о оснивању Енергетске заједнице између Европске заједнице и Републике Албаније, Републике Бугарске, Босне и Херцеговине, Републике Хрватске, БЈР Македоније, Републике Црне Горе, Румуније, Републике Србије и Привремене мисије УН на Косову у складу са Резолуцијом 1244 СБ (глава 6, члан 35) предвиђено је да Заједница усваја Мере ради подстицања развоја у областима обновљивих извора енергије и енергетске ефикасности. Та уговорна обавеза подразумева усвајање и примену постојећих директива Европске Уније у области обновљивих извора енергије и енергетске ефикасности, које индиректно воде ка оснивању посебног фонда за те намене.

14.2.3. Стратегија којом се уређује привредни развој Србије до 2012. године

Почетком 2006. године припремљена је Стратегија којом се уређује привредни развој Србије до 2012. године, у којој је директно назначена и образложена хитна потреба оснивања посебног Фонда за подстицање повећања енергетске ефикасности и примене обновљивих извора енергије.

Због чињенице да у Републици Србији још увек нема повољног окружења које би стимулисало предузећа, локалне заједнице, појединаце, па и саму државу, за рационално и ефикасно трошење енергије, и поред усаглашене и свеобухватне политике енергетске ефикасности, инициран је процес стварања законодавног и нормативног окружења и политике цена енергије и горива, које би такво повољно окружење формирало. Све то је потребно помагати финансијским и економским мерама, подстицати и олакшавати све активности и пројекте који доприносе

енергетској ефикасности, међу којима је формирање посебног Фонда за енергетску ефикасност најефективнија мера.

14.3. ИНСТИТУЦИОНАЛНИ ОКВИР

14.3.1. Агенција за енергетску ефикасност

Агенција за енергетску ефикасност је основана Законом о енергетици (чл. 146-147), са циљем да обавља послове у вези са припремом предлога подстицајних мера за повећање енергетске ефикасности у поступку припреме Стратегије развоја енергетике, припремом и предлагањем програма и мера за подстицање ефикасног и рационалног коришћења енергије и да прати њихово спровођење, као и да припрема предлоге за спровођење енергетске ефикасности, искоришћавање обновљивих извора енергије и заштите животне средине, затим припрема и предлаже техничке и друге прописе који се односе на повећање енергетске ефикасности, припрема критеријуме за оцену ефикасности уређаја у коришћењу енергије и начин њиховог обележавања у складу са одговарајућим међународним прописима и стандардима, пружа финансијску и техничку подршку у припреми и реализацији приоритетних пројеката енергетске ефикасности, као и да подржи консултантске, саветодавне и едукативне активности у промовисању енергетске ефикасности.

14.3.2. Национални програм енергетске ефикасности

Национални програм енергетске ефикасности је донет 2001. године, у оквиру Министарства за науку и технолошки развој и финансира се средствима која су у Буџету Републике Србије намењена финансирању науке и научних институција.

Национални програм енергетске ефикасности, односно пројекти који се у оквиру њега финансирају обухватају: (1) рационално коришћење енергетских потенцијала Србије, (2) рационално коришћење потенцијала околине, (3) коришћење алтернативних и обновљивих извора енергије, (4) енергетску ефикасност у експлоатацији и трансформацијама енергетских извора у примарну енергију, (5) енергетску ефикасност при преносу и дистрибуцији топлотне и електричне енергије, (6) енергетску ефикасност при трансформацијама енергије у финалну енергију код крајњих потрошача у индустрији, домаћинствима, пољопривреди, комуналним системима, стамбеним и јавним зградама и у саобраћају.

14.3.3. Регионални центри енергетске ефикасности

У Републици Србији је основано 5 регионалних центара за енергетску ефикасност, лоцираних у 5 универзитетских центара (Београду, Новом Саду, Нишу, Крагујевцу и Краљеву). Оснивање регионалних центара помогнуто је донацијама владе Краљевине Норвешке. Регионални центри треба да обезбеђују спровођење регионалних програма енергетске ефикасности и примене обновљивих извора енергије самостално или у сарадњи са другим регионалним институцијама, а у оквиру државног програма за рационалну употребу енергије, који спроводи Агенција за енергетску ефикасност.

14.4. ОЧЕКИВАНИ РЕЗУЛТАТИ УВОЂЕЊА ФОНДА

Фонд за енергетску ефикасност оснива се ради подстицања и суфинансирања активности које су дефинисане Програмом, и имају за циљ побољшање енергетске ефикасности у секторима производње и потрошње енергије, као и повећање коришћења обновљивих извора енергије у Републици. Сходно искуству у Европској Унији, од оснивања и рада Фонда очекује се побољшање енергетске ефикасности у

приватним, јавним, пословним и другим зградама кроз интервенције на омотачу зграде, измене, модернизацију и замену котлова и топлотних подстаница са инсталацијама грејања, система за припрему санитарне топле воде и унутрашњег осветљења, као и побољшање енергетске ефикасности и коришћење обновљивих извора енергије у индустријским предузећима и комуналним системима, као и суфинансирање истраживачких и развојних програма, пројеката и студија из области енергетске ефикасности које реализује Министарство науке и заштите животне средине.

Такође се очекује да Фонд обезбеди и суфинансирање образовних програма у оквиру перманентног образовања стручњака у областима енергетске ефикасности и коришћења обновљивих извора енергије, обуку локалних самоуправа за израду енергетског биланса и планова енергетског развоја уз увођење система енергетске статистике, као и обуку и едукацију менаџмента индустријских предузећа и оператора за машинама. Средства Фонда могу да се дају корисницима (правним и физичким лицима) ради финансирања пројеката енергетске ефикасности и примене обновљивих извора енергије путем зајмова, издавања гаранција и других облика јемстава, субвенција, помоћи и донација на основу јавних конкурса. Фонд, сагласно годишњем и вишегодишњем програму рада, дефинише финансијска средства за активности Агенције за енергетску ефикасност у области енергетске ефикасности и обновљивих извора енергије.

14.5. ПРЕДЛОГ ПРАВНОГ РЕШЕЊА И ПОСТУПКА ЗА ОСНИВАЊЕ ФОНДА

Изменама и допунама Закона о енергетици, које ће се предложити предвиђа се оснивање Фонда за енергетску ефикасност, ради обезбеђивања финансијских средстава за подстицање повећања енергетске ефикасности и коришћења обновљивих извора енергије у Републици Србији. Фонд би имао својство правног лица, а обављао би послове у вези са финансирањем развоја и спровођења програма, пројеката и других активности у области енергетске ефикасности и коришћења обновљивих извора енергије у складу са Стратегијом и Програмом. Законом се прописују, и начини остваривања и коришћења прихода Фонда. Такође, дефинишу се програми рада Фонда, органи Фонда и општи акти Фонда, као и друга питања у вези са радом Фонда.

14.6. МОГУЋИ ИЗВОРИ ПРИХОДА ФОНДА ЗА ЕНЕРГЕТСКУ ЕФИКАСНОСТ

За формирање прихода Фонда разликују се две врсте извора детерминисаних по начину настанка и употреби за циљеве који у основи подстичу енергетску ефикасност и рационалну употребу енергије. На првом месту по значају и улози су изворни приходи који би били генерисани накнадама на потрошњу енергије и енергената, чиме би се створила реална материјална основа за обезбеђивање услова за унапређење енергетске ефикасности у свим секторима потрошње енергије и стимулисање коришћења обновљивих извора енергије. Други по значају извор били би донације и кредити међународне заједнице и међународних финансијских институција као и фондови Европске Уније намењени у ове сврхе, које би Фонд аранжирао и сервисирао на принципима привредног рачуна. Обвезници плаћања накнада намењених за потребе Фонда прописују се законом.

Општим актима Фонда утврђују се услови које морају испуњавати корисници средстава Фонда, услови и начин додељивања средстава Фонда, критеријуми и мерила за оцењивање захтева за додељивање средстава Фонда, начин праћења наменског коришћења средстава и уговорних права и обавеза, као и друга питања од значаја за додељивање и коришћење средстава Фонда.

14.7. ПОТЕНЦИЈАЛИ МОГУЋИХ ФИНАНСИЈСКИХ ИЗВОРА

14.7.1. Нове наменске накнаде

За највећи део средстава Фонда неопходно је увођење нових накнада на потрошњу енергената. То подразумева увођење накнада за све потрошаче горива и енергије (осим за потрошњу квалитетнијег угља, која има мали значај у укупној потрошњи енергије у Републици Србији). Обавезници плаћања били би сви потрошачи електричне енергије, природног гаса у енергетске сврхе и нафтних деривата у енергетске сврхе.

Под претпоставком да се уведе накнада на важеће тарифне ставове у висини од 1%, у табели 14.1 даје се прорачун накнада као део прихода Фонда за период 2010.–2012. година. Напомиње се да су процене раста потрошње засноване на „Плану рада и развоја ЈП „Електропривреда Србије 2006-2010.“, при чему је рачунато са текућим просечним продајним ценама из важећих тарифних ставова и укупним приходом ЈП ЕПС као основицом за накнаде по стопи од 1%.

