

МИНИСТЕРСТВО ЗА ЕКОНОМИЈА

**СТРАТЕГИЈА
ЗА РАЗВОЈ НА ЕНЕРГЕТИКАТА
ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА
ДО 2030 ГОДИНА**

СКОПЈЕ, 2010

СОДРЖИНА

ИЗВРШНО РЕЗИМЕ	1
Вовед	1
Цели на Стратегијата	2
Генерални принципи на функционирање на енергетскиот сектор	3
Постојна енергетска инфраструктура	3
Потрошувачка на енергија во периодот 1996-2007	6
Потреба од енергија во периодот 2008-2020 година	7
Можности за обезбедување на потребната енергија во периодот 2008-2020	9
Влијание врз околината	12
Политика на цени во енергетиката	13
Сопственичка структура на енергетскиот сектор	14
Визија за развој на енергетиката до 2030 година	14
Потребни финансиски средства	16
ВОВЕД	17
1. ЦЕЛИ НА СТРАТЕГИЈАТА	29
2. ГЕНЕРАЛНИ ПРИНЦИПИ НА ФУНКЦИОНИРАЊЕ НА ЕНЕРГЕТСКИОТ СЕКТОР	31
3. ПОСТОЈНА ЕНЕРГЕТСКА ИНФРАСТРУКТУРА	37
3.1. Сектор за јаглен	37
3.2. Електроенергетски систем	38
3.2.1. Електрани на Македонија, АД ЕЛЕМ	38
3.2.2. Македонски електро преносен систем оператор, АД МЕПСО	39
3.2.3. ЕВН Македонија АД	40
3.2.4. ТЕ Неготино	41
3.3. Сектор за нафта и нафтени продукти	41
3.3.1. Рафинерија за нафта	41
3.3.2. Бензински пумпни станици	42
3.3.3. Рафинерија за производство на биодизел гориво	42
3.3.4. Складиштен простор	43
3.4. Сектор за природен гас	43
3.5. Секторот за производство на топлина	44
3.6. Обновливи извори на енергија	46
3.6.1. Хидроенергија	46
3.6.2. Биомаса за согорување	46
3.6.3. Геотермални системи	47
3.6.4. Сончеви колектори за топла вода	48
4. ОСТВАРЕНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕНЕРГИЈА ВО ПЕРИОДОТ 1996-2007	49
4.1. Вкупна потрошувачка на примарна и финална енергија	49
4.2. Потрошувачка на примарна енергија по енергенти	52
4.2.1. Јаглен	53
4.2.2. Нафта и нафтени продукти	54
4.2.3. Биомаса	54
4.2.4. Електрична енергија	54
4.2.5. Хидроенергија	54
4.2.6. Природен гас	54
4.2.7. Геотермална енергија	54
4.2.8. Сончева енергија	55
4.3. Потрошувачка на финална енергија по енергенти	55

4.3.1. Електрична енергија.....	56
4.3.2. Топлина	58
4.3.3. Нафтени продукти	58
4.3.4. Природен гас	59
4.3.5. Биомаса.....	59
4.3.6. Јаглен	59
4.3.7. Геотермална енергија.....	59
4.3.8. Сончева енергија	60
4.4. Потрошувачка на финална енергија по сектори.....	60
4.4.1. Индустриски сектор	61
4.4.2. Домаќинства.....	62
4.4.3. Комерцијален и услужен сектор	63
4.4.4. Сообраќај.....	64
4.4.5. Земјоделство и шумарство	66
4.4.6. Неенергетски потреби.....	66
5. ПОТРЕБА ОД ФИНАЛНА ЕНЕРГИЈА ВО ПЕРИОДОТ 2008-2020 ГОДИНА ..	67
5.1. Потребност од финална енергија во периодот 2008-2020 година по сектори.....	70
5.1.1. Индустриски сектор	70
5.1.2. Домаќинства.....	82
5.1.3. Комерцијален и услужен сектор	89
5.1.4. Сообраќај.....	93
5.1.5. Земјоделство и шумарство	103
5.1.6. Неенергетски потреби.....	104
5.1.7. Потребност од вкупна финална енергија во периодот 2008-2020 година по сектори.....	105
5.2. Потребност од финална енергија во периодот 2008-2020 по енергенти.....	107
6. МОЖНОСТИ ЗА ОБЕЗБЕДУВАЊЕ НА ПОТРЕБНАТА ЕНЕРГИЈА ВО ПЕРИОДОТ 2008-2020	113
6.1. Можности за обезбедување на потребната електрична енергија и топлина во периодот 2008-2020.....	113
6.1.1. Електрична енергија.....	113
6.1.2. Топлина	123
6.2. Потребност од примарна енергија во периодот 2008-2020 година	123
6.2.1. Јаглен	123
6.2.2. Нафта, нафтени продукти и биогорива	124
6.2.3. Природен гас.....	125
6.2.4. Обновливи извори на енергија.....	127
6.2.5. Биланс на примарна енергија	127
6.3. Можности за обезбедување на потребната примарна енергија во периодот 2008-2020.....	130
6.3.1. Јаглен	130
6.3.2. Природен гас.....	132
6.3.3. Нафта и нафтени продукти.....	134
6.3.4. Обновливи извори на енергија.....	135
6.3.5. Учество на обновливите извори на енергија во потрошувачката на финална енергија и во производството на електрична енергија.....	139
6.4. Активности кои се планираат на постојната енергетска инфраструктура и градба на нови енергетски објекти	141
6.4.1. Електроенергетски сектор	141
6.4.2. Сектор за производство на топлина	145

6.4.3. Сектор за нафта и нафтени продукти	147
6.4.4. Сектор за природен гас	147
7. ВЛИЈАНИЕ ВРЗ ОКОЛИНАТА	149
7.1. Преглед на загадувањето.....	149
7.2. Стратешки и легислативни аспекти	150
7.3. Климатски промени	151
7.3.1. Емисии на стакленички гасови.....	151
7.3.2. Обврски.....	152
8. ПОЛИТИКА НА ЦЕНИ ВО ЕНЕРГЕТИКАТА.....	153
8.1. Клучни економски проблеми на енергетскиот сектор.....	153
8.2. Економска регулација на секторот и политика на цени	154
8.2.1. Улогата на регулаторното тело	154
8.2.2. Политика на цени.....	156
9. СОПСТВЕНИЧКА СТРУКТУРА НА ЕНЕРГЕТСКИОТ СЕКТОР.....	163
9.1. Профилирање на сопственичката структура на енергетскиот сектор во Република Македонија.....	164
10. ВИЗИЈА ЗА РАЗВОЈОТ НА ЕНЕРГЕТИКАТА ДО 2030 ГОДИНА	169
10.1. Потреба од финална енергија во периодот 2020-2030 година	169
10.1.1. Потреба од финална енергија во периодот 2020-2030 година по сектори	169
10.1.2. Потреба од финална енергија во периодот 2020-2030 по енергенти..	170
10.2. Можности за обезбедување на потребната електрична енергија и топлина во периодот 2020-2030	172
10.2.1. Електрична енергија.....	172
10.2.2. Топлина.....	175
10.3. Потреба од примарна енергија во периодот 2020-2030 година и можности за обезбедување на истата.....	176
10.3.1. Обновливи извори на енергија	177
10.3.2. Учество на обновливите извори на енергија во потрошувачката на финална енергија и во производството на електрична енергија.....	179
11. НЕОПХОДНА ФИНАНСИСКА ПОДДРШКА ЗА РЕАЛИЗАЦИЈА НА ПЛАНИРАНИТЕ АКТИВНОСТИ.....	181
ДОДАТОК 1	187
SWOT анализа на енергетскиот сектор во Македонија и основни препораки ...	187
ДОДАТОК 2	195
Директиви од подрачјето на енергијата, животната средина, конкуренцијата, обновливите извори на енергија, енергетската ефикасност и на нафтените резерви	195
ЛИСТА НА КРАТЕНКИ.....	197
МЕРНИ ЕДИНИЦИ.....	200
КУРС НА КОРИСТЕНИТЕ ПАРИЧНИ ЕДИНИЦИ	200
КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА И ИЗВОРИ НА ИНФОРМАЦИИ.....	201

СТРАТЕГИЈАТА Е ИЗРАБОТЕНА ОД СТРАНА НА

Македонската академија на науките и уметностите

Во изработката на Стратегијата свој придонес дадоа:

Акад. Глигор Каневче, раководител

Акад. Јордан Пой-Јорданов

Акад. Томе Бошевски

Акад. Таки Фили

Акад. Владо Камбовски

Акад. Алајдин Абази

Акад. Гоце Пејрески

Д-р Димитар Хаџи-Мишев

Д-р Влајко Чинџоски

Проф. д-р Анџон Чаушевски

Проф. д-р Конџанџин Димитров

Д-р Бошко Ников

Проф. д-р Никола Крџановски

Проф. д-р Љубица Каневче

Проф. д-р Наџаша Марковска

Д-р Борче Андреевски

Д-р Рисџо Јаневски

Дил. ел. инж. Верица Тасеска

Проф. д-р Влајко Анџоновски

Проф. д-р Мирко Тџоровски

Проф. д-р Абдулменаф Беџеџи

Проф. д-р Борче Давиџковски

Проф. д-р Владимир Филиџовски

Проф. д-р Димитар Гелев

Доц. д-р Ана Павловска - Данева

М-р Никола Биџрак

Асисџ. м-р Александра Деаноска

Асисџ. м-р Маја Камбовска

М-р Иџор Томовски

Дил. јав. адм. Владимир Динковски

Врз основа на член 10 од Законот за енергетика („Службен весник на Република Македонија“ бр. 63/2006, 36/2007 и 106/2008) Владата на Република Македонија на седницата одржана на 20.04.2010 година донесе

СТРАТЕГИЈА

ЗА РАЗВОЈ НА ЕНЕРГЕТИКАТА НА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА ДО 2030 ГОДИНА

ИЗВРШНО РЕЗИМЕ

ВОВЕД

Република Македонија како држава-кандидат за полноправно *членство во Европската унија* е исправена пред предизвиците на ефикасното спроведување на сериозни реформи во општествениот систем од кои особено значење за нејзиниот севкупен развој има енергетската област.

Република Македонија ги потпиша и ги ратификува Договорот за *Енергетска повелба, Договорот за Енергетска заедница, Рамковната конвенција на Обединетите нации за климатски промени и Протоколот од Киото*.

Согласно Договорот за Енергетска заедница Македонија го усогласува своето законодавство со постојната правна регулатива на Европската унија (*acquis communautaire*) за енергија, животна средина, конкуренција, обновливи извори на енергија, енергетска ефикасност и за нафтени резерви. Стратешките определби на Македонија во енергетскиот сектор, меѓу кои е и определбата за усогласување со *acquis communautaire* се вградени во *Законот за енергетика*. За операционализација на одредбите од Законот за енергетика усвоени се и соодветни подзаконски акти. Усвоени се и поголем број закони и подзаконски акти од подрачјето на заштитата на животната средина и други релевантни области. Претстои заокружување на законската регулатива за енергетскиот сектор и во одредени сегменти и нејзино подобрување.

Во рамките на Владата на Република Македонија, надлежно за енергетиката е *Министерството за економија*. Еден од секторите на министерството е *Секторот за енергетика*. Дел од компетенциите поврзани со енергетиката му припаѓаат и на Министерството за животна средина и просторно планирање и на Министерството за транспорт и врски.

За обезбедување поддршка на Владата во спроведувањето на енергетската политика формирана е *Агенцијата за енергетика*.

Работите кои се однесуваат на регулирањето на одделни прашања во вршењето на енергетските дејности определени со Законот за енергетика ги врши *Регулаторната комисија за енергетика* (РКЕ) на Република Македонија.

Советот на *општината*, односно Советот на *градоп Скопје* на предлог на градоначалникот, а по претходно прибавено мислење од Министерството за економија донесува програма за развој на енергетиката на општината односно на градот Скопје. Тие се надлежни за енергетските дејности од јавен интерес од локално значење.

Заради ефикасна имплементација на новата правна рамка на енергетскиот сектор, од која произлегуваат бројни обврски на *Министерството за економија – Секторот за енергетика, Регулаторната комисија, Агенцијата за*

енергетика и на **единиците на локалната самоуправа** неопходно е **зајакнување** на нивните **капацитети**. Зајакнувањето на Секторот за енергетика во голема мерка би ги зајакнало преговарачките капацитети на Македонија во подрачјето на енергетиката, во преговорите за прием во ЕУ.

Потребно е зајакнување и на капацитетите на институциите и компаниите кои се занимаваат со **научно-истражувачка, апликативна и образовна дејност** во подрачјето на енергетиката.

Во подрачјето на енергетиката во Македонија делува и одреден број стручни здруженија и невладини организации.

ЦЕЛИ НА СТРАТЕГИЈАТА

Стратегијата за развој на енергетиката на Република Македонија го дефинира најпогодниот долгорочен развој на енергетскиот сектор во Републиката со цел да се обезбеди сигурно и квалитетно снабдување на потрошувачите со енергија.

Во реализацијата на наведената основна цел, земени се предвид следните приоритети:

- одржување, **ревитализација и модернизација** на постојната и **изградба на нова**, современа **инфраструктура** за потребите на производство и користење на енергијата,
- **подобрување на енергетската ефикасност** во производството, преносот и користењето на енергијата,
- **користење на домашните ресурси** (резервите на лигнит, хидроенергетскиот потенцијал, ветерната и сончевата енергија) за производството на електрична енергија,
- зголемување на **користењето на природниот гас**,
- зголемување на **користењето на обновливите извори** на енергија,
- воспоставување на **економска цена на енергијата**,
- **интегрирање** на енергетскиот сектор на Република Македонија **во регионалниот и европскиот пазар** на електрична енергија и природен гас со изградба на нови конекции и со усогласување на законодавството со постојната правна регулатива на Европската унија (*acquis communautaire*) за енергија, животна средина, конкуренција и за обновливи извори на енергија.