Табела 14.1. Прорачун накнада од електричне енергије као део прихода Фонда

Накнаде од ел. енергије (1%)	2010.	2011.	2012.
У милионима RSD	1.207,4	1.255,4	1.372,4
У хиљадама ЕУР	15.092	15.693	17.155

На идентичан начин урађен је прорачун формирања средстава Фонда по основу накнада на потрошњу природног гаса у енергетској потрошњи у износу од 0,5% од цене гаса код крајњих потрошача. За процењени раст потрошње гаса до 2012. године у појединим секторима потрошње (термоелектране-топлане, градске топлане, индустријске енергане, индустрија, саобраћај и домаћинства) резултати прорачуна накнада уз уважавање важећих тарифних ставова за испоруку гаса дати су у табели 14.2.

Табела 14.2. Прорачун накнада од природног гаса као део прихода Фонда

Накнаде од прир. гаса (0,5%)	2010.	2011.	2012.
У милионима RSD	363,6	381,5	402,4
У хиљадама ЕУР	4.545	4.769	5.030

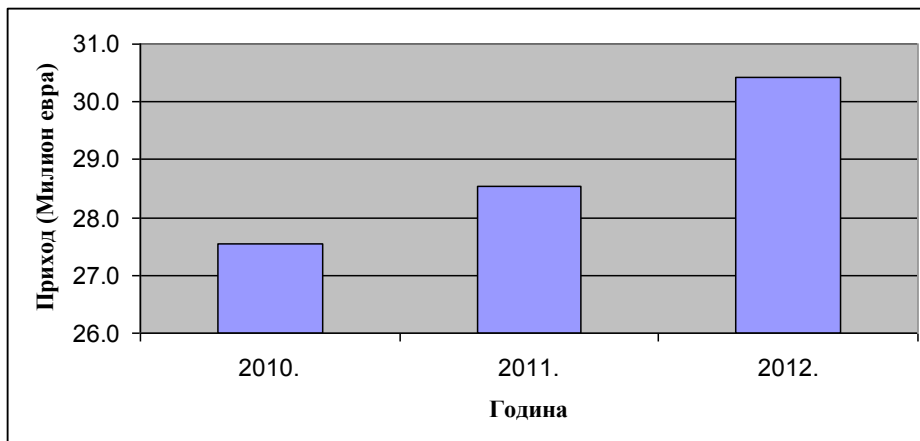
Користећи процењени раст потрошње појединих врста течних деривата током посматраног периода до 2012. године, заснован на предлогу енергетског биланса за 2009. годину и претпостављеном расту потрошње по стопи од 2% годишње и процене рафинеријских цена појединих деривата уз примену доприноса од 0,5% на вредност прихода оствареног продајом течних деривата за формирање дела средстава Фонда обрачуната је динамка прилива средстава у Фонд која је дата у табели 14.3.

Табела 14.3. Прорачун накнада од течних горива као део прихода Фонда

Накнаде од течних горива (0,5%)	2010.	2011.	2012.
У милионима RSD	631,8	646,7	658,4
У хиљадама ЕУР	7.897	8.084	8.230

Збирни износ средстава која би била прикупљена у Фонду за енергетску ефикасност по основу накнада рачунатих по претпостављеној стопи од 1% за утрошену електричну енергију и по 0,5% за енергетску потрошњу природног гаса и течних горива приказан је на слици 14.1.

Слика 14.1. Динамика укупног прихода Фонда од наменских такси



14.7.2. Буџет Републике Србије

Буџет Републике Србије као могући извор за формирање средстава Фонда не оцењује се као реална опција за подстицање енергетске ефикасности и примене обновљивих извора енергије, пре свега, због већ извесног високог удела у друштвеном производу и отежаног кандидовања Фонда као новог потрошача који би на тај начин као буџетски потрошач изгубио своју изворну самосталност.

Најзначајнији програм који се финансира директно из буџета, а у вези је са активностима повећања енергетске ефикасности и коришћења обновљивих извора енергије је Национални програм енергетске ефикасности који се финансира средствима Министарства за науку и технолошки развој. Средства Министарства за науку и технолошки развој наменски су одређена Буџетом Републике Србије за финансирање истраживања и развоја у свим обласима, па и у области енергетике. Средства издвојена за финансирање истраживања у области енергетике усмерена су на развој енергетских технологија. Национални програм енергетске ефикасности троши преко 1 милион ЕУР из буџета и у потпуности ће остварити своју улогу ако се уз финансирање средствима новог Фонда обезбеде градње и испитивања пилот и демонстрационих постројења у приоритетним областима које буде дефинисао будући републички програм енергетске ефикасности.

14.7.3. Донације

У периоду после 2000. године донације су биле значајан извор средстава за рехабилитацију производног енергетског сектора, који је у великој мери био деградиран и практично угрожен дугогодишњим изостанком редовног одржавања. Европска унија је донацијама помогла оснивање и почетак рада Агенције за енергетску ефикасност Републике Србије, као и оснивање и почетак рада Агенције за енергетику Републике Србије. Последњих година се донације за енергетику и друге области постепено смањују, прелазећи у меке и комерцијалне кредите који се додељују енергетском сектору углавном за еколошке санације постојећих и инвестиције у нове објекте.

Текуће донације за енергетски сектор могу делом бити преусмерене на Фонд за енергетску ефикасност. Међутим, будући да су те донације најчешће директно усмерене на конкретне пројекте или у јединице локалне самоуправе, није реално очекивати њихово значајније учешће у укупним средствима које Фонд добија из других извора.

14.7.4. Кредити

14.7.4.1. Међународни фондови

Кредити се могу узети као реалан извор прихода, било директно било преко Фонда. Глобални фонд за заштиту животне средине (Global Environmental Facility-GEF) је један од међународних фондова који се може евентуално користити за те сврхе. Много реалније је рачунати на то да Република Србија, са становишта свог садашњег развојног статуса, привлачење страних инвестиција у енергетику може остварити по флексибилним механизмима Кјото протокола.

Механизам чистог развоја (Clean Development Mechanism-CDM) пружа могућност индустријски развијеним земљама да, уколико им је то јевтиније, изврше финансирање енергетских пројеката у другим земљама којима се редукују емисије гасова са ефектом стаклене баште, при чему се таквим пројектима остварени (и сертификовани) укупни износи редукације емисија, сразмерно процентуалном учешћу у укупним инвестицијама, приписују као испуњавање обавеза у погледу смањења емисија земљама које инвестирају. На тај начин се обезбеђује не само глобално смањење емисија гасова који загађују животну средину или изазивају климатске промене, већ се врши и економски подстицај за увођење нових енергетски ефикаснијих технологија и за примену обновљивих извора енергије у земљама које за то немају сопствених финансијских средстава. Подразумева се да се за тај сертификовани износ умањује обавеза земље инвеститора CDM пројекта.

Република Србија, са становишта свог садашњег развојног статуса, привлачење страних инвестиција у енергетику може остварити кроз Механизам чистог развоја (Clean Development Mechanism-CDM), један од флексибилних механизма Кјото протокола, чији је Србија потписник. Да би се Механизам чистог развоја могао примењивати, Влада Републике Србије је формирала Наименовано национално тело (Designated National Authority-DNA). Јасно је да постоји интерес Републике Србије да на овај начин обезбеди недостајућа финансијска средства, али захтева посебан опрез због могућих негативних последица преноса права на емисије гасова са ефектом стаклене баште.

14.7.4.2. Светска банка

Светска банка директно финансира релативно велики број пројеката за повећање енергетске ефикасности у Републици Србији, делом у виду донација, а делом путем одобравања меких кредита под тзв. IDA условима. Зато се може претпоставити да ће она наставити да подстиче такве пројекте и путем будућег Фонда за енергетску ефикасност у случају да пружају могућност остваривања релативно високе интерне стопе повраћаја реда 15% и више. Један од значајнијих пројеката финансиран кредитом Светске Банке под повољним условима је санација, реконструкција и рационализација система снабдевања енергијом за Клинички центар Србије у вредности од 21 милион USD.

У току је реализација наставка пројекта “Енергетска ефикасност у Србији”, чија је вредност 28 милиона USD, са циљем енергетске ревитализације одабраног броја јавних зграда: школа, здравствених установа, и установа социјалне заштите у Републици Србији.

14.7.4.3. Европска банка за обнову и развој

Очекује се да ће ова финансијска институција и даље подстицати значајне пројекте енергетске ефикасности, кредитирањем под повољним условима, било директно било посредством будућег Фонда за енергетску ефикасност.