Стратегијата ги опфаќа енергетските, економските, организационите, институционалните, законодавните и образовните димензии на развојот на енергетскиот сектор во делот на производството, преносот и користењето на енергијата.

Стратегијата ја донесува Владата на Република Македонија и врз основа на неа се изготвува Програма за реализација на Стратегијата за развој на енергетиката со цел да се овозможи развој на енергетиката на Република Македонија како основа за севкупен одржлив развој на земјата и нејзино поефикасно вклучување во евроатлантските интеграциони процеси.

Енергетскиот сектор се соочува со големи промени на глобално ниво. Според тоа Стратегијата е документ кој се менува. При изработката на секоја наредна Програма потребно е нејзино иновирање соодветно на новонастанатите услови, како во енергетскиот сектор во Македонија, така и во поширокото енергетско опкружување.

ГЕНЕРАЛНИ ПРИНЦИПИ НА ФУНКЦИОНИРАЊЕ НА ЕНЕРГЕТСКИОТ СЕКТОР

За обезбедување на *енергетската сигурност* потребна е поголема разновидност на енергетските ресурси по видови, извори и снабдувачи, активна улога на регионалниот енергетски пазар и европската енергетска заедница. Во таа смисла потребно е максимално можно искористување на домашните ресурси и стратешки издржана долгорочна политика за приклучување кон главните водови на енергија во регионот и пошироко.

Потребни се усилен мерки за *подобрување на енергетската ефикасност* во производството, преносот, дистрибуцијата и потрошувачката на енергијата и посебно на електричната енергија.

Максимално искористување на обновливиите извори на енергија спаѓа во приоритетните активности на подрачјето на енергетиката.

Треба да се обезбедат сите предуслови за *поголемо искористување на природниот гас*.

Постепениот *премин на енергетскиот сектор на Македонија на пазарни услови* на стопанисување е веќе реалност. Република Македонија, прифати модел на егзистенција на мешана сопственост во енергетскиот сектор. При одлучувањето за профилирањето на идната сопственичка структура во енергетскиот сектор на Република Македонија, посебно треба да се имаат предвид слабостите и предностите на државната и приватната сопственост.

Со премин кон *пазарна цена на електричната енергија* ќе се подобри инвестиционата клима, ќе се зајакне интересот за воведување на обновливите извори на енергија и за подобрување на енергетската ефикасност.

Со оглед дека одредени природни монополи, како на пример преносот и дистрибуцијата на електричната енергија и природниот гас и дистрибуцијата на топлината, и понатака ќе егзистираат, треба да се зајакнуваат мерките за *елиминација на злоупотреба на монополската положба* на било кој субјект.

Со воспоставување на *конкурентен национален енергетски пазар* и со активно партиципирање во *регионалниот енергетски пазар*, со добра и фер регулатива, вклучувајќи ги тука и концесиите, со ефикасна заштита на сопственичките права, како и со подобрување на другите сегменти на инвестиционата клима, а во услови на евидентна енергетска дефицитарност на регионот, приливот на странски капитал во енергетскиот сектор на земјата може да биде значаен. Тоа ќе придонесе за стабилен и одржлив развој на македонската економија.

Владата треба да разработи посебна програма за *поддршка на социјалната категорија на потрошувачи*.

Заштитата на животната средина во енергетскиот сектор подразбира дејствување првенствено преку енергетската ефикасност, обновливите извори на енергија, избор на енергенти и современи технологии поволни од аспект на животната средина, квалитетно законодавство и мониторинг, образование и јавна свест, како и промовирање на позитивни примери.

ПОСТОЈНА ЕНЕРГЕТСКА ИНФРАСТРУКТУРА

Енергетската инфраструктура на Република Македонија овозможува експлоатација на домашната примарна енергија, увоз и извоз на примарна енергија, преработка на примарната енергија и производство на финална енергија, транспорт и дистрибуција на енергијата. Енергетската инфраструктура на

Република Македонија ја сочинуваат електроенергетскиот сектор, секторите за јаглен, за нафта и нафтени продукти, за природен гас и за производство на топлина.

Електроенергетски сектор

Структурата на електроенергетскиот систем на Македонија ја сочинуваат:

- ***Хидроелектрани***, со вкупна инсталирана моќност од 580 MW;
- ***Термоелектрани*** на лигнит, со вкупна инсталирана моќност од 800 MW и на мазут со моќност од 210 MW;
- ***Преносен систем*** на електрична енергија, далноводи со напонско ниво од 400 kV (594 km), 220 kV (103 km), и 110 kV (1480 km). Македонија е поврзана со преносните системи на Грција, Бугарија и на Косово со 400 kV далноводи; и
- ***Дистрибутивен систем*** на електрична енергија. Дистрибутивната мрежа на Р. Македонија се состои од 150 km на напонско ниво од 110 kV, 1000 km на 35 kV, 720 km на 20 kV, 8900 km на 10 kV и 11600 km на 0,4 kV.

Стопанисувањето со ЕЕС на Македонија го вршат четири субјекти и тоа: АД **ЕЛЕМ** - Скопје (Електрани на Македонија), во државна сопственост, акционерско друштво за производство и снабдување на електрична енергија, АД **МЕПСО – Скопје**, (Македонски електро преносен систем оператор), во државна сопственост, оператор на електропреносниот систем на Македонија – акционерско друштво за пренос на електрична енергија и управување со електроенергетскиот систем на Македонија, Дистрибутивната компанија **ЕВН Македонија** АД и АД „ТЕЦ Неготино“ во државна сопственост, акционерско друштво за производство на електрична енергија.

Сектор за јаглен

Според намената, постојните копови се делат на две групи: рудници за производство на лигнит за термоенергетски цели кои се во државна сопственост во склоп на АД ЕЛЕМ на Македонија (површинските копови Суводол и Осломеј) и рудници за производство на лигнит за широка потрошувачка (површинските копови БРИК Берово и Дримкол – лигнити) кои се експлоатираат од концесионери, кои претставуваат акционерски друштва во приватна сопственост.

За да се обезбеди континуитет во работењето на РЕК Битола и РЕК Осломеј во наредниот период потребно е во најкус можен рок да се обезбеди експлоатација од рудниците на лигнит во нивната непосредна околина (Брод-Гнеотино, Суводол – подинска серија и Поповјани) според точно утврдена динамика.

Сектор за нафта и нафтени производи

Капацитетите на рафинеријата **ОКТА** и на нафтоводот ОКТА – Солунско пристаниште во потполност ги задоволуваат потребите од **нафтени продукти** во Македонија меѓутоа потребна е модернизација на рафинеријата пред сè за поефикасна заштита на околината и за подобрување на ефикасноста.

Македонија располага со **Рафинерија за производство на биодизел гориво** со капацитет од 30 илјади тони годишно, сопственост на компанијата Макпетрол. За производство на биодизел горивото се користи нерафинирано масло од семе од маслодајна репка. Во оваа фаза нерафинираното масло се увезува.

Резервоарските капацитети во Република Македонија се доволни за 90 дена тековна просечна потрошувачка од секој вид на нафтени продукти.

Во споредба со земјите во нашето опкружување Македонија располага со мал број на **бензински станици** кои се нерамномерно распоредени на нејзината

територија. Бензинските станици се во сопственост на поголем број компании од кои позначајни се Макпетрол, ОКТА и Лукоил Македонија. Покрај продажбата на горива на бензиските пумпи компаниите учествуваат и во трговијата на големо со нафтени продукти.

Сектор за природен гас

Македонија е поврзана само со еден главен гасовод. Целокупното количество на **природен гас** се увезува од Русија преку гасоводот кој влегува во Македонија кај Деве Баир на границата со Бугарија и се протега преку Крива Паланка, Кратово и Куманово до Скопје. Магистралниот гасовод има капацитет од 800 милиони Nm³ годишно со можност за зголемување до 1200 милиони Nm³ годишно. Во оваа фаза од развојот на гасификацијата на Република Македонија практично не постои дистрибутивна мрежа. Одреден број директни потрошувачи всушност се приклучени директно на преносната мрежа.

Сектор за топлотина

Во моментот производството на **топлина** во Македонија во најголем дел се реализира во котли на течни нафтени продукти, природен гас и јаглен. Голем дел од нив е застарен и со низок коефициент на корисно дејство.

Вкупниот топлински конзум приклучен на топлификационите системи во Република Македонија на праг на објект изнесува околу 630 MW. Најголем топлификационен систем е оној со кој оперира **Топлификација** АД Скопје во кој се приклучени околу 550 MW. Во неколку помали системи, од кои само два се надвор од Скопје, приклучени се околу 80 MW. Со таквото ниво на приклученост може да се смета дека околу 10% од корисниците во државата се приклучени на топлификациони системи.

Котлите во голем број топлани можат да користат и природен гас и мазут.

Вкупната изградена должина на дистрибутивната топлификациска мрежа (должина на каналски развод кој вклучува доведен и повратен цевковод), која е сопственост на Република Македонија, изнесува околу 185 km (состојба на 01.01.2008 година).

Во моментот нема јасна разграниченост на производството, дистрибуцијата и снабдувањето со топлина.

Обновливи извори на енергија

Од обновливите извори на енергија во Македонија се користат пред сè хидроенергијата (за производство на електрична енергија), биомасата (во најголем дел дрвна маса за добивање на топлина во домаќинствата), геотермалната енергија (во најголем степен за затоплување на оранжерии) и во скроман износ сончевата енергија (за топла вода во домаќинствата).

Општи карактеристики на енергетската инфраструктура на Македонија се:

- Застарена технологија и отсуство на инвестиции за одржување, модернизација и проширување на постојните капацитети, како и за изградба на нови капацитети;
- Високи вкупни загуби на електричната енергија (технички и комерцијални);
- Ниска енергетска ефикасност;
- Неповолна структура на видовите на енергија (производство, увоз и потрошувачка) од еколошки и економски аспект и од аспект на сигурност во снабдувањето;

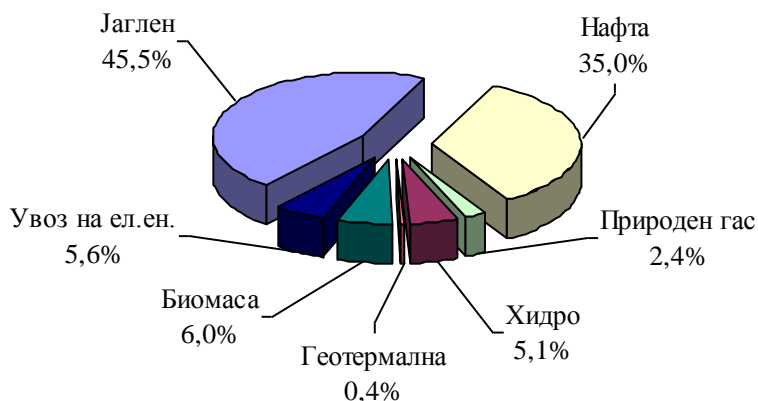
- Егзистенција на монополизирани структури во одделни сегменти на секторот;
- Недовршено разграничување на производството, снабдувањето, преносот и дистрибуцијата.

ПОТРОШУВАЧКА НА ЕНЕРГИЈА ВО ПЕРИОДОТ 1996-2007

Македонија е силно увозно зависни од енергија. Ги увезува вкупните потреби од нафта и нафтени продукти и природен гас и од 2000 година и електрична енергија. Увозот на енергија расте во изминатиот период а последните неколку години особено брзо расте увозот на електричната енергија.

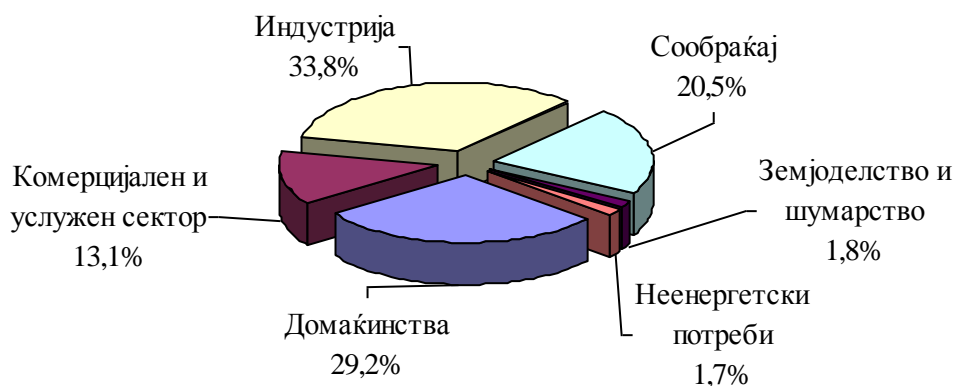
Република Македонија има многу мала потрошувачка на енергија по жител и многу висока потрошувачка по единица БДП во сите сектори.

Најзастапени енергетски ресурси во вкупната потрошувачка на примарна енергија во Република Македонија (слика 1) се јагленот и суровата нафта со нафтените продукти, следат, биомасата, увезената електрична енергија, хидроенергијата, природниот гас и геотермалната енергија.



Слика 1. Потрошувачка на примарна енергија во 2006 година¹

Потрошувачката на енергијата е сконцентрирана во четири сектори: индустрија, домаќинства, сообраќај и комерцијален и услужен сектор (слика 2).

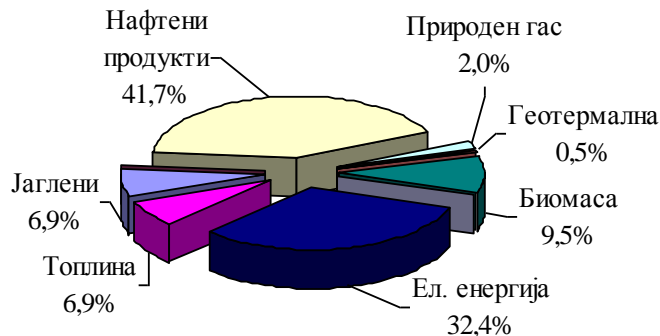


Слика 2. Потрошувачката на финална енергија по сектори за 2006 година²

¹ © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

² © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

Во потрошувачката на финалната енергија најзастапени се нафтените продукти и електричната енергија (слика 3).



Слика 3. Потрошувачка на финална енергија по енергенти за 2006 година³

Во споредба со развиените европски земји во финалната потрошувачка на енергија во Македонија многу малку е застапен природниот гас и многу е висока потрошувачката на електричната енергија. Оваа констатација е особено изразена во секторот домаќинства. Во потрошувачката на електрична енергија во 2007 година домаќинствата учествуваа со 36%, големите потрошувачи со 26%, малата индустрија со 9%, а загубите изнесуваа околу 19%.

Со оглед на напред изнесеното потребно е намалување на увозната зависност од енергија со заштеда на енергија, со подобрување на енергетската ефикасност во производството, преносот, дистрибуцијата и користењето на енергијата и со поголемо производство на енергија со користење на обновливите извори и другите домашни ресурси. Потребно е зголемување на учеството на природниот гас во потрошувачката на енергијата и намалување на релативното учество на електричната енергија.

ПОТРЕБА ОД ЕНЕРГИЈА ВО ПЕРИОДОТ 2008-2020 ГОДИНА

Во стратегијата се анализираат две сценарија.

Според основното сценарио, вкупната потрошувачка на финална енергија до 2020 година ќе расте со просечна годишна стапка од 2,64% (табела 1 и слика 4).

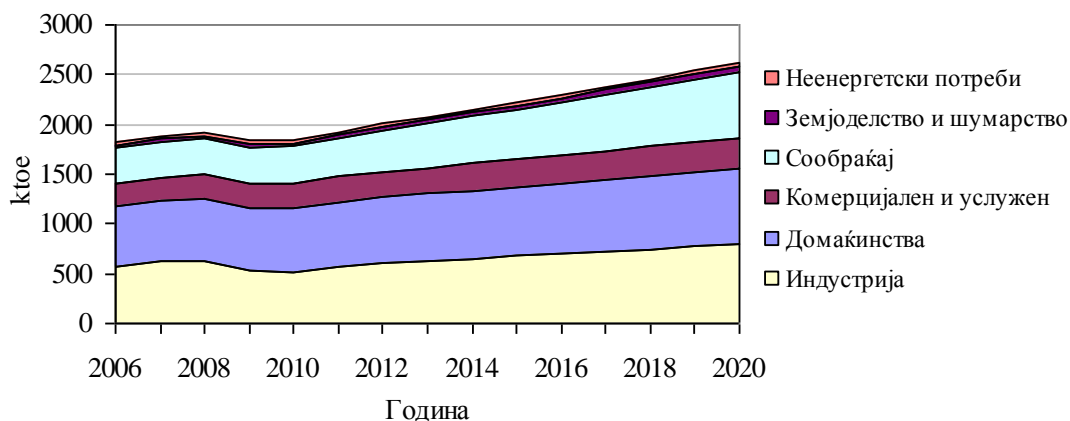
Табела 1. Планирана промена на потрошувачката на енергија и на енергетските индикатори

	ППЕ		ПФЕ		БДП	ППЕ/БДП		Население	ППЕ/жител	
	ОС	ЕЕф	ОС	ЕЕф		ОС	ЕЕф		ОС	ЕЕф
	ktoe		ktoe			10 ⁶ \$	toe/1000\$		toe/жител	
2006	2810		1818		3952	0,71		2,036	1,38	
2020	4211	3930	2618	2466	8546	0,49	0,46	2,025	2,08	1,94
П1 (%)	2,9	2,4	2,64	2,2	5,7	-2,6	-3,1	0,0	3,0	2,5
П2 (%)	50	40	44	36	116	-31	-35	-1	51	41

ППЕ – Потрошувачка на примарна енергија; ПФЕ – Потрошувачка на финална енергија; (Во ППЕ и ПФЕ земена е и неидентификуваната потрошувачка на дрва и електрична енергија); БДП – Бруто домашен производ; ОС – Основно сценарио; ЕЕф – Сценарио со подобрена енергетска ефикасност; П1 – Просечна годишна стапка на пораст; П2 – Вкупен пораст; \$ - САД\$2000

³ © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

Според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност потребите од финална енергија ќе растат со просечна годишна стапка од 2,2% (табела 1). Во ова сценарио се предвидува поголема застапеност на природниот гас во домаќинствата во однос на основното сценарио. Во индустријата, и по двете сценарија се предвидува максимално можно користење на природниот гас.



Слика 4. Потребите од финална енергија според основното сценарио

Процентуалната распределба на потребите од финална енергија по енергенти во 2020 година ќе остане слична на онаа во 2006 година и покрај поголемиот продор на природниот гас, сончевата и геотермалната енергија.

Со оглед на сегашната многу ниска потрошувачка на електрична енергија по жител и многу ниската потрошувачка на енергија во сообраќајот реално е планиран и пораст на потрошувачката на електрична енергија, со просечна годишна стапка од 2,5% и 2,0% (табела 2) и пораст на потрошувачката на нафтните продукти заедно со биогоривата, со стапка од 3,1% и 2,2% за основното сценарио и за сценариото со засилени мерки на енергетска ефикасност соодветно.

Табела 2. Планирана потрошувачка на електрична енергија (ФПЕЕ)

	ФПЕЕ		БДП	ФПЕЕ/БДП		Население	ФПЕЕ/жител	
	ОС	ЕЕф		ОС	ЕЕф		ОС	ЕЕф
	GWh		10 ⁶ \$	kWh/\$		10 ⁶	kWh/жител	
2006	7118		3952	1,80		2,036	3496	
2020	10045	9389	8546	1,18	1,10	2,025	4961	4637
П1(%)	2,5	2,0	5,7	-3,0	-3,5	0,0	2,5	2,0
П2(%)	41	32	116	-35	-39	-1	42	33

БДП – Бруто домашен производ; ОС – Основно сценарио; ЕЕф – Сценарио со подобрена енергетска ефикасност; П1 – Просечна годишна стапка на пораст; П2 – Вкупен пораст; \$ - САД\$2000

Не се очекува познатителен пораст на потрошувачката на топлина. Скопје веќе е покриен околу 90% од конзумот кој е економски оправдан за топлификација а во другите градови топлификациони системи ќе се градат само во реони каде е тоа економски оправдано, односно, во реони со висока специфична потрошувачка на топлина (поголема од 25 MW/km²). Според основното сценарио,

потрошувачката на топлина во периодот 2006-2020 година ќе се зголеми за 18%, од 1376 GWh во 2006 година до 1628 GWh во 2020 година.

Потрошувачката на примарна енергија во 2020 година ќе изнесува 4211 ktce, односно, 3930 ktce според основното сценарио и сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност, соодветно. Соодветната, *специфична потрошувачка на примарна енергија по единица БДП*, во 2020 година, ќе изнесува 0,49 и 0,46 toe/1000САД\$2000, според основното сценарио и сценариото со засилени мерки на енергетска ефикасност, што претставува *подобрување на енергетската ефикасност во однос на 2006 година, изразена преку овој параметар, за 31% односно 35%* (табела 1).

До 2020 година се предвидува *подобрување на енергетската разнообразност во снабдувањето со примарна енергија*. Јагленот заедно со нафтата и нафтените продукти ќе го намалат процентуалното учество од 81% во 2006 година на 70,8% во 2020 година, додека учеството на природниот гас, од 2,4% во 2006 година ќе се зголеми на 16% во 2020 година и учеството на обновливите извори на енергија во вкупната примарна енергија, во истиот период ќе се наголеми од 11,5% на 13,3%.

МОЖНОСТИ ЗА ОБЕЗБЕДУВАЊЕ НА ПОТРЕБНАТА ЕНЕРГИЈА ВО ПЕРИОДОТ 2008-2020

Производство на електрична енергија. Во Стратегијата до 2020 година анализирани се четири сценарија. Во основното сценарио предвидена е просечна стапка на пораст на потрошувачката на електрична енергија од 2,5%. Во другите сценарија анализирана е просечна стапка од 2%, од 2,5% и со забавена градба на производствените капацитети и со 3%.

Во основното сценарио се предвидува ревитализација и користење на постојните термоелектрани на јаглен за производство на електрична енергија и изградба на една нова со моќност од 300 MW. Планирана е и реконструкција на ТЕ Неготино со која би и се овозможила поголема флексибилност со цел да се зголеми нејзиното учество во електроенергетскиот систем во Македонија и истата да придонесе како за зголемување на производството на електрична енергија, така и за зголемување на стабилноста на системот со нејзиното вклопување во променливиот режим на работа. Се предвидува завршување на ревитализацијата и користење на постојните хидроелектрани и изградба на нови (Св. Петка, Бошков Мост, Галиште, Чебрен, Градец, Луково Поле), со вкупна инсталирана моќност од 690 MW. До 2020 година се предвидува користење на природниот гас во три комбинирани постројки за производство на електрична енергија и топлина со вкупно инсталирана моќност за производство на електрична енергија од 564 MW.

Табела 3. Динамика на изградба на новите капацитети за производство на електрична енергија (Основно сценарио)

2010	ТЕ-ТО Скопје, ТЕ-ТО КОГЕЛ, ХЕ Св. Петка
2014	Комбинирана Гасна Електрана Енергетика
2015	ХЕ Бошков Мост
2016	ХЕ Галиште, Луково поле
2017	ХЕ Градец
2019	ТЕ Битола 4, ХЕ Чебрен

Производствените капацитети кај другите три сценарија се исти како и кај основното сценарио само со различна временска динамика на влегување во погон. Кај сценариото со забавено инвестирање изградбата на ХЕ Чебрен е поместена за после 2020 година и е предвидено затварање на РЕК Осломеј на крајот од 2016 година.

Со реализација на предвидената динамика на изградба на нови производствени капацитети ќе се подобри разнообразноста а со тоа и сигурноста во снабдувањето со електрична енергија. Во изминатиот период, при просечна хидрологија, 80% од електричната енергија се произведуваше во термоелектрани на јаглен и 20% од хидроелектрани. Во 2020 година планирано е производството на електрична енергија од термоелектрани на јаглен да изнесува 42% – 51%, зависно од сценариото, од природен гас и од обновливи извори на енергија по 24% - 28% и од термоелектраната на мазут 2% - 3%.

Согласно спроведените пресметки се заклучува дека цената на електричната енергија која ќе се произведува во планираните термоелектрани на јаглен и на природен гас, како и во планираните хидроелектрани ќе биде конкурентна во регионалниот пазар на електрична енергија.

Развојот на електроенергетскиот сектор во голем степен ќе зависи и од развојот на цената на дозволиите за емисија на стакленички гасови од термоелектраните.

Пренос на електричната енергија. Во Стратегијата се планирани 400 kV врски со Србија и со Албанија и дополнителна со Косово. За подобрување на преносната инфраструктура во западниот дел на Македонија, заради значителната потрошувачка и концентрацијата на инсталирана моќност од хидроелектрани во тој дел од земјата, треба да се проанализира изградба на 400 kV мрежа. Се предвидува ревитализација на постојните и изградба на нови 110 kV далноводи и трафостаници и изградба на преносна мрежа за потребите на планираните хидроелектрани.

Дистрибуција на електричната енергија. Дистрибуцијата се соочува со високи загуби и недоволен квалитет на испорачаната електрична енергија во одредени подрачја и незадоволителна сигурност во снабдувањето. Оттука потребни се дополнителни вложувања за подобрување на оваа состојба. При тоа треба да се нагласи и потребата за сведување на минимум на неевидентираниот и на ненаплатената потрошувачка на електричната енергија.

Топлина. Имајќи предвид дека ТЕ-ТО Скопје и ТЕ-ТО КОГЕЛ ќе влезат во погон во 2010 година, и КоГЕЕ на ЕЛЕМ во 2014 - 2015 година, кои, заедно со резервните (постојните) котларници на Топлификација АД Скопје ќе ја покриваат дистрибутивната потрошувачка на топлина во Скопје, како и капацитетите на постојните котлари во Македонија, не се очекуваат проблеми со обезбедување на соодветниот пораст на потрошувачката на топлина. Се предвидува изградба и на мали комбинирани постројки за производство на електрична енергија и топлина на природен гас и на биомаса во градски реони каде постои економски интерес. Не се очекува позначителен пораст на дистрибутивната потрошувачка. За затоплување на домовите треба да се обезбеди што е можно побрз и позначаен продор на природниот гас во сите градови во Македонија.

Јаглен. Потребните количества лигнит за постојните термоелектрани ќе се обезбедуваат со површинска експлоатација на постојните (Суводол и Осломеј) и на нови рудници (Брод-Гнеотино, Суводол ПЈС и Поповјани). Придржувањето кон зацртаната динамика за отворање и експлоатација на новите рудници е предуслов за непречено работење на постојните термоелектрани. За потребите на

планираната термоелектрана Битола 4, потребно е отворање на рудникот Живојно, којшто според сегашните анализи би се експлоатирал јамски. Цената на јагленот добиен од рудникот Живојно се проценува на 15 евра по тон и е доста пониска од цената на јаглен со ист квалитет кој би се увезувал. Покрај тоа се работи за домашен енергент со што би се намалила увозната зависност и зголемило вработувањето и би се остварил пораст на домашната економија. Транспортот на поголеми количества јаглен од увоз е доста комплексен проблем и од технички и од еколошки аспект. Со оглед дека Македонија нема искуство со рудници на лигнит со јамска експлоатација, а и искуствата во светот не се големи, неопходно е започнување на припремни активности во таа насока.