14.7.4.4. Европска инвестициона банка

Значајну улогу у финансирању пројеката енергетске ефикасности и примене обновљивих извора енергије у оквиру програма рада будућег Фонда, који ће се моћи кандидовати, пре свега, код великих међународних банака, као што су Светска банка, EBRD укључујући и Европску инвестициону банку. Кредити које буде под повољним условима одобравала ова банка могу бити врло значајан фактор за изворе Фонда, али уз врло транспарентно моделирање начина кандидовања и њиховог сервисирања.

14.7.4.5. Стране националне финансијске институције

За пројекте енергетске ефикасности и примене обновљивих извора енергије могу се користити и страни национални фондови. Фонд САД (USAID) већ финансира пројекте за комбиновани гасно-парни циклус и когенерацију у Републици Србији, Немачки KfW и SIDA из Шведске укључени су у подстицање пројеката даљинског грејања, а Влада Краљевине Норвешке је помогла оснивање регионалних центара енергетске ефикасности, те помаже реализацију и овог пројекта, као и пројеката за примену обновљивих извора енергије. Стога је реално очекивати да ће ове и друге стране националне финансијске институције наставити да помажу овакве пројекте, директно или преко Фонда.

14.7.5. Обновљива средства

Поред финансирања конкретних пројеката из области повећања енергетске ефикасности на бесповратној основи, значајан удео ангажовања будућег Фонда заснивао би се и на кредитној основи, чиме би се обезбедио статус његове обновљивости, уз повољне кредитне услове, знатно ниже од тржишних. Тај механизам нужно је и законски ускладити, имајући у виду опште приступе у вези са кредитним аранжманима банака. Гледано динамички, реалност примене тог механизма може се очекивати од 2010. године или још касније.

14.8. ДИНАМИЧКА ПРОЈЕКЦИЈА ПРИХОДА И ПЛАСМАНА СРЕДСТАВА ФОНДА

14.8.1. Структура прихода Фонда према изворима за период до 2012. године

Потенцијални извори прихода будућег Фонда за енергетску ефикасност, које је реално могуће активирати у средњорочном периоду до 2012. године, обухватају накнаду на потрошњу електричне енергије, природног гаса и течних горива према тачки 14.7.1. Укупни приходи Фонда према претпоставкама увођења накнада на испоручену електричну енергију, природни гас и течна горива приказани су на слици 14.1. Осим ових извора, могуће је рачунати са финансирањем Фонда из донација, као и из кредита и револвинг кредита. На основу тих претпоставки у следећем поглављу је сачињена динамичка пројекција прихода Фонда до 2012. године.

14.8.2. Динамичка пројекција прихода Фонда до 2012. године

На основу процена о могућим изворима и њиховим квантификацијама у табели 14.4 дати су могући годишњи биланси прилива средстава у Фонд. Уважено је да за 2009. годину није реално рачунати са успостављањем свих потребних инструментарија, а нарочито законских, од почетка године, тако да је усвојено да прилив почне у 2010. години.

Табела 14.4. Пројекција прилива средстава у Фонд до 2012. године

Пројекција прилива средстава у Фонд до 2012. године (у хиљадама ЕУР)			
ИЗВОРИ ФОНДА	Процена прилива средстава		
	2010.	2011.	2012.
Накнада на потрошњу у електричне енергије	15.092	15.693	17.155
Накнада на потрошњу у гаса	4.545	4.769	5.030
Накнада на потрошњу у деривата	7.897	8.084	8.230
Донације	1.000	1.000	1.000
Кредити	2.880	3.150	4.140
Револвинг кредити	200	2.700	3.600
УКУПНО – ИЗВОРИ	31.614	35.396	39.155

Са овим средствима могуће је развити широку лепезу ангажовања будућег Фонда за енергетску ефикасност на конкретним пројектима и стимулацијама. У поглављу 14.8.3. приказана је динамичка пројекција пласмана укупних средстава Фонда.

14.8.3. Динамичка пројекција пласмана средстава Фонда до 2012. године

Структура пласмана средстава Фонда према секторима потрошње енергије процењена је узимајући у обзир њихово процентуално учешће у потрошњи финалне енергије остварене у 2007. години. У тој потрошњи индустрија и пољопривреда су учествовале са 31,3%, домаћинства са 34%, јавне и комерцијалне делатности са 13,7% и саобраћај са 21%. Очекивана структура пласмана средстава Фонда по секторима потрошње енергије, уз претпостављену структуру пласмана од 70% за пројекте енергетске ефикасности и 30% за коришћење обновљивих извора енергије, била би 23,5% за индустрију и пољопривреду, 36,5% за домаћинства, 30% за јавне и комерцијалне делатности и 10% за саобраћај. Процењена структура могућег пласмана средстава Фонда представљена је у табели 14.5.

Табела 14.5. Структура пласмана средстава Фонда до 2012. године

Година	Индустрија и пољопривреда	Домаћинства	Јавне и комерц. делатности	Саобраћај
	(ЕУР)	(ЕУР)	(ЕУР)	(ЕУР)
2010.	7.429.000	11.539.000	9.484.000	3.161.000
2011.	8.318.000	12.919.000	10.619.000	3.540.000
2012.	9.201.000	14.292.000	11.747.000	3.916.000

15. ЗАШТИТА ЖИВОТНЕ СРЕДИНЕ

Увод

Законом о енергетици дефинисано је да енергетска политика Републике Србије обухвата мере и активности које се предузимају ради утврђивања дугорочних циљева у области енергетике, између којих је наглашено и унапређење заштите животне средине.

Програм остваривања Стратегије развоја енергетике до 2012. године, кроз израду свих дефинисаних одељака, мора бити у складу са важећим домаћим прописима у области заштите животне средине и енергетике, као и важећим националним стратегијама за спровођење Националне стратегије одрживог развоја и Акционог плана за реализацију Националне стратегије одрживог развоја и одговарајућим Европским директивама из области енергетике и заштите животне средине, одговарајућим препорукама и другим техничким стандардима.

Законом о енергетици предвиђено је да се Програм остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије усклађује према реалним потребама за енергијом и енергентима најмање сваке друге године.

Ревизији постојећег одељка „Заштита животне средине” се приступило како би се узеле у обзир измене и допуне постојећих националних прописа, као и доношење нове законске регулативе из области заштите животне средине.

У периоду од када је програм усвојен неколико међународних уговора из области заштите животне средине је ратификовано, а посебно треба указати на Кјото протокол под Оквирном Конвенцијом Уједињених нација о климатским променама, као и на Уговор о оснивању енергетске заједнице.

Један од такозваних „флексибилних механизма” за реализацију Кјото протокола је од посебног значаја за Републику Србију, јер је њиме створена основа за лакши приступ чистијим и енергетски ефикаснијим технологијама, већој примени обновљивих извора енергије, што поред основног циља смањења емисија гасова са ефектом стаклене баште (GHG), који доприносе промени климе, у ширем контексту је у непосредној функцији реализације концепта одрживог развоја, то јест једне од његових основних компоненти, унапређења заштите животне средине, посебно у енергетском сектору.

Ратификацијом Уговора о оснивању енергетске заједнице Република Србија је прихватила да усагласи своје законодавство са одредбама Европске Уније (ЕУ) у неколико кључних области, које ће допринети да заштита животне средине у области енергетике буде значајно унапређена. То се пре свега односи на Упутство 2001/80/ЕС о ограничењу емисија одређених загађивача из великих ложишта, Упутство 85/337/ЕЕС о процени ефеката одређених јавних и приватних радова на животну средину, Упутство 1999/32/ЕС о смањењу садржаја сумпора у одређеним течним горивима и Упутство 74/409/ЕЕС о очувању станишта дивљих птица.

Према недавном извештају Секретаријата Енергетске заједнице, Република Србија је постигла највећи напредак у транспонувању директиве о процени ефеката одређених јавних и приватних радова на животну средину, кроз закон о процени утицаја на животну средину и пратећим законским документима, као и Упутства

74/409/ЕЕС о очувању станишта дивљих птица, кроз Закон о заштити животне средине и Закон о ловству.

Упутство 2001/80/ЕС је делимично имплементирана кроз Закон о интегрисаној контроли и спречавању загађења, а одређени елементи и Законом о заштити ваздуха.

Када је у питању домаћа законска регулатива из области заштите животне средине, посебно она која има непосредне и посредне импликације за сектор енергетике, треба указати да је надлежно министарство за област животне средине, уложило значајне напоре да се током 2009. године усвоји већи број нових закона, а неки од недавно усвојених, унапреде и уподобе са законском регулативом ЕУ.