Природен гас. Природниот гас би се обезбедувал со понатамошен развој на преносната мрежа и со изградба на дистрибутивни мрежи. Со приклучување на Македонија на планираниот регионален прстен или на некој од другите анализирани гасоводи кој ќе има можности за снабдување од поголем број различни извори би се обезбедила сигурност во снабдувањето со природен гас.

Нафтени производи. Потребното количество нафтени продукти до 2020 година е во рамките на капацитетот на рафинеријата ОКТА и на постојниот нафтовод. Во кој степен ќе се увезува нафта или нафтени продукти ќе зависи од конкурентната способност на ОКТА.

Обновливи извори на енергија (ОИЕ)

Во табела 4 е прикажано учеството на ОИЕ и потрошувачката на финална енергија (ПФЕ) за најниските предвидени граници (ДГ), највисоките предвидени граници (ГГ) и планираните вредности (ПВ). Планираните вредности можат да се остварат со сите можни комбинации на ОИЕ и на потрошувачката на финална енергија во претставените граници. Процентуалното учество на ОИЕ во вкупната потрошувачка на финална енергија во Македонија, според реално усреднетите вредности, ќе порасне од 13,8% во 2005 година до 21% во 2020 година. Согласно усвоената постапка за пресметка на целниот процент на учество на ОИЕ во вкупната потрошувачка на финална енергија во 2020 година за земјите членки на ЕУ, целниот процент за Македонија ќе изнесува 21%.

Табела 4. Учество на ОИЕ во финалната потрошувачка на енергија

	GWh			
	2005	2020 ДГ	2020 ГГ	2020 ПВ
Електрична енергија од ОИЕ	1144	2539	3482	2889
Хидроелектрани	1144	2300	3000	2650
Големи хидроелектрани	1090	2000	2600	2350
Мали хидроелектрани	54	300	400	300
Ветерни електрани	0	180	360	180
Фотоволтаици	0	14	42	14
Биомаса	0	25	50	25
Биогас	0	20	30	20
Топлина од ОИЕ	1872	3100	3350	3210
Биомаса	1756	2640	2740	2700
Сончева енергија	0	60	90	80
Геотермална енергија	116	400	520	430
Биогорива	0	560	655	600
ВКУПНО ОИЕ	3016	6199	7487	6699
Потрошувачка на финална енергија	21783	32873	30825	31850
Учество на ОИЕ (%)	13,8	18,9	24,3	21,0

При пораст на производството на електрична енергија со просечна годишна стапка од 3%, 2% и 2,5% и при производство на електрична енергија од ОИЕ според ДГ (2539 GWh, табела 5), ГГ (3482 GWh) и ПВ (2924 GWh), процентуалното учество на ОИЕ во производството на електрична енергија во 2020 година би изнесувало 20,1%, 31,5% и 24,7% соодветно.

Табела 5. Учество на ОИЕ во производството на електрична енергија

Електрична енергија од ОИЕ	2020 ДГ	2020 ГГ	2020 ПВ
GWh	2539	3482	2924
Вкупно производство на ел.ен. со стапка	3%	2%	2,5%
GWh	12616	11060	11842
Учество на ОИЕ (%)	20,1	31,5	24,7

ВЛИЈАНИЕ ВРЗ ОКОЛИНАТА

Енергетскиот сектор во Македонија има најголем придонес кон загадувањето на околината затоа што близу 90% од примарната енергија се добива од фосилните горива, главно лигнит и мазут. Така, овој сектор учествува со преку 70% во вкупните емисии на стакленички гасови, а слично учество има и во локалното загадување. Проекциите на емисиите на стакленички гасови согласно сценарио за развојот на електроенергетскиот систем базирано само на јаглен покажуваат просечна годишна стапка на пораст од 3,6% во периодот 2008-2020, додека доколку се анализираат еколошки подобрени сценарија (воведување на гасните постројки за комбинирано производство, намалување на потрошувачката на електричната енергија за вредноста на големите потрошувачи и зголемената употреба на обновливи извори на енергија) просечната годишна стапка на пораст во периодот 2008-2020 ќе се намали на 1,4%.

Во поглед на обврските од аспект на животната средина, посебно важни за енергетскиот сектор се барањата од Законот за животна средина што се однесуваат на: оценка на влијанијата врз животната средина (EIA), систем на интегрирани дозволи за интегрирано спречување и контрола на загадувањето (IPPC), еколошки планови за управување и еколошки аудита, како и еко-етикетирање. Исто така, при изградба на нови енергетски капацитети треба да се имаат предвид обврските кои произлегуваат од меѓународните конвенции кои се ратификувани од Република Македонија, и тоа, во прв ред, Конвенцијата за оценка на прекуграничните влијанија врз животната средина и Конвенцијата за биолошка разновидност.

Во моментот Македонија нема квантифицирани обврски за редуција на емисиите на стакленички гасови, но во иднина ќе мора да биде вклучена во заедничките европски напори и цели во врска со климатските промени. Специфичните обврски кои може да се очекуваат би биле во форма на ограничување на порастот на емисиите на стакленички гасови. Заради тоа, при планирањето на идните проекти во енергетскиот сектор треба да се имаат предвид: (1) зголемените оперативни трошоци на термоелектраните на јаглен заради наметнување на обврска да купуваат дозволи за емисии на стакленички гасови, како и (2) зголемени инвестициони трошоци при градење на нови и ревитализација на термоелектрани на јаглен заради барањето за користење на ВАТ

(„чист јаглен“ технологии), односно генерално за почитување на европските стандарди за големи постројки.

Во меѓувреме Македонија треба соодветно да се подготви институционално, законодавно и технички. Во таа смисла, исклучително важно е преземање на пилот подготвителни проекти за реализација на шемата за тргување со емисии - ETS во македонски услови, со воспоставување на национални регистри и национален план за алокација на дозволи на емисии помеѓу загадувачите. Исто така треба да се работи и на јакнење на преговарачките капацитети на Македонија во процесот на определување на квантифицираните обврски.

ПОЛИТИКА НА ЦЕНИ ВО ЕНЕРГЕТИКАТА

На политиката на утврдување на цените на енергентите и припаѓа круцијална улога во подобрување на инвестиционата клима во секторот и осигурување на негово непречено функционирање и одржување како и долгорочен и одржлив развој.

Процесот на дерегулација и либеризација на пазарот со електрична енергија, природен гас и топлина е директно условен со јасното разграничување на производството, снабдувањето, преносот и дистрибуцијата и со можноста за снабдување од различни правци и различни извори. Во такви услови, како ентитети со елементи на природен монопол и потреба од регулација на цената ќе останат само преносот и дистрибуцијата. Регулацијата кај другите делови ќе се фокусира во областа на стандардите – квалитет, сигурност и сл.

Процесот на дерегулација и либеризација на пазарот на електрична енергија и природен гас е условен и со Договорот за основање на Енергетска заедница според кој од 2008 година сите потрошувачи освен домаќинствата треба да преминат во категоријата квалификувани потрошувачи кои самостојно го избираат својот снабдувач и од 2015 година ќе се воведат пазарна цена на електричната енергија и природниот гас и за домаќинствата.

Процесите на дерегулација и либерализација на пазарот на електричната енергија на регионално ниво ја наметнуваат потребата од отварање на Канцеларија за координирани аукции на прекугранични капацитети. На овој начин ќе се зголеми транспарентноста во работењето, ќе се зголеми конкуренцијата на пазарот на електрична енергија и сигурноста во преносот и снабдувањето со електрична енергија.

Од причина што сè повеќе корисници на електричната енергија ќе можат слободно да го избираат својот снабдувач со електрична енергија и што Македонија увезува големи количества на електрична енергија, на Македонија и е неопходна транспарентна набавка на овој енергент. За таа цел потребно е во најкраток можен рок да се отвори регионална берза на електрична енергија.

Во последните неколку години цената на електричната енергија бележи одредено покачување, но таа застанува зад цената на електричната енергија во земјите на ЕУ. Во 2007 година, просечната цена на електричната енергија за домаќинствата во Република Македонија е три пати помала од онаа на секторот на домаќинствата во Европската унија. Цена на електричната енергија за домаќинствата во Република Македонија застанува и зад цените во регионот.

Социјалните аспекти врзани за цената на електричната енергија и на другите енергенти, се во надлежност на Министерството за труд и социјална политика, кое, овие прашања треба да ги решава во соработка со Министерството за економија. Во таа смисла, Владата на Република Македонија во септември 2009

година усвои *Социјално акциони планови*, во кои детално се опишани активностите од оваа сфера.

СОПСТВЕНИЧКА СТРУКТУРА НА ЕНЕРГЕТСКИОТ СЕКТОР

Република Македонија, изврши организационо реструктурирање на секторот на електричната енергија, ја приватизираше дистрибуцијата, ги приватизира секторите за нафта, за топлина и за производството на јаглен за широка потрошувачка.

Понатамошната приватизација не е и не смее да биде цел сама за себе. Приватизацијата има смисол само доколку енергетските капацитети не можат да работат профитабилно и ефикасно и доколку не можат да обезбедат доволно средства за одржување, модернизирање и проширување на објектите.

Горните ставови не имплицираат дека Македонија треба да биде воздржана од привлекувањето на странскиот капитал во енергетскиот сектор. Напротив, зголемувањето на конкурентниот притисок во енергетскиот сектор и зголемувањето на неговата економска ефикасност нужно претпоставуваат засилена активност за привлекување на странски капитал во секторот. Тоа од една страна претставува императив за мала земја со ограничени ресурси поради фактот што одржувањето, модернизацијата и развојот на енергетскиот систем бара големи капитални вложувања. Од друга страна потпирањето врз странски капитал носи бројни предности за економијата. Влегувањето на приватен капитал (домашен и странски) во подигањето на нови производствени капацитети треба да се поддржи и поттикне и со мерките на економската политика (особено кога се работи за користење на обновливи извори на енергија). На овој начин, во Македонија, со тек на време, ќе се зголемува учеството на приватниот сектор на енергетскиот пазар на земјата.

Македонија, објективно ќе биде принудена да ги користи сите можни извори на финансирање на енергетскиот сектор: сопственичко финансирање, задолжување, државни грантови, докапитализација, концесии, јавно – приватно партнерство и други иновативни пристапи. Изборот на конкретната форма на финансирање зависи од карактеристиките на самиот проект.

ВИЗИЈА ЗА РАЗВОЈ НА ЕНЕРГЕТИКАТА ДО 2030 ГОДИНА

Потребна енергија во периодот 2020-2030 година

Според основното сценарио вкупната потрошувачка на финална енергија во периодот 2020 - 2030 година ќе расте со просечна годишна стапка од 2,5% додека потрошувачката на електрична енергија ќе расте со просечна годишна стапка од 2,1%. Најголема стапка на пораст ќе оствари потрошувачката на природниот гас (9,8%).

Во периодот 2020 - 2030 година нема да има позначителна промена на релативното учество на секторите во потрошувачката на енергија.

Според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност потребите од финална енергија ќе растат со просечна годишна стапка од 2,3%.

Проектираната потрошувачка на електрична енергија во основното сценарио изнесува околу 12400 GWh (1064 ktoc) во 2030 година и е за повеќе од 2300 GWh (198 ktoc) повисока од потрошувачката во 2020 година. Во сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност предвидената потрошувачка на електрична енергија во 2030 година е за 11% помала во однос на основното сценарио.

Соодносот на потрошувачката на финална енергија и потрошувачката на примарна енергија, според основното сценарио, од 62% во 2020 година постепено ќе расте со вклучување на нови хидроелектрани и термоелектрани со висок степен на корисно дејство, и ќе достигне 64% во 2030 година.

Можности за обезбедување на потребната енергија во периодот 2020-2030

За обезбедување на потребната електрична енергија во анализираниот период анализирани се три сценарија кои се базираат на две можни варијанти на изградба на нови производствени капацитети (табела 6). Во првата варијанта се предвидуваат две нови термоелектрани на лигнит (Мариово и Неготино) со моќност од по 300 MW, додека, во втората варијанта се планира изградба на нуклеарна електрана со моќност од 1000 MW. Во сите сценарија се предвидува изградба на една хидроелектрана (Велес) со инсталирана моќност од 89 MW.

Табела 6. Динамика на изградба на новите производни капацитети

	СЦЕНАРИО 1	СЦЕНАРИО 2	СЦЕНАРИО 3
Пораст на потрошувачката	2,5%	3,0%	3,0%
2021	ХЕ Велес	ХЕ Велес, ТЕ Мариово	ХЕ Велес
2022	ТЕ Мариово		
2024	ТЕ Неготино	ТЕ Неготино	
2026			НЕ_1000

Термоелектраните би се снабдувале со лигнит од планираните рудници со јамска експлоатација кај Мариово и Неготино чија производна цена е значително пониска од увозната цена на лигнит со ист квалитет.

Цената на произведената електрична енергија изнесува околу 5,3 с€/kWh за нуклеарната централа и 4 с€/kWh за термоелектраните. Меѓутоа, треба да се има предвид дека во опцијата со термоелектрани на лигнит ќе биде потребен значителен увоз на електрична енергија чија цена не се очекува да биде под 8 с€/kWh.

Нуклеарната опција уште повеќе ќе има предност во однос на термоелектраните на јаглен доколку цената која ќе се плаќа за емисија на стакленичките гасови достигне високи вредности и доколку технологиите за производство на електрична енергија од јаглен без емисија на стакленички гасови до тој период не бидат комерцијално достапни по конкурентни цени.

Со нуклеарната опција се обезбедува поголема разновидност и со тоа и сигурност во снабдувањето со електрична енергија. Околу 40% од електричната енергија би можела да се произведува од нуклеарната електрана, 23% од обновливите извори на енергија, 22% од комбинирани електрани на природен гас и 15% од термоелектраните на лигнит.