Усвојени су следећи законски прописи, који су релевантни за сектор енергетике:

- 1) Закон о изменама и допунама закона о заштити животне средине („Службени гласник РС”, број 36/09),
- 2) Закон о заштити ваздуха („Службени гласник РС”, број 36/09),
- 3) Закон о изменама и допунама закона о процени утицаја на животну средину („Службени гласник РС”, број 36/09),
- 4) Закон о заштити природе („Службени гласник РС”, број 36/09),
- 5) Закон о управљању отпадом („Службени гласник РС”, број 36/09),
- 6) Закон о хемикалијама („Службени гласник РС”, број 36/09),
- 7) Закон о планирању и изградњи („Службени гласник РС”, број 72/09),
- 8) Закон о фонду за заштиту животне средине (Службени гласник РС, број 72/09)

Поред поменутих домаћих закона, усвојена су и три закона којима су ратификоване међународне конвенције, чија ће примена унутар нашег законодавног система имати позитивне ефекте у односу на заштиту животне средине у целини, али и са становишта енергетског сектора:

- 1) Закон о потврђивању конвенције о доступности информација, учешћу јавности у доношењу одлука и права на правну заштиту у питањима животне средине („Службени гласник РС”, број 38/09),
- 2) Закон о потврђивању конвенције о прекограничним ефектима индустријских удеса („Службени гласник РС”, број 42/09),
- 3) Закон о потврђивању Стокхолмске конвенције о дуготрајним органским загађујућим супстанцама („Службени гласник РС”, број 42/09).

Такође, неопходно је навести да је током извештајног периода инициран, а потом и потписан међудржавни Споразум између Владе Републике Србије и Владе Руске Федерације о сарадњи у области нафтне и гасне привреде, који обухвата три компоненте, продају већинског пакета Јавног предузећа Нафтна индустрија Србије (НИС) руској нафтној компанији Гаспромнефт, довршетак изградње подземног гасног складишта „Банатски двор”, као и изградњу гасовода, такозвани „Јужни ток”, који ће пролазити кроз Србију, а својим капацитетом ће обезбедити дугорочне потребе Републике Србије за овим важним „чистим” енергентом.

С обзиром да куповина већинског пакета НИС-а подразумева и значајно улагање у унапређење технологије рафинеријских капацитета, који треба да резултирају постизањем светских стандарда у овој производној технологији, подизању квалитета готових производа на ниво који се захтева у ЕУ, као и да ће значајна средства бити уложена у активности на унапређењу животне средине у овом индустријском комплексу, поменуте активности ће имати директан утицај на

квалитативно унапређење стања животне средине у овом производном сегменту, али и много шире.

Поред тога, изградња гасовода „Јужни ток” обезбеђује да се недостаткујући енергетски капацитети за производњу електричне и топлотне енергије, граде на бази далеко “чистијег” енергента него што је то сада случај, што такође обезбеђује квалитативан помак у погледу унапређења животне средине. Константан прилив овог квалитетног енергента ће значајно допринети да се гасификација индустријског али и комуналног сектора унапреди, јер ће масовном и свеобухватном гасификацијом значјне количине електричне енергије, која се користила за грејање бити замењена инсталацијама на гас.

Значајно је напоменути да ће реализација поменутих активности битно утицати и на наше обавезе које проистичу из ратификације Кјото протокола, у непосредној будућности, када се буде дефинисао нови споразум који ће заменити Кјото протокол, након 2012. године, а посебно када Република Србија добије статус кандидата за чланство у ЕУ, јер ће у том тренутку наше обавезе у погледу смањења емисија GHG, а посебно емисија CO₂, које су незаобилазни „производ” енергетског сектора, бити квалитативно другачије и много захтевније, него што је то данас.

Због свега наведеног извесно је да ће доћи до квалитетног побољшања животне средине у сектору енергетике, али се коначни ефекти не могу сагледати док се не формулишу сви пројекти и све активности које ће бити резултат поменутог међудржавног споразума.

Полазећи од горе наведеног лако је уочити да је у периоду између припреме овог одељка и његовог ажурирања, што је предмет овог Програма, дошло до значајнијих промена у законској регулативи у области заштите животне средине. Међутим, упркос тој чињеници, Акциони план који прати овај документ, није доживео значајније квалитативне промене, већ се оне, пре свега, односе на померање рокова за реализацију активности које су предвиђене приликом припреме самог одељка. Промена рокова је резултат актуелне економско – финансијске ситуације, као и недавних промена у неким од енергетских система.

Општи осврт на стање животне средине у сектору енергетике

Сектор енергетике у Републици Србији је значајан загађивач животне средине. Неповољан утицај на ваздух, земљиште и воду углавном потиче из електрана које користе лигнит као гориво, као из нафтне индустрије, која, још увек, не располаже савременом, чистом технологијом за прераду сирове нафте и полупроизвода, и производњу нафтних деривата као и технологијом која би ефикасно ублажила ефекте загађења.

Сагоревање лигнита лошег квалитета ниске калоричне вредности и са високим садржајем влаге, који производи велике количине пепела, прашине, сумпорних и азотних оксида, има значајан утицај на квалитет ваздуха. Висок ниво емисија CO₂ насталих сагоревањем лигнита све више забрињава, имајући у виду њихов утицај на климатске промене, феномен који представља најозбиљнији глобални проблем заштите животне средине тренутно, али и у будућности.

Поред тога, термоелектране производе више од 5,5 милиона т. пепела годишње, који узрокује неконтролисане секундарне емисије, загађење земљишта и воде, као и деградацију околног земљишта.

Испуштање воде из расхладних система електрана утиче на водене екосистеме повећањем амбијенталне температуре воде. Трафостанице, које и даље користе полихлороване бифениле (ПЦБ) за хлађење ових уређаја такође представљају опасност по животну средину.

Законом о енергетици дефинисано је да енергетска политика Републике Србије обухвата мере и активности које се предузимају ради остваривања дугорочних циљева у области енергетике, између којих је наглашено и унапређење заштите животне средине. Стога је неопходно идентификовати мере за заштиту животне средине у сектору енергетике. Тиме би се, унапређењем квалитета животне средине, значајно унапредио и рад постојећих енергетских постројења.

Унапређење законодавног и институционалног оквира у енергетици је од посебног значаја за унапређење и побољшање стања у животној средини. У том смислу напредак је уочљив у правном оквиру, развоју програмске политике и у институционалним променама. Кључни елементи су усвајање Закона о енергетици 2004. године, затим оснивање Агенције за енергетику 2005. године и Агенције за енергетску ефикасност 2002. године, као и усвајање Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године, „Националног акционог плана за гасификацију” 2005. године и Програма остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2015. године за период 2007 до 2012. године, почетком 2007. године.

Поред тога, Србија је, такође, направила помак у интеграцији заштите животне средине у програмске политике сектора енергетике. Поштујући Уговор оснивању енергетске заједнице, потписан 2005. године, а ратификован 2006. године, Србија је прихватила да усклади свој законодавни оквир са *acquis communautaire* ЕУ у области енергетике и обновљивих извора енергије, као и у области конкурентности и законодавства које се односи на заштиту животне средине.

Међутим да би се постигли бољи резултати у заштити животне средине у области енергетике неопходно је даље побољшање правног и институционалног оквира, бољи мониторинг емисија и потрошње енергије, као и систематско прикупљање и анализа релевантних података.

Важна је улога међународне сарадње у области енергетике јер она позитивно утиче на заштиту животне средине у сектору енергетике. У склопу остваривања стратешког државног циља, придруживања ЕУ, Србија развија међународну сарадњу и у области енергетике уз преузимање обавезе постизања стандарда ЕУ у истој области, што има директне позитивне последице у сфери заштите животне средине у енергетском сектору.

15.1. ЗАШТИТА ВАЗДУХА

Одредбе Закона о заштити животне средине („Службени гласник РС”, број 135/04), пре извршених измена овог закона у 2009. години, регулисале су питања заштите ваздуха, укључујући просторно планирање и изградњу енергетских индустријских постројења, финансирање мера ублажавања, контролу и казне за непридржавање. Такође, тим законом се захтевала реконструкција постојећих постројења која представљају ризик по животну средину да би се задовољили прописани услови и мере заштите животне средине, при чему надлежни орган утврђује изворе загађења и рокове за реконструкцију.

На основу искуства у спровођењу поменутог закона и оцени потреба за побољшањем истог Министарство животне средине и просторног планирања (МЖСПП) је приступило изменама и допунама овог закона. Измене и допуне имају

за циљ да унапреде неке сегменте постојећег закона, а пре свега да се обезбеди уравнотежени однос између развојног интереса и потреба заштите животне средине.

Поред тога, МЖСПП је припремило Закон о заштити ваздуха који је у складу са законодавством ЕУ, који је недавно усвојен („Службени гласник РС”, број 36/09). Овим законом се посебно предлажу мере које имају за циљ побољшање квалитета ваздуха, доношење планова квалитета амбијенталног ваздуха и краткорочних акционих планова, смањење емисија гасова са ефектом стаклене баште, унапређење система прикупљања података, њихова систематизација, контрола, мониторинг, подизање јавне свести и друго, што ће са заједно са реализацијом обавеза прузетих кроз Уговор о оснивању Енергетске заједнице имати позитивно синергетско дејство, не само на побољшање квалитета ваздуха, смањење емисија ГХГ, већ и на укупно побољшање стања животне средине у сектору енергетике.

Поред Закона о заштити животне средине, Закон о процени утицаја на животну средину („Службени гласник РС”, број 135/04), односно закони о изменама и допунама поменута два закона („Службени гласник РС”, број 36/09) усвојени су и Закон о стратешкој процени утицаја („Службени гласник РС”, број 135/04), и Закон о интегрисаном спречавању и контроли загађења („Службени гласник РС”, број 135/04). Ови закони су у складу са прописима ЕУ. Посебан значај има Закон о интегрисаном спречавању и контроли загађења животне средине, пошто је рок за добијање интегрисане дозволе, тј. усаглашавање са важећим најбољим доступним техникама (Best Available Technique -BAT) 2015. година. Ова дозвола је услов даљег рада енергетских и индустријских постројења која потпадају под одредбе Закона (све термоелектране, хидроелектране, рафинерије).

Од великог значаја за заштиту ваздуха су:

- 1) Упутство о великим ложиштима 2001/80/ЕЦ и
- 2) Упутство о смањењу удела сумпора у горивима 1999/32/ЕС,

чија је имплементација предвиђена Уговором о оснивању Енергетске заједнице, Анех II, који је Република Србија ратификовала у 2006. години. Примена прве директиве може изазвати огромне економске и техничке утицаје на рад Јавног предузећа „Електропривреда Србије” (ЕПС) и других предузећа која су произвођачи топлотне енергије, те је пре њеног усвајања потребна израда детаљне анализе утицаја директиве на рад електроенергетског система, као и система даљинског грејања, тј. рада топлана и других енергана.

Приликом планирања одређених активности и мера, које се морају предузети у циљу заштите ваздуха, потребно је узети у обзир актуелну економску ситуацију, стварну ситуацију у области заштите животне средине у Републици Србији, али и искуства нових земаља чланица ЕУ, које су прошле исти пут током деведесетих година прошлог века. При томе се мора применити одређени општи концепт да би се обезбедила ефикасност респективних пакета акција и мера, то јест:

- 1) активности и мере морају бити оптимизирани у временском смислу минимизирања трошкова;
- 2) мора се применити различит приступ за поједине типове постројења, тј. мора постојати привремени национални третман за постојећа постројења, а „ЕУ приступ” за новоизграђена и будућа постројења;
- 3) неопходно је формирање листе приоритета, тј. листе најважнијих проблема које би требало приоритетно решавати;
- 4) коришћење „природних” друштвених сила, као што су добровољни инструменти (нпр. системи управљања животном средином, концепт чисте

производње, еколошка ефикасност, еколошко обележавање или добровољни уговори) требало би да буде широко примењивано.

Решења која за циљ имају увођење нових технологија уместо уградње додатних уређаја на застарелим постројењима морају имати приоритет, при чему се морају узети у обзир финансијске могућности привреде.

Националне граничне вредности емисија служиће као основа за давање интегрисаних дозвола. Из тог разлога, неопходно је извршити усклађивање Правилника о граничним вредностима емисија и роковима мерења и евидентирања података („Службени гласник РС”, број 30/97) за све категорије постројења која су предмет Закона о интегрисаном спречавању и контроли загађења („Службени гласник РС”, број 135/04). Посебно је потребно размотрити граничне вредности емисија за постројења за сагоревање чија је топлотна снага на улазу мања од 50 MW.

Потребно је напоменути да при утврђивању националних граничних вредности емисија треба узети у обзир и старост домаћих постројења.

Транзициони период мора бити искоришћен за обнову, реконструкцију и модернизацију или затварање старих постројења. У циљу стимулисања уградње нових и чистијих постројења, тј. инвестиција у нова постројења, потребно је увести подстицајне економске мере за постројења која испуњавају стандарде ВАТ, односно увођење посебних економских мера за постројења која и даље представљају значајне загађиваче.

Јасно је да би развој енергетике требало усмеравати у правцу заштите ваздуха и смањења емисија загађујућих материја путем:

- 1) иновација и примене чистих технологија;
- 2) реконструкције постојећих постројења која емитују загађујуће материје;
- 3) већег коришћења гасовитог горива и смањења потрошње угља и мазута;
- 4) подстицања развоја мреже и програма за мониторинг и процену ефеката загађивања ваздуха;
- 5) укључења у међународне програме;
- 6) искоришћења пепела из термоелектрана.

15.2. ЗАШТИТА ВОДА

Питање везана за испуштање индустријских и комуналних отпадних вода је регулисано важећим законом о водама. Ради илустрације озбиљности и комплексности проблема отпадних вода, треба имати у виду да је укупна количина отпадних вода од 6,5 милиона м³ у 2000 години нарасла на 19 милиона м³. у 2004 години, са укупним органским оптерећењем од 7,5 милиона ес (еквивалентних становника). 75% тог загађења генерише 10 од укупно 250 индустријских објеката. Међу тих 10 су и термоелектране у Обреновцу и Костолцу.

У припреми је нови Закон о водама, са пратећим законским актима, којим ће у домаћи правни поредак у потпуности бити пренесено Упутство 2000/60/ЕЗ и делимично остала релевантна искуства везана за воде.

Као узроци утицаја сектора енергетике на загађење вода могу се дефинисати:

- 1) неусклађеност постојећих прописа са директивама ЕУ;
- 2) недостатак граничних вредности за емисије ефлуената;
- 3) неодговарајућа заштита вода (подземне, површинске, акумулације и водотокови);
- 4) изузетно ниска стопа пречишћавања отпадних вода.

Основни циљеви у области управљања вода у оквиру сектора енергетике су:

- 1) обезбедити адекватан третман, поновну употребу или одлагање муља са уређаја за пречишћавање;
- 2) обезбедити пречишћавање отпадних вода из енергетике и индустрије ревитализацијом постојећих уређаја и изградњом нових постројења за пречишћавање отпадних вода из индустрија које испуштају опасне материје;
- 3) обезбедити пречишћавање отпадних вода које настају у процесу експлоатације и прераде минералних сировина ревитализацијом постојећих постројења за пречишћавање и изградњом нових постројења на локацијама где се испуштају опасне материје;
- 4) смањити ризик од загађења вода који настаје као последица рударских активности.

15.3. ЗАШТИТА ЗЕМЉИШТА

Експлоатација минералних сировина, посебно на површинским коповима, доводи до потпуне деградације земљишта. Ова појава је нарочито изражена у Колубарском и Костолачком басену где се експлоатише лигнит који лежи испод најквалитетнијег земљишта.

Основни циљеви у области заштите земљишта су:

- 1) ремедијација контаминираног земљишта у индустријским комплексима;
- 2) ремедијација и рекултивација деградираних површина извођењем рударских радова;
- 3) решавање проблема одлагања јаловине и исплаке из нафтних бушотина;
- 4) смањење утицаја на животну средину приликом одлагања летећег пепела променом технологије депоновања уз искоришћење дела летећег пепела из термоелектрана.

15.4. ОТПАД

Стратешки национални документ у области управљања отпадом је Национална стратегија за управљање отпадом са програмом за приближавање ЕУ, која је усвојена 2003. године и усаглашена са основним принципима Тематске стратегије ЕУ о спречавању настајања и рециклаже отпада. Међутим, важећим прописима управљање отпадом је парцијално уређено, зависно од врсте и својстава, тако да није успостављен систем интегралног управљања отпадом у складу са ЕУ захтевима. Област управљања отпадом из екстарктивне индустрије је у надлежности Министарства рударства и енергетике (МРЕ). Закон о управљању отпадом, усвојен је маја 2009. године („Службени гласник РС”, број 36/09), а очекује се да ће до краја 2009. године бити ревидирана национална стратегија управљања отпадом.

Неадекватно управљање отпадом представља опасност по здравље људи и животну средину. Посебан проблем представља опасан отпад који се не сакупља одвојено и одлаже се без претходног третмана. Не постоје поуздани подаци о количини опасног отпада који ствара индустрија, а ни сектор енергетике посебно.

Узроци проблема пореклом из сектора енергетике су:

- 1) веома лоша инфраструктура за третман и одлагање отпада;
- 2) недостатак података о запремини, саставу и токовима отпада;
- 3) ограничени капацитети за рециклажу отпада;
- 4) недостатак професионалних капацитета за управљање опасним отпадом;
- 5) недостатак постројења за складиштење, третман и одлагање опасног отпада;

- 6) недостатак система за управљање посебним токовима отпада (батерије и акумулатори, отпадна уља, полихлоровани бифенили-ПЦБ, електронски отпад, возила на крају века трајања, отпадне гуме итд.).