Постојните ТЕ на лигнит (Битола1, 2, 3 и Осломеј), како и ТЕ Неготино на мазут, влегуваат во крајниот период на својот работен век од околу 40 години. Во овој период се очекува и излегување од погон на овие капацитети, освен на Битола 3 која е последна влезена во погон во ЕЕС на Македонија (1988 година) и која би работела до 2030 година.

Според основното сценарио, *поптршувачката на тојлина* во периодот 2020-2030 година вкупно ќе се зголеми за 1,4% до 3%. Имајќи предвид дека до тој период застарените котли на јаглен ќе бидат заменети со нови котли или со комбинирани постројки на биомаса и природен гас, и дека во разгледуваниот

период дополнително ќе се воведат природниот гас во замена на дел од нафтените продукти, вкупниот коефициент на полезно дејство ќе се зголемува така да потрошувачката на примарна енергија за производство на топлина ќе остане практично на исто ниво.

Потребното количество *нафџени ѓродукџи* е во рамките на капацитетот на рафинеријата ОКТА и на постојниот нафтовод.

Се проценува дека 20% од вкупната потрошувачка на бензин и дизел гориво ќе бидат заменети со биогорива.

Потребите од *ѓприроден џас* ќе нараснат до 1350 милиони Nm³ (1083 ktce) во 2030 година. Во оваа потрошувачка не се земени предвид двете планирани когенеративни гасни електрани на Топлификација АД, Скопје север АД, со вкупна потрошувачка на природен гас од 390 милиони Nm³ (313 ktce) годишно, како и одреден број планирани мали капацитети. Земајќи предвид дека до тој период ќе се реализира регионалното поврзување со нов гасовод не се исклучува изградбата на наведените планирани објекти со што вкупната потрошувачка на природен гас до 2030 година би била околу 1800 милиони Nm³ (1445 ktce) годишно.

Потрошувачката на *биомаса за соџорување* кога ќе се земе предвид и отпадната биомаса за комбинирано производство на електрична и топлинска енергија во планиран износ од 26 - 40 ktce, во 2030 година ќе изнесува 252 - 258 ktce (2930 – 3000 GWh).

Се очекува вкупна потрошувачка на *џеотермална енерџија* од 53-63 ktce (620 – 730 GWh, 2232 –2628 TJ) во 2030 година.

Обновливиџе извори на енерџија за производство на електрична енергија се планирани на ниво од 4600 GWh (396 ktce) до 2030 година од кои околу 90% од хидропотенцијалот. Учество на ОИЕ во производството на електрична енергија во 2030 година ќе изнесува 30,3%.

Покрај големите хидроелектрани се планира изградба на *мали хидроелектрани* до 2030 година со вкупна моќност до 160-240 MW и производство од 420 – 620 GWh (36 – 53 ktce) годишно.

Сончевата енерџија ќе се користи како топлинска во вкупен износ од 7,1 до 13,3 ktce (80-155 GWh) во 2030 година за основното сценарио и за сценариото со поголемо користење на сончевата енергија соодветно. Кога ќе се додаде и делот на сончевата енергија за производство на електрична енергија од 2,4–4,8 ktce (28-56 GWh), вкупната искористеност на сончевата енергија во 2030 година ќе изнесува, приближно, 9,5-18,1 ktce (110-210 GWh).

Се предвидува *ветерната енерџија* за производство на електрична енергија во 2030 година да достигне вредност од близу 31-62 ktce (360-720 GWh).

Во Стратегијата се предвидува производство на електрична енергија од *биоџас* од 2,6-3,9 ktce (30 – 45 GWh) во 2030 година.

ПОТРЕБНИ ФИНАНСИСКИ СРЕДСТАВА

За реконструкција и изградба на нови објекти планирани се средства во износ од околу 4 – 5 милијарди евра, зависно од сценариото кое ќе се реализира. Според тоа, за реализација на активностите предвидени во Стратегијата неопходно е зголемување на учеството на приватниот сектор и привлекување на странски капитал во енергетскиот пазар на земјата, што, од една страна е нужност за мала земја со ограничени финансиски ресурси, а од друга страна ќе овозможи зголемување на инвестиционата активност на земјата и динамизирање на вкупниот економски развој.

ВОВЕД

Република Македонија како држава-кандидат за полноправно *членство во Европската унија* е исправена пред предизвиците на ефикасното спроведување на сериозни реформи во општествениот систем. Аспирациите за членство во Европската унија нужно значат и свест за потребата од исполнување на стандардите во повеќе области, од кои особено значење за нејзиниот севкупен општествен развој има енергетската област. Принципите за соработка со Европската унија во енергетскиот сектор се⁴:

- формулирање и планирање на енергетската политика, вклучувајќи модернизација на инфраструктурата, подобрување и разновидност во снабдувањето и подобар пристап кон пазарот на енергија, вклучувајќи и олеснување на транзитот,
- поттикнување за штедење енергија, подобрување на енергетската ефикасност, зголемено користење на обновливата енергија и проучување на влијанието на производството и потрошувачката на енергија врз животната средина,
- формулирање на рамковни услови за реструктурирање на енергетските капацитети и соработка меѓу претпријатијата во овој сектор,
- управување во енергетскиот сектор, обука на кадар и трансфер на технологии и знаења.

Во Одлуката на Советот на ЕУ од 30 јануари 2006 година за принципите, приоритетите и условите содржани во Европското партнерство со Република Македонија, за енергетскиот сектор се вклучени следниве приоритети:

- Усогласување на законодавството на внатрешните пазари за електрична енергија и гас, енергетска ефикасност и обновливи извори на енергија со *acquis* со цел постепено отворање на пазарот за енергија за конкуренција;
- Зајакнување на независноста на Регулаторната комисија за енергија;
- Спроведување на Договорот за енергетска заедница;
- Зајакнување на административниот капацитет на сите енергетски сектори.⁵

Република Македонија е потписник на *Договорот за Енергетска повелба*⁶. Воспоставен во раните транзициони години, овој договор помеѓу другото имаше за задача интензификација на соработката во секторот на енергијата помеѓу Западна Европа и источните экс-социјалистички земји. Заедно со склучувањето на Договорот за Енергетска повелба склучен е и *Протокол за енергетска ефикасност и за соодветни аспекти на заштитата на животната средина*.

⁴ Спогодба за стабилизација и асоцијација меѓу Република Македонија и ЕУ, член 99 (<http://www.mfa.gov.mk/Upload/ContentManagement/Files/MNR-SSA.pdf>)

⁵ Одлука на Советот на ЕУ од 30 јануари 2006 година ([http://www.sep.gov.mk/content/Dokumenti/MK/Odluka_na_sovetot_za_principite_prioritetite_i_uslovite_sodrzani_vo_Evropskoto_partnerstvo_so_Republika_Makedonija_so_koja_prestanuva_da_vazi_Odlukata_2004-518-EZ\(2\).PDF](http://www.sep.gov.mk/content/Dokumenti/MK/Odluka_na_sovetot_za_principite_prioritetite_i_uslovite_sodrzani_vo_Evropskoto_partnerstvo_so_Republika_Makedonija_so_koja_prestanuva_da_vazi_Odlukata_2004-518-EZ(2).PDF))

⁶ Договорот го имаат ратификувано 51 земја и Европската заедница. Република Македонија го ратификува со закон во 1998 година

Во Енергетската повелба се истакнуваат следните основни цели:

- Заштита и поттикнување на странски инвестиции во енергетиката – при тоа посебно се нагласува дека инвестирањето во секторот на енергијата ќе има позитивни импликации врз вработеноста и динамизирањето на растот на секоја земја посебно и на регионот во целина;
- Слободна трговија со енергија и материјали и производи поврзани со енергетиката врз основа на правилата на Светската трговска организација;
- Слободен транзит на енергијата со цевководи за нафта, нафтени продукти и природен гас и со електрична мрежа;
- Осигурување на здрава конкуренција на единствениот регулиран пазар и искористување на економии од обем;
- Намалување на негативните влијанија на енергетиката врз животната средина и примена на европските еколошки стандарди – за постојните (старите) енергетски капацитети, тие можат да бидат поблагии од европските, а за новите енергетски капацитети таквиот исклучок не постои;
- Зголемување на енергетската ефикасност;
- Создавање механизми за решавање на спорите помеѓу државите или помеѓу државите и инвеститорите.

Со Протоколот за енергетска ефикасност и за соодветни аспекти на заштита на животната средина определени се обврските на земјите потписнички за формирање на јасни политички цели за зголемување на енергетската ефикасност и за намалување на негативното влијание на енергетските процеси врз околината. Согласно протоколот, за секоја земја потписничка се изготвуваат два вида извештаи за енергетската ефикасност, регуларни и длабински. Република Македонија во изминатиот период има изготвено два регуларни извештаи, а од страна на Секретаријатот на Енергетската повелба изготвен е Длабински извештај за политиките и програмите за енергетска ефикасност на Македонија.⁷

Република Македонија е потписник и на *Договорот за Енергетска заедница*⁸. Согласно Договорот за Енергетска заедница државите потписнички треба да го усогласат своето законодавство со постојната правна регулатива на Европската унија (*acquis communautaire*) за енергија, животна средина, конкуренција, обновливите извори на енергија, енергетска ефикасност и за нафтени резерви (Додаток 2).

Цел на Енергетската заедница е да се воспостави соработката меѓу членките и да се создаде стабилна регулаторна и пазарна рамка, привлечна за инвестиции во транзитна и преносна инфраструктура за гас и електрична енергија и во капацитети за производство на електрична енергија, така што сите членки потписнички да имаат пристап до стабилно и непрекинато снабдување со природен гас и електрична енергија. Со обезбедување на единствена регулаторна рамка во регионот на Југоисточна Европа се создаваат можности за негово поврзување со касписките, северноафричките и блискоисточните резерви на

⁷ In-depth Review of Energy Efficiency Policies and Programmes, 2007, www.encharter.org

⁸ Покрај Македонија потписнички на Договорот за основање на Енергетска заедница се и Албанија, Бугарија, Босна и Херцеговина, Хрватска, Црна Гора, Романија, Србија, Косово и Европската заедница. Македонија во 2006 година го ратификува Договорот со закон.

природен гас и за експлоатација на домашните резерви на природен гас, јаглен и хидроенергетскиот потенцијал. Цел на Енергетската заедница е и развивање на конкуренцијата и ликвидноста на овие пазари и искористување на економијата од обем. Во Договорот за основање на Енергетска заедница посебно место зазема грижата за подобрување на животната средина, поврзана со природниот гас и електричната енергија, преку подобрување на енергетската ефикасност и користењето на обновливите извори на енергија.

Република Македонија ја ратификува *Рамковната конвенција на Обединетите нации за климатски промени* во 1997 година, а го ратификува и *Протоколот од Киото* во 2004 година. Република Македонија влегува во редот на земјите кои не спаѓаат во Анекс I односно во земји кои немаат квантифицирани обврски, предвидени со споменатите меѓународни документи. Како таква земја, Република Македонија може да го користи Механизмот за чист развој (CDM) за привлекување на странски инвестиции во проекти за редукација на емисиите на стакленички гасови.

На 26 и 27 јануари 2009 година во Бон, Сојузна Република Германија се одржа основачката конференција на Меѓународната агенција за обновлива енергија (International Renewable Energy Agency – IRENA). Република Македонија, го потпиша Статутот на ИРЕНА со што стана земја основач на оваа меѓународна организација. До сега Статутот го имаат потпишано 75 земји. Се планира до 2010 година агенцијата во потполност да се операционализира. Република Македонија треба да земе активно учество и во подготвителните активности за основање на ИРЕНА и да се вклучи во тековните активности после нејзиното отпочнување со работа. Агенцијата се основа со цел да постане водечка сила во промовирањето на брз премин кон широка распространетост и одржливо користење на обновливите извори на енергија. Во таа насока, ИРЕНА ќе обезбедува поврзување на искуствата и знаењата и олеснување на трансферот на најновите технологии меѓу своите членови. ИРЕНА ќе го олесни пристапот до сите релевантни информации поврзани со користењето на обновливата енергија.

Во Стратегијата се предвидува исполнување на сите обврски преземени со потпишувањето на меѓународните договори, спогодби и протоколи.

Состојби и сирашешки оцределби

Македонија е силно увозно зависна од енергија. Таа нема сопствени извори на сурова нафта и на природен гас, а последните неколку години се соочува и со сè поголем увоз на електрична енергија. Зголемувањето на увозот на енергентите и зголемувањето на нивните цени на светскиот пазар во голем степен придонесуваат за порастот на трговскиот дефицит на Република Македонија. Подолгорочно гледано, доколку состојбите не се подобрат, увозот на енергенти може да има негативни импликации и врз инфлацијата, девизните резерви и воопшто макроекономската стабилност на земјата.

Од осамостојувањето до денес, во периодот од 1991-2008 година, изработени се повеќе енергетски стратегии, со средства од странски извори, меѓутоа, истите не беа усвоени ниту реализирани од страна на Владата. Отсуството на визија и непостоењето на усвоена долгорочна стратегија за развој и работа на енергетскиот сектор доведе до силна стагнација во неговиот развој и унапредување.

Од напред наведените причини произлезе потребата од донесување на Стратегија за развој на енергетиката на Република Македонија. Стратегијата за развој на енергетиката во Република Македонија за период 2008-2020 година со визија до 2030 е изработена на барање на Министерството за економија на

Република Македонија и согласно чл. 10 од Законот за енергетика на Република Македонија треба да ја усвои Владата на Република Македонија. Врз основа на Стратегијата се изготвува Програма за реализација на истата.