Утицај на животну средину је вишеструк:

- 1) загађење површинских и подземних вода и земљишта процедурним водама;
- 2) деградација простора непрописним одлагањем отпада;
- 3) загађење земљишта, вода и ваздуха неприкладним поступањем са посебним токовима отпада (отпадна уља, возила на крају употребног века, електронски отпад, батерије и акумулатори, азбест, флуоресцентне цеви итд.).

Основни циљеви управљања отпадом у области енергетике, рударства и индустрије су:

- 1) подстицање смањења настајања и искоришћења и рециклаже отпада, рационално коришћење природних ресурса (чистије технологије, раздвајање отпада, интегрисано спречавање и контрола загађивања, економски инструменти, образовање);
- 2) смањење ризика од насталог отпада (затварање и санација постојећих локација контаминираних опасним отпадом које представљају ризик по животну средину);
- 3) успостављање катастра загађивача и управљање базом података;
- 4) прикупљање статистичких података о отпаду.

15.5. ХЕМИКАЛИЈЕ И ХЕМИЈСКИ УДЕСИ

Маја 2009. године усвојен је Закон о хемикалијама („Службени гласник РС”, број 36/09) који прописује процедуре које проистичу из уредбе ЕУ, која је позната под скраћеницом REACH (обавезујући правни пропис ЕУ који значи Уредба о регистрацији, оцени, ауторизацији и ограничењима појединих хемикалија – Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals), која је ступила на снагу 01.06.2007. године. Циљ ове уредбе која је имплементирана кроз нови Закон о хемикалијама је да обезбеди високи степен заштите здравља и животног окружења од ризика који могу бити изазвани хемикалијама, промоцију алтернативних метода, слободну циркулацију супстанци на унутрашњем тржишту, као и унапређење иновације и конкурентности. Такође, тиме се обезбеђује да индустрија преузме одговорност за процену и управљање ризиком проузрокованог хемикалијама, као и да обезбеди одговарајуће информације корисницима, које ће спречити ризик могућих штета.

Удеси са опасним материјама у производњи, коришћењу, складиштењу, транспорту и одлагању представљају изворе загађења животне средине и ризик по људско здравље. Они за последицу могу имати испуштање у животну средину опасних материја, као што су гориво, лубриканти, средства за чишћење, разређивачи, полихлоровани бифенили итд. Индустријска и енергетска постројења која потенцијално изазивају највеће ризике по животну средину у ситуацијама када дође до квара, лоцирана су на следећим местима:

- 1) Панчево (Рафинерија – нафтни производи),
- 2) Нови Сад (НИС – нафтна индустрија),
- 3) Обреновац, Костолац, Лазаревац (термоелектране).

Узроци проблема су:

- 1) неправилно складиштење хемикалија и опасног отпада;
- 2) застареле индустријске технологије;

- 3) недовољна обученост и технолошка дисциплина;
- 4) слаба организација и спровођење превентивних мера, као и непажња и неправилно руковање хемикалијама и опасним отпадом.

Утицај на животну средину је:

- 1) контаминација земљишта и вода изливањем угљоводоника, разређивача, полихлорованих бифенила и других хемикалија;
- 2) загађење ваздуха испуштањем загађујућих материја.

Акциони план за достизање постављених циљева из области заштите животне средине приказан је у Прилогу 15.1.

Спровођење мера из овог акционог плана, као и спровођење постојећих законских прописа условљава инфраструктурне радове приказане у Прилогу 15.2.

Приложени преглед Акционог плана за модул заштите животне средине представља иновирани документ у односу на иницијални. Међутим, с обзиром да је у међувремену усвојена Стратегија одрживог развоја, као и Акциони план за реализацију стратегије, који је свеобухватан, обиман и детаљан, тако да горе поменути преглед у суштини представља само извод из овог обимног докумета. Због економије простора, корисници овог одељка упућени су на оригинални документ, који је јавног карактера и може се наћи на доступним сајтовима Владе.

Прилог 15.1. Акциони план за достизање постављених циљева у области заштите животне средине , до 2012. године

Циљеви	Активности/мере	Рок и надлежна институција
1. Усклађивање националних прописа из области природних ресурса, управљања отпадом, управљања квалитетом ваздуха, вода и друго са прописима ЕУ	1. Доношење нових прописа (закона са одговарајућим пратећим подзаконским документима) 2. Имплементација Упутства о енергетским перформансама зграда (Упутство 2002/91/ЕЦ) и Упутства о учешћу обновљивих извора енергије (Упутство 2001/77/ЕЦ) 3. Ревизирање одговарајућих постојећих закона и подзаконских прописа 4. Изградња административних и институционалних капацитета: - јачање административних капацитета за усклађивање прописа са законодавством ЕУ, - јачање административних капацитета за ефикасније спровођење прописа у области заштите животне средине, - јачање инспекцијске контроле, - јачање надлежних агенција, - јачање административних капацитета, посебно институција и органа задужених за планирање, издавање дозвола, контролу и праћење, као и управљање пројектима, - јачање финансијских фондова.	2009. -2010. надлежно министарство, СЕПА*, СЕЕА*
2. Подстицање рационалног коришћења природних ресурса, повећања енергетске ефикасности, смањења емисије загађујућих материја у ваздух, смањења настајања и већег коришћења отпада	1. Доношење Националног програма заштите животне средине и Акционог плана за заштиту ваздуха и атмосфере	2009. – 2010. надлежно министарство
	2. Доношење Националне стратегије одрживог коришћења природних ресурса и добара	2009.- 2010. надлежно министарство
	3. Унапређење коришћења чистијих технологија: - спровођење Стратегије увођења чистије производње, - сарадња са Националним центром за чистију производњу, - подстицање спровођења пројеката и праксе чистије производње, - поспешивање рационалног коришћења енергије у индустријском сектору.	2009.–2010. надлежно министарство, индустрија, СЕЕА*, НИО*
	4. Спровођење прописа о интегрисаном спречавању и контроли загађивања: - завршетак израде свих подзаконских прописа, - доношење националних БАТ (БРЕФ) и БЕП - израда Националног програма који се односи на климатске промене до 2010. године	2007.–2010. надлежн министарство, општине, СЕПА*, СЕЕА*

	5. Доношење националних програма из области климатских промена, заштите здравља и сл.	2009.- 2010. надлежно министарство
	6. Оцене стања и израда катастарa енергетских извора и идентификација енергетских потреба и потенцијала за уштеду енергије у зградама, катастра загађивача и гасова са ефектом стаклене баште	2006.-2010. надлежно министарство
	7. Економски инструменти: - унапређење мера накнаде за загађивање животне средине, - примена диференциране накнаде за оловни/безоловни бензин, - диференцијација пореза за унапређење производа и активности погодних по животну средину, - развијање механизма за решавање проблема наслеђеног загађења, - отклањање диспаритета и довођење цена енергије (топлотне и електричне) на економски ниво, - увођење подстицајних инструмената за рекултивацију земљишта	2007.-2010. надлежно министарство
	8. Друштвено одговорно пословање: - планови управљања природним ресурсима, - имплементација ИСО 14000, ЕМС/ЕМАС	2008.- 2010. индустрија
	9. Образовање и развијање свести	2008. надлежно министарство, општине, НИО*
3. Смањење ризика од загађења ваздуха и оштећења озонског омотача	- успостављање аутоматског мониторинга над значајним емитерима, - увођење система мониторинга енергетске потрошње и мера заштите и унапређења животне средине кроз смањену употребу фосилних горива.	2007.-2009. надлежно министарство, индустрија, НИО*
	Увођење подстицајних инструмената за стимулисање обновљених извора енергије: - увођење пореских и царинских олакшица, - увођење субвенција при изградњи постројења за коришћење обновљивих извора енергије, - кредитирање инвестиција које ће допринети осетном смањењу загађења ваздуха, - јачање Фонда за енергетску ефикасност.	2009. - 2010. надлежно министарство, индустрија
4. Усвајање и имплементација докумената из области	- Јачање капацитета, стварање услова за ратификацију конвенција и њихово даље спровођење - Унапређење проучавања могућих утицаја климатских промена на различите секторе	2007.-2012. надлежна министарство

утицаја енергетике и индустрије на промене климе и подстицање мера за заштиту климе	привреде, природне ресурсе и људско здравље - Институционално и кадровско оспособљавање за активности у области климатских промена	
5. Изградња или унапређење инфраструктуре за управљање отпадом	- стварање услова за ефикаснији третман и унапређење коришћења отпада у енергетске сврхе - израда студија оправданости о могућности коришћења депонијског гаса за производњу топлотне или електричне енергије	2007.–2012. надлежно министарство, општине, индустрија
6. Подстицање коришћења природног гаса и смањења загађења у саобраћају	Увођење одговарајућих такси	2007–2012. надлежно министарство
	Промоција коришћења природног гаса као погонског горива моторних возила	2007–2010. надлежно министарство
	Имплементација Упутства ЕУ које дефинише квалитет горива (2003/17/ЕЦ) и Упутства 2003/30/ЕЦ	2007–2010. надлежно министарство
7. Образовање и развијање јавне свести	1. Едукација: - организовање тренинга за запослене у привреди и државним институцијама на републичком, регионалном и локалном нивоу - предшколски и школски програм за васпитање и образовање у области одрживог коришћења природних ресурса, енергије, климатских промена и сл. 2. Развијање јавне свести: - кампање, - информисање грађана, - укључивање јавности у одлучивање	континуално надлежно министарство, општине

*Агенција за заштиту животне средине (Serbian Environmental Protection Agency-SEPA)

*Агенција за енергетску ефикасност (Serbian Energy Efficiency Agency-SEEA)

*Научно истраживачка организација (НИО)

*Систем управљања животном средином (Environmental Management System-EMS)

* Еколошко управљање и шема ревизије (Eco-Management and Audit Scheme-EMAS)

Прилог 15.2. АКТИВНОСТИ И МЕРЕ – Инфраструктурни захвати у области заштите животне средине

ЕПС - ЗАШТИТА ВАЗДУХА И ТЛА		
Бр.	Активност/мера	Период реализације
1.	Реконструкција или замена постојећих електрофилтера на ТЕ ЕПС-а (ГВЕ = 50 мг/Нм ³) са уградњом континуалних мерача протока и квалитета димних гасова	2007.–2012.
2.	Примена примарних мера за смањење емисије NO _x (ГВЕ = 200 мг/Нм ³)	У току – 2012.
3.	Изградња постројења за одсумпоравање (ГВЕ = 200/400 мг/Нм ³)	2010.–2014.
4.	Увођење нове технологије транспорта и одлагања пепела и шљаке на депонију	2008. –2009.
	УКУПНО	760,9 милиона ЕУР
ЕПС - ЗАШТИТА ВОДА		
Бр.	Активност/мера	Период реализације
1.	Студије: Билансирање отпадних вода ТЕ и ТЕ-ТО ЕПС-а	у току
2.	Изградња постројења за пречишћавање зауљених отпадних вода	2008. - 2009.
3.	Изградња постројења за пречишћавање отпадних вода	2008.–2009.
4.	Програма осматрања – Снимање попречних профила Дунава, Саве, Тисе и притока. Обнављање мреже пијезометара у приобаљу, маршрутна мерења са испитивањем квалитета воде, биоте и седимента (једанпут годишње), антиерозиони и бујичарски радови, решавање питања пловених острва, израда катастра загађивача итд.	2007.–2010.
	Укупно процењена средства	11,4 милиона ЕУР
ЕПС - ОТПАД		
Бр.	Активност/мера	Период реализације
1.	Формирање основних докумената и механизма за управљање отпадом: формирање катастра отпада формирање информационог система за управљање отпадом усклађивање са ЈУС – ИСО 14000 замена и уклањање ПЦБ-а из постројења ЕПС-а (НИП – Министарство заштите животне	у току – 2010. година

	средине и просторног планирања - 2.000.000 ЕУР) даље активности на рециклажи и валоризацији отпада у секундарну сировину: пепео и шљака, јонске смоле, стаклена и минерална вуна, отпадна уља, акумулатори и АКУ батерије, производи будућих нових технологија (одсумпоравање, денитрификација, отпад-талог при пречишћавању отпадних вода итд.)	
.	Укупно процењена средства	7 милиона ЕУР напомена: * - Инвестиције у области отпада су сагледана без решавања проблема депонија пепела и шљаке као и депонија гипса.
НИС – истраживање и експлоатација нафте и гаса		
Бр.	Активност/мера	Период реализације
1.	Реализација Пројекта санације неконтролисане миграције CO ₂ гаса на пољу Бечеј; Студија трајног збрињавања отпада насталог у процесу истраживања и производње нафте и гаса; Израда пројектно-техничке документације за Пројекат система за прикупљање и спаљивање процесних флуида у погону ТНГ у Елемиру; Рекултивација и озелењавање једног броја збирних депонија отпадне исплаке; Припрему изградње Централне депоније отпадне исплаке у Новом Милошеву.	у току
НИС – рафинеријска прерада		

	Изградња постројења Super Clausy РНП * Повезивање сигурносних вентила у блоковима В и ВИ на систем бакље Повећање степена заптивености процесне опреме, коришћењем нових техничких решења (двоструко заптивање и коришћење баријерних флуида) Ревитализација постројења за рекуперацију гасова са бакље Реконструкција резервоарског простора Реконструкција на постројењима за претакање нафте и нафтних деривата Санација система уљне канализације Активација постројења за обраду киселих отпадних вода, обезбеђивање поузданог рада јаме за неутрализацију на постројењу Алкилација, изградња постројења за неутрализацију истрошене лужине, и интервенцијама на АПИ – сепаратору Повећањем контроле квалитета мазута за ложење Био-ремедијацијом загађеног земљишта Постављање уређаја за континуално мерење емисије Повезивање 26 реконструисаних резервоара у систем за повраћај паре и гасова (рецовер у сустем) како би се смањила емисија опасних и загађујућих материја.	у току –2010. година
	Укупно процењена средства	Укупно планирана улагања за заштиту животне средине у РНП износе 78.360.000 ЕУР, а до средине 2006. год. је уложено 27.300.000 ЕУР; улагање у РНС износи 24.338.000 ЕУР, од чега је уложено у 2006 год. 3.064.000 ЕУР. напомена: без инвестиција у Super Clausy
Индустрија, топлане и део рафинеријских постројења		
Бр.	Неопходне активности и мере које ће директно или посредно довести до побољшања животне средине	Период реализације

	Унапређење постојећих индустријских и топловодних котлова Унапређење, односно замена горионика (са ниским NOx) у индустријским котловима Увођење континуалне контроле сагоревања Унапређење, односно замена постојеће опреме за смањење и контролу честичног загађења Даље увођење чистијих и ефикаснијих производних технологија Проширивање гасоводне мрежу за прикључење индустријских потрошача, као и дистрибутивне мреже за прикључење домаћинстава и мале привреде Модернизација постојећих постројења за централно грејање (побољшање енергетске ефикасности сагоревања у пећима, нова опрема за смањење и контролу загађења ваздуха) Проширење топловодне дистрибутивне мреже Проширење гасоводне дистрибутивне мреже Ремедијација високозагађених земљишта у рафинеријама Изградња складишта за привремено одлагање зауљене земље, опасног отпада и постројење за обраду зауљених отпадних вода Даља модернизација производних технологија и изградња постројења за пречишћавање димних гасова у индустријским постројењима Ревитализација свих постојећих постројења за пречишћавање отпадних вода Изградња нових постројења за пречишћавање отпадних вода Ревитализација свих постојећих постројења за пречишћавање отпадних вода из индустрија Изградња нових постројења за пречишћавање отпадних вода из рударства Даља реконструкција јаловишта, брана, колектора и др.	до 2012. године
	Укупно процењена средства	приближно 200 милиона у области рударства и индустрије Напомена: предвиђена средства су само за радове у области заштите животне средине

За преостале радове у области енергетике предвиђа се приближно 400 милиона евра (укључујући и санацију депонија пепела)

Процењено је да ће улагања за смањење емисија буке износити не више од 15 милиона ЕУР, а за нејонизујуће зрачење не може се прецизно одредити, али се претпоставља да не би требало да пређу 5 милиона ЕУР.

Ради лакшег праћења предвиђених инвестиционих захвата у сектору енергетике у прилогу је одговарајућа табела која је преузета из Плана акције за спровођење Националне стратегије одрживог развоја (2009 – 2017.).

Табела 1. Инфраструктурни захвати у енергетици

3.3.1

Електропривреда Србије - ЗАШТИТА ВАЗДУХА И ТЛА

ЗАШТИТА ВАЗДУХА И ТЛА 2008 –2017				
Б р.	Активност/мера	ТермоЕлектрана/Б лок	Период реализације	Процењена средства (x 1000 ЕУР)
1.	Реконструкција или замена постојећих електрофилтера на ТЕ ЕПС-а ($\text{ГВЕ} = 50 \text{ мг/Нм}^3$) са уградњом континуалних мерача протока и квалитета димних гасова (14 милиона ЕУР у 2009. години)	ТЕ Никола Тесла А6	2010	8.000
		ТЕ Никола Тесла А3	2013	7.000
		ТЕ Никола Тесла Б2 и Б1	2009/12	14.000
		ТЕ Колубара А5	2008/09	4.000
		ТЕ Костолац Б1 и Б2	2009/11	12.000
		ТЕ Морава	2009/10	4.000
2.	Примена примарних мера за смањење емисије NO_x ($\text{ГВЕ} = 200 \text{ мг/Нм}^3$) (делимично завршено) (18 милиона ЕУР у 2009. години)	ТЕ Никола Тесла А3-А6	2014/15	24.000
		ТЕ Никола Тесла Б1-Б2	2012/13	24.000
		ТЕ Костолац Б1-Б2	2010/11	12.000
3.	Изградња постројења за одсумпоравање ($\text{ГВЕ} = 200/400 \text{ мг/Нм}^3$) (42 милиона ЕУР у 2009. години)	ТЕ Костолац Б1-Б2	2009/11	125.000
		ТЕ Никола Тесла Б1-Б2	2011/13	200.000
		ТЕ Никола Тесла А5-А6	2014/15	100.000
		ТЕ Никола Тесла А3-А4	2013/15	100.000