Во целина земено Стратегијата дава детална дијагноза на клучните проблеми со кои е оптоварен енергетскиот сектор на Република Македонија:

- нагласена енергетска дефицитарност;
- со години депресирана цена на енергијата, посебно на електричната енергија и отсуство на поттици за штедење;
- застарена технологија и отсуство на инвестиции за одржување, модернизација и проширување на постојните капацитети, како и за изградба на нови капацитети;
- неповолна индустриска структура која детерминира висока енергетска интензивност;
- високи вкупни загуби на електричната енергија (технички и комерцијални);
- ниска енергетска ефикасност;
- отсуство на комплексни програми за штедење на енергија, посебно во секторот на домаќинствата, но и во другите сектори кои се значајни потрошувачи;
- неповолна структура на видовите енергија (производство, увоз и потрошувачка) од еколошки и економски аспект;
- нецелосна усогласеност на регулативата со европските стандарди во поглед на политиката на цени, животната средина итн.

Ваквите состојби во доменот на енергетскиот сектор на земјата веќе испорачуваат значајни негативни економски импликации, а на долг рок би се трансформирале во сериозен лимитирачки фактор на економскиот развој. За надминување на наведените проблеми предложени се алтернативни пристапи со фокусирање врз нивните силни и слаби страни. Ова на Владата ќе и даде можност да врши избор и да донесува одлуки врз основа на научно-заснована и компетентна анализа.

Енергетската Стратегија е конципирана како национална стратегија којашто води сметка за интересите на Република Македонија и нејзините граѓани. Парцијалните, краткорочните и приватните интереси се вградени во степен кој не го нарушува долгорочниот национален интерес. Развојот на енергетскиот сектор претставува еден од столбовите на одржлив економски, технолошки, еколошки и воопшто општествен развој на земјата, којшто, паралелно со зголемувањето на животниот стандард и во тој контекст на нагласената грижа за стандардот на идните генерации, ќе и овозможи на Република Македонија полесно и поефикасно вклучување во ЕУ. Стратегијата е во согласност со практиката и регулативата на ЕУ и ги уважува сите преземени обврски на регионалниот и меѓународниот енергетски простор. Стратегијата предвидува демонополизација на користењето на енергетската инфраструктура до најголем можен степен и, врз таа основа, зголемена либерализација и конкуренција во енергетскиот пазар.

За обезбедување на квалитетно, стабилно и економски најприфатливо снабдување со енергија од секаков вид, а особено на електрична енергија, при анализата на можните сценарија во студијата водено е сметка Република Македонија во целост да се придржува кон принципите на Договорот за основање на енергетска заедница како и кон директивите од ЕУ. При тоа особено внимание

потребно е да се посвети кон целосна транспарентност, конкурентност и недискриминација во енергетскиот сектор, водејќи сметка за либерализацијата во секторот како во доменот на производството, така и во доменот на снабдувањето со енергенти, особено со електрична енергија.

При изработката на Стратегијата земена е предвид увозната зависност на земјава од енергија заради што се наметнува потребата од поширока разновидност во начинот на задоволување со потребните количини на енергенти и енергија, како од домашни така и од увозни енергенти и електрична енергија. Ова е непходно да се има предвид заради постигнување на економски најприфатлив начин во снабдувањето со енергенти од сите видови и за сите потрошувачи во земјата. Во таа насока, мора да се пристапи и кон формирање на енергентска берза како јавна платформа за реализација на понудата и побарувачката на сите видови енергенти на транспарентен и недискриминаторен начин и под пазарни услови на стопанисување. Тоа е во склад со заложбите за формирање на т.н. слободен регионален пазар на енергенти и на електрична енергија како дел од поширокиот европски пазар, односно кон целосна интеграција на овој регионален пазар со веќе постојните европски пазари на енергенти и електрична енергија.

Членките потписнички на Договорот за основање на Енергетска заедница се обврзаа дека ќе обезбедат сите потрошувачи на електрична енергија и природен гас освен домаќинствата да преминат во категоријата квалификувани во смисол на Директивите 2003/54/ЕС и 2003/55/ЕС, од 1 јануари 2008, а од 1 јануари 2015 и домаќинствата.

После 2015 година со целосно воспоставување на либерализираниот пазар на енергија сите потрошувачи ќе добијат право на избор на сопствен снабдувач со енергенти и електрична енергија по пазарни услови од било кој домашен или странски снабдувач кој ќе обезбеди лиценца за вршења на таа дејност. На тој начин, после 2015 година и улогата на АД ЕЛЕМ значително ќе се промени. АД ЕЛЕМ нема повеќе да биде регулиран производител и од нејзината конкурентна способност ќе зависи колку електрична енергија ќе произведува и кому истата ќе ја продава по пазарни услови во земјава и надвор од земјава.

Енергетиката не треба да се третира само како инфраструктурен сектор, туку, во голема мера и како економски сектор отворен за домашни и странски инвестиции, како сектор во кој пазарните законитости и процесите на демонополизација, либерализација, засилена конкуренција и претприемничко однесување сè повеќе доаѓаат до израз. Оттука, енергетскиот сектор има силни индуцирани ефекти врз другите сектори на економијата и претставува столб на идниот стабилен и одржлив развој на земјата. Имајќи го предвид предходното и имајќи предвид дека Македонија нема сопствено производство на нафта, природен гас и висококвалитетен јаглен, Македонија треба да произведува електрична енергија (пред сè од ОИЕ, природен гас и јаглен) и треба да ги користи обновливите извори на енергија за производство на топлина, до максимално можно, економски оправдано ниво. Кога домашното производство нема да биде доволно за задоволување на вкупните потреби од електрична енергија во земјава, или пак условите за набавка на електричната енергија на пазарот се поповолни од оние кои можат да се постигнат внатре во земјава преку домашното производство, увозот на енергија секогаш ќе биде значајна опција за задоволување на енергетските потреби на земјата под најповолни техно-економски параметри.

Улогата на Владата и останатите релевантни институции и понатаму треба да се бара во создавање на поволни услови за привлекување на инвеститори во

енергетскиот сектор со што би се намалил сегашниот висок трговски дефицит кој во голема мерка се појавува како директна последица на увозот на електрична енергија во земјава.

Имајќи ја предвид стратешката определба на Република Македонија за равноправно членство во Европската унија, како стратешка енергетска политика на Република Македонија се наметнува и енергетската политика на ЕУ.

Прокламирани цели на ЕУ во подрачјето на енергетика до 2020 година се: подобрување на енергетската ефикасност за 20%, обезбедување на енергија од обновливи извори во износ од 20% во однос на вкупната потрошувачка на финална енергија⁹ и учество на ОИЕ во износ од најмалку 10% во потрошувачката на финална енергија во сообраќајот.

Заедничка европска цел во врска со климатските промени е редуција на емисиите на стакленички гасови до 2020 година за 20% во однос на нивото од 1990 година, и редуција за 30% до 2030 година ако другите индустријализирани земји, вклучително и САД, преземат слични чекори¹⁰.

Во Зелената книга за енергетска ефикасност¹¹ Комисијата проценува дека ЕУ може да ја намали потрошувачката на енергија за 20% до 2020 година преку преземање мерки особено во следните критични сектори:

- редуцирање на потрошувачката во сообраќајот кој претставува една третина од вкупната потрошувачка, а особено патниот сообраќај - во оваа сфера ЕУ има усвоена низа мерки за нивото на загадувачки емисии, управување со сообраќајот и даночни мерки,
- во производството на енергија преку намалување на загубите, конкретно кај електричната енергија,
- кај објектите преку подобрување на енергетските карактеристики на градежните објекти со подобрување на термичката изолација, поефикасно менаџирање на греењето и осветлувањето на објектите и зголемување на ефикасноста на апаратите за домаќинство.

Во исполнувањето на целта на ЕУ за обезбедување на енергија од обновливи извори во износ од 20% до 2020 година фокусот е ставен на користење на обновливи извори за производство на електрична енергија, греење и ладење и биогорива¹². Мерките кои ги предлага Комисијата се однесуваат на отстранување на бариерите за развој на обновлива енергија во секторите електрична енергија, греење и ладење, мерки за поттикнување и промовирање обновливи извори, и подобро интегрирање на овие извори во енергетската мрежа.

Прокламираните цели на Република Македонија во оваа Стратегија се базираат на целите на ЕУ со уважувањето на спецификите на земјата. Македонија се одликува со изразито ниска потрошувачка на енергија по жител во сите сектори¹³. Потрошувачката на финална енергија по жител во Македонија во 2006 година е три пати пониска од потрошувачката кај европските земји членки на Организацијата за економска соработка и развој. Оттука, не е реално да се очекува намалување на вкупната потрошувачка на енергија во претстојниот период.

⁹ Во вкупната потрошувачка на финална енергија се сметаат потрошувачката на финална енергија заедно со сопствената потрошувачка на производните капацитети и загубите во пренос и дистрибуција.

¹⁰ Пакет за клима и обновлива енергија на Европската комисија од 23 јануари 2008

¹¹ COM (2005) 265 final

¹² Предлог на нова Директива (Directive establishing renewable energy targets for 2020) во замена на Директивите 2001/77/ЕЗ и 2003/30/ЕЗ

¹³ Сообраќај, домаќинства, комерцијален и услужен сектор, индустрија, земјоделство и шумарство

Напротив, потребите од енергија во анализираниот период до 2030 година ќе растат а тоа ќе значи поголемо производство и/или увоз. Од друга страна, Македонија е силно увозно зависна од енергија и се карактеризира со релативно висок трговски дефицит во кој увозот на енергија претставува висока ставка. Тоа значи дека Македонија треба да ги користи домашните капацитети за производство на енергија во максимално можен степен со полно уважување на пазарните законитости во кои се позначајна улога ќе играат и екстерналиите. Меѓутоа, истовремено, Македонија се одликува и со изразито ниска енергетска ефикасност, исто така во сите сектори.

Со оглед на напред изнесеното потребно е позначително зголемување на енергетската ефикасност во производството, преносот, дистрибуцијата и користењето на енергијата, како и поголемо производство на енергија со користење на обновливите извори, и другите домашни ресурси.

Во Стратегијата се анализирани две сценарија. Во основното сценарио предвидуваат одредени мерки кои ќе придонесат во подобрувањето на енергетската ефикасност во сите сектори поодделно. Во второто сценарио се предвидуваат дополнителни мерки за намалување на потрошувачката на енергија и за подобрување на енергетската ефикасност.

Во текот на изработката на Стратегијата непредвидено се случи глобалната финансиска криза која од ден на ден ја погодуваше и Македонија. Поради тоа, почетните проценки за пораст на БДП во периодот 2009-2020 година од 6,7% беа корегирани на 5,8% и соодветно на тоа се направени нови анализи и проценки на потрошувачката на енергија.

Со проектираната просечна годишна стапка на раст на БДП од 5,8% во периодот 2009-2020 година (5,66% во периодот 2006-2020 година), специфичната потрошувачка на енергија по единица БДП, во 2020 година, според основното сценарио ќе изнесува 0,49 toe/1000САД\$2000. Во 2006 година специфичната потрошувачка на енергија изнесуваше 0,71 toe/1000САД\$2000 (Табела 1). Ова претставува подобрување на енергетската ефикасност, изразена преку овој параметар, за 31%. Специфичната потрошувачка на енергија по единица БДП, во 2020 година, според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност би изнесувала 0,46 toe/1000САД\$2000. Според ова сценарио енергетската ефикасност во 2020 година во однос на 2006 година, изразена преку овој параметар, би се подобрила за 35%, што е за дополнителни 4% повеќе во однос на основното сценарио.

Во завршната фаза на изработка на Стратегијата беше јасно (и покрај тоа што откажаа сите светски модели за предвидувања) дека кризата е подлабока и дека е можно (длабочината на кризата од ден на ден се проценува различно) и помал пораст на БДП во Македонија за периодот 2009-2020 година. Во тој случај, проектираниот пораст на потрошувачката на енергија нема позначително да се промени. Во одредени сектори ќе се намали потрошувачката на енергија во однос на проектираната, меѓутоа ќе се намалат и вложувањата за заштеда на енергија и за подобрување на енергетската ефикасност. Како резултат, ќе се оствари поголема специфичната потрошувачка на енергија по единица БДП во 2020 година во однос на планираната. Сепак, нашите пресметки покажуваат дека и во тој случај енергетската интензивност до 2020 година ќе биде помала за најмалку 30% во однос на енергетската интензивност во 2006 година.

Со оглед на напред изнесеното, со Стратегијата е поставена цел за намалување на енергетската интензивност за најмалку 30% до 2020 година во однос на енергетската интензивност во 2006 година. Ова значи дека треба да се

вложат напори за реализација на мерките од сценариото со висока енергетска ефикасност.

Учеството на обновливите извори на енергија во 2020 година планирано е во износ поголем од 20% (21%) во вкупната потрошувачка на финална енергија. При тоа, учеството на ОИЕ (пред сè биогоривата) во потрошувачката на финална енергија во сообраќајот се планира да достигне најмалку 10% до 2020 година.

Што се однесува до стакленичките гасови, поставената цел за 2020 година е вредноста на **емисиите** на CO₂-екв да биде помала за 30% од вредноста која би се остварила со сценариото базирано само на јаглен¹⁴. При тоа **специфичната емисија на стакленички гасови од електроенергетскиот сектор (мрежниот фактор)** до 2020 година се намалува за 22% во однос на 2006 година.

Во Стратегијата се предвидува **подобрување на енергетската разновидност во снабдувањето со примарна енергија**. Јагленот заедно со нафтата и нафтените продукти ќе го намалат процентуалното учество од 81% во 2006 година на 70,8% во 2020 година, додека учеството на природниот гас, од 2,4% во 2006 година ќе се зголеми на 16% во 2020 година и учеството на обновливите извори на енергија во вкупната примарна енергија, во истиот период ќе се наголеми од 11,5% на 13,3%.

Со реализација на предвидената динамика на изградба на нови производствени капацитети ќе се **подобри разновидноста а со тоа и сигурноста во снабдувањето со електрична енергија**. Во изминатиот период, при просечна хидрологија, 80% од електричната енергија се произведуваше во термоелектрани на јаглен и 20% од обновливи извори на енергија (хидроелектрани). Во 2020 година планирано е производството на електрична енергија од термоелектрани на јаглен да изнесува 42% – 51%, зависно од сценариото, од природен гас и од обновливи извори на енергија по 24% – 28% и од термоелектраната на мазут 2% – 3%.

Правна регулатива и институционална рамка

Стратешките определби на Македонија во енергетскиот сектор, меѓу кои е и определбата за усогласување со *acquis communautaire* се вградени во **Законот за енергетика**¹⁵. За операционализација на одредбите од Законот за енергетика како и од законите кои посредно се допираат до прашањата од енергетската област усвоени се и соодветни подзаконски акти. Покрај Законот за енергетика усвоени се следните закони и подзаконски акти од подрачјето на енергетиката:

- Закон за преобразба на Електростопанството на Македонија¹⁶
- Закон за основање на Агенција за енергетика на Република Македонија¹⁷
- Правилник за означување на енергетската ефикасност на уредите за домаќинствата¹⁸
- Правилник за енергетската ефикасност на градежните објекти¹⁹

¹⁴ Втор национален извештај кон Конвенцијата за климатски промени на ОН, Министерство за животна средина и просторно планирање, УНДП-ГЕФ, ноември 2008

¹⁵ Службен весник на Р. Македонија бр.63/06, 36/07 и 106/08

¹⁶ Службен весник на Р. Македонија бр.36/07

¹⁷ Службен весник на Р. Македонија бр.62/05

¹⁸ Службен весник на Р. Македонија бр.85/07

¹⁹ Службен весник на Р. Македонија бр.143/08

- Правилник за обновливи извори на енергија за производство на електрична енергија²⁰
- Правилник за начинот на издавање на гаранции за потеклото на електричната енергија произведена од обновливи извори на енергија како и содржината, формата и начинот на водење на регистарот на издадени гаранции за потеклото на електричната енергија произведена од обновливи извори²¹
- Правилник за начините и условите за регулирање на цените на електричната енергија
- Правилник за условите, начинот и постапката за издавање, менување и одземање на лиценци за вршење на енергетски дејности
- Мрежни правила за пренос на електрична енергија²²
- Мрежни правила за дистрибуција на електрична енергија²³
- Мрежни правила за дистрибуција на топлинска енергија за греење донесени од Топлификација АД – Скопје.

Претстои заокружување на законската регулатива за енергетскиот сектор и во одредени сегменти и нејзино подобрување.

Усвоени се и поголем број закони и подзаконски акти од подрачјето на заштитата на животната средина и други релевантни области.

Предлагањето на законски мерки и спроведувањето на Законот за енергетика, како и законите за планирањето, инвестициите и други закони е во надлежност на **Владата** на Република Македонија. Во надлежност на Владата е креирањето на политиката на олеснување на инвестиции, развиток на конкуренцијата, поврзување на енергетскиот систем на Република Македонија со ЕУ, со регионот и со системите на другите држави, транспарентноста и спречувањето на монополите на пазарот на енергија, обезбедување на сигурност во снабдувањето со енергенти и заштита на потрошувачите на енергенти. Владата го поттикнува развојот на приватниот сектор во енергетиката и ја спроведува приватизацијата на државните компании. Посебна функција на Владата е поттикнување на научно-технолошкиот развој во енергетскиот сектор, во користењето на обновливи извори на енергија, во производството на опрема и во развојот на науката. Оваа функција е дел од обврските на Владата со директни интервенции од буџетот или со примена на даночни или други мерки да го поттикнува научно-технолошкиот развој.

Функционирањето на енергетскиот пазар не само што не ја исклучува потребата од државно планирање, туку ја појтенцира, особено како одговор на предизвикот на примената на европските и меѓународните норми и стандарди и развојот на енергетиката како претпоставка за севкупен општествено-економски развој, усогласен со барањата за хуман развој и заштитата на животната средина.

Владата на Република Македонија, на својата седница од 1 октомври 2009 година, усвои **Акционен план** за натамошно усогласување на националното законодавство со законодавството на ЕУ во делот на електрична енергија и

²⁰ Службен весник на Р. Македонија бр. 127/08

²¹ Службен весник на Р. Македонија бр.127/08

²² Службен весник на Р. Македонија бр. 95/06

²³ Службен весник на Р. Македонија бр.83/2008

природен гас²⁴. Со Акциониот план се опфатени потребните измени и дополнувања на Законот за енергетика кои треба да обезбедат реална платформа за тргување и конкуренција и понатамошно отварање на пазарот на електрична енергија и природен гас, зголемување на транспарентноста, и фер третман и еднаква позиција на сите учесници на пазарот на енергија, јасно разграничување на регулираните и нерегулираните активности, допрецизирање на критериумите и обврските за јавна услуга, квалитет на снабдувањето со енергија и заштита на крајните купувачи на енергија.

Со Акциониот план се опфатени и подзаконските акти кои треба да се донесат или усогласат со Законот за енергетика и со предвидените измени. Како позначајни акти кои треба да се донесат се: Правилникот за мониторинг, објавување и заштита на податоците, Пазарни правила и Методологија за балансирање, Услови за снабдување, Правила за алокација на прекугранични преносни капацитети за електрична енергија, Избор на Снабдувач во краен случај, Измени во Мрежните правила, Правилник за цени за електрична енергија како и Осовременување на Тарифниот систем за електрична енергија.

Покрај активностите во делот на легислативата, за отварање на пазарите за електрична енергија и природен гас предвидени се и соодветни мерки од организациона и техничка природа што ќе овозможат непречено функционирање на пазарите.

Со цел да се заштитат социјално загрозените категории на потрошувачи и да не доведе до исклучување на ваквите потрошувачи од системот за снабдување со енергија, со Акциониот план предвидено е да се донесат мерки со кои на овие потрошувачи финансиски ќе им се помогне за покривање на основните потреби од електрична енергија. Во таа смисла, Владата на Република Македонија во септември 2009 година усвои **Социјално акциони планови**, во кои детално се опишани активностите од оваа сфера.

Во рамките на Владата на Република Македонија, надлежно за енергетиката е **Министерството за економија**. Еден од органите на министерството е **Секторот за енергетика** чии главни задачи се стратешкото планирање и развој на законодавството во енергетскиот сектор, спроведување на енергетската политика вклучително политиката за енергетска ефикасност и обновливите извори на енергија, како и употребата на нови технологии. Овој сектор е надлежен и за собирање на релевантни податоци во врска со производството, снабдувањето, побарувачката на енергија и сл. Дел од компетенциите поврзани со енергетиката му припаѓаат и на Министерството за животна средина и просторно планирање и на Министерството за транспорт и врски.

За обезбедување поддршка на Владата во спроведувањето на енергетската политика формирана е **Агенцијата за енергетика**²⁵. Таа е надлежна за подготовка на среднорочни и долгорочни стратегии и развојни планови, подготовка на долгорочни и краткорочни програми, енергетска ефикасност и користење на обновливи извори на енергија, подготвителни и координативни активности за имплементација на инвестициони проекти, регионална соработка и координација на регионални проекти, подготовка на предлози на законски и подзаконски акти и технички прописи од областа на енергетиката, извршува и други активности од областа на енергетиката утврдени со закон.

²⁴ Акционен план за натамошно усогласување на националното законодавство со законодавството на ЕУ во делот на електрична енергија и природен гас, Влада на РМ, 1 октомври 2009.

²⁵ Службен весник на Р. Македонија бр.65/05

Работите кои се однесуваат на регулирањето на одделни прашања во вршењето на енергетските дејности определени со Законот за енергетика ги врши **Регулаторната комисија** за енергетика (РКЕ) на Република Македонија. Регулаторната комисија за енергетика е независна во своето работење и одлучување во рамките на надлежностите утврдени со Законот за енергетика. Регулаторната комисија за енергетика има својство на правно лице.

Советот на **општината**, односно советот на **градоп Скопје** на предлог на градоначалникот, а по претходно прибавено мислење од Министерството за економија донесува програма за развој на енергетиката на општината односно на градот Скопје. Овие програми се донесуваат за период од пет години и треба да бидат во согласност со Стратегијата за развој на енергетиката на Република Македонија. Со нив особено се определуваат начинот и условите за обезбедување на извршување на енергетските дејности од јавен интерес од локално значење, потребата и изворите на средства за изградба на нови и реконструкција и унапредување на постојните објекти, постројки и инсталации за вршење на енергетските дејности од јавен интерес од локално значење, количините на природен гас и топлина потребни за задоволување на потребите на граѓаните и другите потрошувачи на подрачјето на општините и градот Скопје и мерките и активностите за зголемување на енергетската ефикасност и производство на енергија од обновливи извори.

Заради ефикасна имплементација на новата правна рамка на енергетскиот сектор, од која произлегуваат бројни обврски на горе наведените институции неопходно е **зајакнување на** нивните **капацитети**.

Потребно е зајакнување и на капацитетите на институциите и компаниите кои се занимаваат со **научно-истражувачка, апликативна и образовна дејност** во подрачјето на енергетиката. Во Македонија со овие дејности се занимаваат Истражувачкиот центар за енергетика, информатика и материјали (ИЦЕИМ) при МАНУ, Факултетот за електротехника и информациски технологии и Машинскиот факултет при Универзитетот „Св. Кирил и Методиј“, Скопје, Техничкиот факултет при Универзитетот „Св. Климент Охридски“ - Битола, Факултетот за природни и технички науки при Универзитетот „Гоце Делчев“ – Штип и Рударскиот институт во Скопје. Со истражувачки и апликативни дејности од подрачјето на енергетиката се занимаваат и големите компании од подрачјето на енергетиката преку своите истражувачки и развојни сектори како и одреден број мали приватни компании.

Меѓу стручните здруженија и невладините организации во подрачјето на енергетиката можат да се истакнат Македонскиот национален комитет при Светскиот совет за енергија (WEC), Здружението на енергетичарите на Македонија (ЗЕМАК) со бројните активности и со списанието Енергетика, Центарот за енергетска ефикасност на Македонија (МАЦЕФ) со редовното месечно издавање на електронскиот информатор и други активности, Македонската геотермална асоцијација (МАГА), Македонскиот комитет за големи електрични системи (МАКО-ЦИГРЕ).

1. ЦЕЛИ НА СТРАТЕГИЈАТА

Стратегијата за развој на енергетиката на Република Македонија го дефинира нејпогодниот долгорочен развој на енергетскиот сектор во Републиката со цел да се обезбеди сигурно и квалитетно снабдување со енергија на потрошувачите со истовремена грижа за влијанието врз животната средина.

Во реализацијата на наведената основна цел, земени се предвид следните приоритети:

- одржување, *ревитализација* и модернизација на постојната и изградба на нова, современа инфраструктура за потребите на производство и користење на енергијата, со уважување на ЕУ стандардите за заштита на животната средина,
- подобрување на *енергетската ефикасност* во производството, преносот и користењето на енергијата паралелно со конкретни програми за намалување на потрошувачката на финална енергија во сите сектори,
- користење на *домашните ресурси* (резервите на лигнит, хидроенергетскиот потенцијал, ветерната и сончевата енергија) за производството на електрична енергија,
- зголемување на користењето на *природниот гас*,
- зголемување на користењето на *обновливите извори* на енергија,
- изготвување и реализација на програма за поддршка на социјалната категорија на потрошувачи и постепено приближување на цената на електричната енергија до пазарната вредност, до 2015 година,
- довршување на реформите во енергетскиот сектор на Република Македонија и негова интеграција во *регионалниот и европскиот пазар* на електрична енергија и природен гас.

Стратегијата ги опфаќа енергетските, економските, организационите, институционалните, законодавните и образовните димензии на развојот на енергетскиот сектор во делот на производството, преносот и користењето на енергијата.

Стратегијата ја донесува Владата на Република Македонија и врз основа на неа се изготвува Програма за реализација на Стратегијата за развој на енергетиката, сè со цел да се овозможи развој на енергетиката на Република Македонија како подлога за севкупен одржлив развој на земјата и нејзино поефикасно вклучување во евроатлантските интеграциони процеси.

2. ГЕНЕРАЛНИ ПРИНЦИПИ НА ФУНКЦИОНИРАЊЕ НА ЕНЕРГЕТСКИОТ СЕКТОР

Сиџурно и квалитетно снабдување со одделни видови енерџија на љошоушувачиите во Републиката

Енерџетска сиџурнос подразбира редовно задоволување на побарувачката на енергија при одржливи, еколошки прифатливи услови и со цени кои не го забавуваат економскиот развој и кои не го загрозуваат животниот стандард на граѓаните. За обезбедување на енергетската сиџурност потребна е поголема *разнообразнос* на енергетските ресурси по видови, извори и снабдувачи, *активна улога на регионалниот енерџетски љазар и европската енерџетска заедница*. Поголемата разновидност ќе ја зголеми конкурентноста, а со тоа ќе обезбеди сиџурно снабдување со енергија и одржливи цени на енергентите. Во таа смисла потребно е *максимално можно искорис*ување на *домашниите ресурси* (обновливите извори на енергија и јагленот) и стратешки издржана долгорочна политика за *приклучување кон главниите водови на енерџија во регионот и љошироко* (гасоводи, нафтоводи и далноводи), градење на деловни и пријателски односи со сите стратешки значајни земји како што се Европската заедница, САД, Русија и земјите од регионот.

За да се постигне енергетска сиџурност треба да се одговори на четири основни предизвици:

- комерцијален пристап до енергија за сите,
- политичка и правна стабилност на локално и регионално ниво,
- промоција на користење на обновливите извори на енергија, и
- зголемување на ефикасноста преку конкуренција и технолошка дифузија.