4.	Увођење нове технологије транспорта и одлагања пепела и шљаке на депонију (38 милиона ЕУР у 2009 години). Још 6 милиона евра за остале активности.	ТЕ Никола Тесла А	2012 - 2015	50.000
		ТЕ Никола Тесла Б	2008 - 2009	19.600
		ТЕ Костолац А	2008 - 2010	18.000
		ТЕ Костолац Б	2008 - 2009	19.000
		ТЕ Морава	2012 - 2013	6.100
		ТЕ Колубара А5	2008 - 2009	4.300
	УКУПНО			751.000

Електропривреда Србије - ЗАШТИТА ВОДА

ЗАШТИТА ВОДА - 2008-2012				
Б р.	Активност/мера	Објекат	Период реализације	Процењена средства (х 1000 ЕУР)
1.	Студије: „Билансирање отпадних вода ТЕ и ТЕ-ТО ЕПС-а”	ТЕ Никола Тесла А	2008	10,55
		ТЕ Никола Тесла Б	2008	
2.	Претходна студија оправданости са генералним пројектом третмана отпадних вода за ТЕ Костолац А и Б	ТЕ Костолац А и Б	2007– 2008	32,50
4.	Програма осматрања – Снимање попречних профила Дунава, Саве, Тисе и притока. Обнављање мреже пијезометара у приобаљу, маршрутна мерења са испитивањем квалитета воде, биоте и седимента (једанпут годишње), антиерозиони и бујичарски радови, решавање питања пловећих острва, израда катастра загађивача, итд	ХЕПС Ђердап 1 и 2 ХЕ Пирот, ХЕ Власинске ХЕ: Врла 1, Врла 2, ПАП Лисина ХЕ и РХЕ Бајина Башга, ХЕ Зворник и ХЕ Електроморава (ХЕ Међувршје и ХЕ Овчар бања).	2008–2012	6.500,0
.	Укупно			6.543,05

Електропривреда Србије – ОТПАД

ОТПАД - 2008-2012				
Б р	Активност/мера	Објекат	Период реализације	Процењена средства (x 1000 ЕУР)
1.	формирање основних докумената и механизма за управљање отпадом формирање катастра отпада формирање информационог система за управљање отпадом усклађивање са ЈУС – ИСО 14000 замена и уклањање ПЦБ-а из постројења ЕПС-а (НИП - МЖСПП - 3.000.000 ЕУР) даље активности на рециклажи и валоризацији отпада у секундарну сировину: пепео и шљака јонске смоле, стаклена и минерална вуна отпадна уља акумулатори и АКУ батерије производи будућих нових технологија (одсумпоравање, денитрификација, отпад-талог при пречишћавању отпадних вода итд.)	Објекти ЕПС-а	2008 - 2012	8.000,0
	Укупно			8.000,0

* - Инвестиције у области отпада су сагледана без решавања проблема депонија пепела и шљаке као и депонија гипса.

Нафтна индустрија Србије ЗАШТИТА ВАЗДУХА, ВОДА И ТЛА

ЗАШТИТА ВАЗДУХА, ВОДА И ТЛА 2008 –2017				
Б р	Активност/мера	Објекат	Период реализације	Процењена средства (x 1000 ЕУР)
Нафтна Индустрија Србије – истраживање и експлоатација нафте и гаса				
1.	Реализација Пројекта санације неконтролисане миграције CO ₂	поље гаса Бечеј	у току	
	Студија трајног збрињавања отпада насталог у процесу истраживања и производње нафте и гаса;	Постројења НИС		
	Израда пројектно-техничке документације за Пројекат система за прикупљање и спаљивање процесних флуида у погону ТНГ у Елемиру;	НИС		
	Рекултивација и озелењавање једног броја збирних депонија отпадне исплаке;	НИС		
	Припрему изградње Централне депоније отпадне исплаке у Новом Милошеву.	НИС		
НИС – рафинеријска прерада				
	Повезивање сигурносних вентила у блоковима В и ВИ на систем бакље	НИС Рафинерија нафте Панчево и НИС Рафинерија нафте Нови Сад	2008 -2010	Укупно планирана улагања за заштиту животне средине у РНП износе 78.360. евра, а до средине 2006. год. је уложено 27.300 евра, а улагање у РНС износи 24.338. евра, од чега је уложено у 2006 год.
	Повећање степена заптивености процесне опреме, коришћењем нових техничких решења (двоструко заптивање и коришћење баријерних флуида)			
	Ревитализација постројења за рекулерацију гасова са бакље			
	Реконструкцијом резервоарског простора			
	Реконструкција на постројењима за претакање нафте и нафтних деривата			
	Санација система уљне канализације			

	Активација постројења за обраду киселих отпадних вода, обезбеђивање поузданог рада јаме за неутрализацију на постројењу Алкилација, изградња постројења за неутрализацију истрошене лужине, и интервенцијама на АПИ – сепаратору			3.064. евра.
	Повећањем контроле квалитета мазута за ложење			
	Био-ремедијацијом загађеног земљишта			
	Изградња постројења Супер Цлаус у НИС Рафинерија нафте Панчево			80.000,0 ЕУР
	Укупно процењена средства			198.000,0 евра

ЈП Транснафта ЗАШТИТА ВАЗДУХА, ВОДА И ТЛА

ЗАШТИТА ВАЗДУХА, ВОДА И ТЛА 2008 –2017				
Б р	Активност/мера	Објекат	Период реализације	Процењена средства (x 1000 ЕУР)
ЈП Транснафта – транспорт нафте нафтоводима и деривата нафте продуктоводима				
1.	Реализација Пројекта система продуктовода кроз Србију		у току	164.000
2.	Санација оштећења цевовода на траси нафтовода Дунав-Нови Сад-Панчево			
3.	Адаптација комуникационог система и система даљинског надзора и управљања на систему нафтовода			

Остатак привреде ЗАШТИТА ВАЗДУХА, ВОДА И ТЛА

ЗАШТИТА ВАЗДУХА, ВОДА И ТЛА 2008 –2017				
Б р	Активност/мера	Објекат	Период реализације	Процењена средства (x 1000 ЕУР)
Индустрија, топлане и део рафинеријских постројења				
	Унапређење постојећих индустријских и топловодних котлова	Објекти Индустрија, топлане и део рафинеријс ких постројења	до 2017 године	приближно 200 милиона ЕУР у области рударства и индустрије напомена: предвиђена средства су само за радове у области заштите животне средине
	Унапређење, односно замена горионика (са ниским NO_x) у индустријским котловима			
	Увођење континуалне контроле сагоревања			
	Унапређење, односно замена постојеће опреме за смањење и контролу честичног загађења			
	Даље увођење чистијих и ефикаснијих производних технологија			
	Проширивање гасоводне мрежу за прикључење индустријских потрошача као и дистрибутивну за прикључење домаћинстава и мале привреде			
	Модернизација постојећих постројења за централно грејање (побољшање енергетске ефикасности сагоревања у пећима, нова опрема за смањење и контролу загађења ваздуха)			
	Проширење топловодне дистрибутивне мреже			
	Проширење гасоводне дистрибутивне мреже			
	Ремедијација високо загађених земљишта у рафинеријама			
	Изградња складишта за привремено одлагање зауљене земље, опасног отпада и постројење за обраду зауљених отпадних вода			
	Даља модернизација производних технологија и изградња постројења за пречишћавање димних гасова у индустријским постројењима			
	Ревитализација свих постојећих постројења за пречишћавање отпадних вода			
	Изградња нових постројења за пречишћавање отпадних вода			

	• Ревитализација свих постојећих постројења за пречишћавање отпадних вода из индустрија			
	• Изградња нових постројења за пречишћавање отпадних вода из рударства			
	• Даља реконструкција јаловишта, брана, колектора и др.			
	Укупно процењена средства			200.000,0 ЕУР

За преостале радове у области енергетике предвиђа се приближно 400 милиона ЕУР (укључујући и санацију депонија пепела)

Процењено је да ће улагања за смањење емисија буке износити не више од 15 милиона ЕУР, а од нејонизујућег зрачења се не може прецизно одредити, али се претпоставља да не би требало да пређу 5 милиона ЕУР.”

Члан 2.

Ова уредба ступа на снагу осмог дана од дана објављивања у „Службеном гласнику Републике Србије”.

05 Број

У Београду, 8. априла 2010. године

В Л А Д А

ПРЕДСЕДНИК