*Зголемување на енерџетската ефикаснос и љоголемо искорис*ување на обновливиите извори на енерџија

Политиката на зголемено искористување на обновливите извори на енергија ја води Владата на Република Македонија преку Министерството за економија со поддршка на Агенцијата за енергетика и во соработка со другите Министерства на кои им припаѓаат делови од компетенциите поврзани со енергетиката. Повластените тарифи за производство на електрична енергија произведена од мали хидроелектрани, ветерници, фотоволтаици и биогаз од биомаса, ги дефинира Регулаторната комисија за енергетика.

Користењето на обновливите извори на енергија во Македонија се подржува сè повеќе со низа мерки и се очекува исполнување на зацртаните цели. Се очекува заокружување на законската регулатива и елиминирање на административните пречки.

Македонија треба со економски мерки да го стимулира производството на биомаса за биогорива, производството на биогорива и користењето на биогоривата во сообраќајот.

Во рамките на надлежностите на локалната самоуправа спаѓа политиката на искористување на геотермалната енергија, биомасата, биогазот, земниот гас и сончевата енергија која се утврдува со програма по предходно добиена согласност

од Министерството за економија и која е во согласност со државната Стратегија за искористување на обновливите извори на енергија.

Македонија спаѓа во земјите со висока потрошувачка на примарна енергија по единица БДП. Со вредност од 0,70 toe/1000САД\$2000, за 2006 година, Македонија имаше близу 4 пати поголема специфична потрошувачка на примарна енергија од развиените европски земји. При тоа исклучително високо е учеството на електричната енергија. Со потрошувачка од 1,80 kWh/САД\$2000 во 2006 година, Македонија имаше близу 5,5 пати поголема специфична потрошувачка на електрична енергија од развиените европски земји. Како резултат на тоа, Македонија има полош сооднос на потрошувачката на финална енергија спрема потрошувачката на примарна енергија (0,65 за 2006 год.) во однос на развиените европски земји (0,72 за 2006 год.).

Во таа смисла треба со засилени мерки да се работи на подобрување на енергетската ефикасност во производството, преносот и потрошувачката на енергијата и посебно на електричната енергија, на максимално искористување на хидроенергетскиот потенцијал, да се спроведе посебна програма за искористување на обновливите извори на енергија (мали хидроелектрани, сончева енергија, ветерот, геотермалната енергија и биомасата) и да се создадат сите предуслови за поголемо искористување на природниот гас. Покрај производството на електрична енергија во когенеративни постројки за производство на електрична енергија и топлина на природен гас, со висок степен на полезно дејство, природниот гас во висок степен треба да продре и во домаќинствата и во комерцијалниот и услужен сектор како и во малите и средни претпријатија со можно когенеративно производство во постројки со мали капацитети. Енергетската ефикасност дополнително ќе се подобри со изградба на термоелектрани на лигнит со висок степен на полезно дејство и со емисија на полутанти според најстрогите европски стандарди. Со зголемувањето на степенот на корисно дејство на термоелектраните, со воведувањето на природниот гас во повисок степен, со користењето на обновливите извори на енергија, со намалувањето на загубите во преносот и дистрибуцијата, ќе се постигне и намалување на специфичната емисија на стакленичките гасови. Приклучување кон новите гасоводни системи, а посебно во регионална мрежа, е исто така една од мерките на кои треба да се работи организирано и забрзано, со претходно утврдена стратегија.

Македонија има голем потенцијал за заштеда на енергија. Во таа смисла особено е значајно да се усвои Националниот акционен план за енергетска ефикасност во најкраток можен рок и понатака истиот доследно да се применува.

Македонија има голем потенцијал и за подобрување на енергетската ефикасност во потрошувачката во индустријата, домаќинствата, комерцијалниот и услужен сектор и сообраќајот. Посебно се значајни: поддршка во правец на зголемување на енергетската ефикасност и намалување на потрошувачката на енергија кај енергетски интензивната индустрија, користење на топлински пумпи, поголемо учество на обновливите извори на енергија, на природниот гас и маслото за ложење во однос на електричната енергија, подобрување и спроведување на законската и подзаконската регулатива за воведување на енергетски поефикасни уреди, подобрување на изолацијата на објектите и т.н. Државните институции треба да предначат во подобрување на енергетските карактеристики на јавните објекти: зградите на министерствата, факултетите, школите и сл.

Покрај вложувањата за намалување на техничките загуби во дистрибуцијата на електрична енергија потребни се дополнителни напори од сите надлежни за

сведување на минимум на неевидентираниот и на ненаплатената потрошувачка на електрична енергија.

Енергетската ефикасност може позначајно да се промени само доколку Владата спроведе широк комплекс на мерки од политичка, економска, техничка и административна природа.

Политички мерки – Нагласената енергетска интензивност на Македонија, од една страна, како и дефицитарноста на енергијата во земјата и регионот, од друга страна, налагаат потреба зголемувањето на енергетската ефикасност да се постави како значаен приоритет на национално ниво – тоа го прават и поразвиени земји од Македонија. Ова претпоставува утврдување на соодветни квантитативни цели за зголемување на енергетската ефикасност во производството, дистрибуцијата и најзначајните сектори на потрошувачка како и промовирање и имплементација на политики за зголемување на енергетската ефикасност.

Економски мерки – На економски план најзначајно е да се премине на реална економска цена на енергентите, добра и фер економска регулација на енергетскиот сектор, намалување на даноците кај горивата кои помалку загадуваат, намалување на даноците и царините за енергетски ефикасна опрема, како и создавање услови за полесен пристап до неа – наменско кредитирање, буџетски гаранции за кредитите во државните енергетски капацитети и сл.

Технички мерки – Станува збор за широк комплекс на мерки, почнувајќи од стандардизација на опремата, едукација на проектантски кадри, оценка и ревизија на проектите од аспект на нивната енергетска ефикасност, преку воведување на неопходните стандарди за енергетска ефикасност во сферата на градежништвото (топлинска изолација на зградите, дозволена потрошувачка на топлина по квадратен метар на зградите и сл.), стандарди за квалитет на електричните апарати во домаќинствата со задолжително означување на потрошувачката на енергија, мерки за штедење при осветлувањето на зградите и домовите итн. Со оглед на фактот што секторот домаќинства во Македонија е голем потрошувач на енергија (нерационалноста на потрошувачката во овој сектор посебно доаѓа до израз со користењето на електрична енергија за затоплување на домовите, поради што преориентацијата на поголемо користење на природниот гас е значаен приоритет), потребно е да се направи посебна студија за подигање на енергетската ефикасност во овој сектор.

Правни и административни мерки – Потребно е докомплетирање на законската регулатива од аспект на подигање на енергетската ефикасност со тенденција за вградување на европските стандарди и нивна практична имплементација.

Медиумска кампања – Оваа мерка ја користат многу земји, со основна цел да се подигне свеста на граѓаните и економските субјекти дека енергијата е редок и скап ресурс и да се едуцираат потрошувачите на јасен, едноставен и популарен начин за бројните пристапи и можности за штедење на енергија.

Економска цена за енергијата која се продава по регулирана цена

Со премин кон *пазарна цена на електричната енергија* ќе се подобри инвестиционата клима, ќе се зајакне интересот за подобрување на енергетската ефикасност и за воведување на обновливите извори на енергија коишто не подлежат на повластени цени (сончева енергија за производство на топлина). Со тоа, како и со отворањето на пазарот на природниот гас ќе се создаде поголема конкурентност во снабдувањето со енергија со што ќе се обезбеди сигурно снабдување со енергија при конкурентни цени. Со оглед дека одредени природни

монополи, како на пример преносот и дистрибуцијата на електричната енергија и природниот гас и дистрибуцијата на топлина, и понатаму ќе егзистираат, треба да се зајакнуваат мерките за елиминација на злоупотребата на монополската положба на било кој субјект. Во таа смисла потребно е подобрување на законската регулатива во смисол на обезбедување на поголема независност на Регулаторната комисија. Функциите и положбата на Регулаторната комисија за енергетика треба да зајакнат во поглед на мониторингот на пазарот во функција на развој на конкуренцијата на енергетскиот пазар.

Корелација помеѓу економската способност на потрошувачите и реалната цена на енергијата, со посебен акцент на социјалната категорија на потрошувачи

Покачувањето на цената на енергијата и особено на електричната мора да биде во корелација со цените на останатите енергенти, како и со порастот на животниот стандард во Македонија и со подобрувањето на енергетската ефикасност кај крајните потрошувачи. Владата треба да разработи посебна програма за поддршка на социјалната категорија на потрошувачите, но и програми за подобрување на енергетската ефикасност во домаќинствата кај средната класа, како не би се влошил стандардот на живеење кој е на доста ниско ниво. Истото се однесува и на програмите за подобрување на енергетската ефикасност кај малите и средни претпријатија како не би се влошила конкурентската способност на регионалниот и европскиот пазар која и без тоа е релативно слаба.

Стандарди за заштитата на животната средина согласно законската регулатива

Заштитата на животната средина во енергетскиот сектор подразбира дејствување првенствено преку енергетската ефикасност, обновливите извори на енергија, избор на енергенти и современи технологии поволни од аспект на животната средина, квалитетно законодавство и мониторинг, образование и јавна свест, како и промовирање на позитивни примери. Владата треба да им даде висок приоритет на влијанијата врз животната средина и на климатските промени што се поврзани со произведувањето и употребата на енергија. Специфично, напорите треба да се насочени во следните области:

- Имплементација на Националниот акционен план за животна средина, како и усвојување и имплементација на меѓусекторски планови за управување на квалитетот на воздухот со квантитативни цели и соодветен мониторинг;
- Примена на релевантните регионални и меѓународни договори, во прв ред ЕУ стандардите (вклучително ЕУ директивата за големите постројки на согорување) и граничните вредности на урбаните загадувачи, како и Конвенцијата за прекугранично загадување на воздухот;
- Употреба на најдобри достапни технологии и практики во термоелектраните на лигнит;
- Имплементација на планот за ублажување на климатските промени од Вториот национален извештај кон Конвенцијата за климатски промени; реализација на што поголем број на CDM проекти; институционална, законодавна и техничка подготовка за учество во

европската шема на тргување со емисии; зајакнување на преговарачките капацитети во процесот на определување на квантифицирани обврски за редуција на емисиите на стакленички гасови.

Трансформација на сопственичкиот капитал во енергетскиот сектор во пазарни услови на стопанисување

Демонополизацијата, либерализацијата и зголемувањето на конкурентниот притисок во енергетскиот сектор е глобален економски процес отворен во текот на осумдесеттите години на минатиот век, најпрво во високоразвиените земји, а подоцна во земјите во развој и во земјите во транзиција. Македонија го отвори овој процес со реструктурирањето на поранешното ЕСМ (раздвојување на производството, преносот и дистрибуцијата), приватизацијата на дистрибуцијата на електрична енергија, прифаќањето на меѓународните обврски што произлегуваат од Атинските меморандуми за електрична енергија и природен гас (2002 и 2003 година) и Договорот за основање на енергетска заедница, етаблирањето на модерна законска регулатива (Законот за енергетика, Законот за концесии итн), прифаќањето на дел од директивите за енергетика на ЕУ и сл., со што се овозможува нов пристап во функционирањето на енергетскиот пазар, креирање на услови за реална цена на енергентите и осигурување на средства за инвестиции, како и отворање на енергетскиот сектор за влез на странски капитал. Оттука, постепениот премин на енергетскиот сектор на земјата на пазарни услови на стопанисување е веќе реалност за Македонија. Доколку Република Македонија воспостави конкурентен национален енергетски пазар, активно партиципира во воспоставувањето на регионален енергетски пазар, етаблира добра и фер регулатива, вклучувајќи ги тука и концесиите, ефикасна заштита на сопственичките права, како и подобрување на другите сегменти на инвестиционата клима, а во услови на евидентна енергентска дефицитарност на регионот, приливот на странски капитал во енергетскиот сектор на земјата може да биде значаен. Тоа ќе придонесе за стабилен и одржлив развој на македонската економија.

3. ПОСТОЈНА ЕНЕРГЕТСКА ИНФРАСТРУКТУРА

Енергетската инфраструктура на Република Македонија овозможува експлоатација на домашната примарна енергија, увоз и извоз на примарна енергија, преработка на примарната енергија и производство на финална енергија, транспорт и дистрибуција на енергијата. Енергетската инфраструктура на Република Македонија ја сочинуваат секторите за јаглен, за нафта и нафтени продукти, за природен гас, електроенергетскиот сектор и секторот за производство на топлина.

3.1. СЕКТОР ЗА ЈАГЛЕН

Од фосилните горива Република Македонија располага и експлоатира само нискокалоричен јаглен – од типот лигнит. Сите останати врсти на фосилни горива (нафтата, природниот гас и другите врсти на јаглен) ги обезбедува од увоз.

Според намената, постојните копови се делат на две групи: рудници за производство на јаглен за термоенергетски цели кои се во државна сопственост во склоп на АД ЕЛЕМ на Македонија (површинските копови Суводол и Осломеј) и рудници за производство на јаглен за широка потрошувачка (површинските копови БРИК Берово и Дримкол – лигнити) кои се експлоатираат од концесионери, кои претставуваат акционерски друштва во приватна сопственост.

Во фаза на отворање и припрема за експлоатација за потребите на РЕК Битола е површинскиот коп Брод-Гнеотино. Потенцијален коп за отворање и експлоатација за потребите на РЕК Битола е површинскиот коп Суводол – подинска серија.

Од останатите наоѓалишта на јаглен кои можат да се користат за електроенергетски цели позначајни се Живојно, Мариово, Поповјани и Неготино.

Површинскиот коп *Суводол* е најзначајниот рудник за јаглен во Републиката, кој што од 1982 година, континуирано ги снабдува ТЕ Битола со јаглен, од типот на лигнит. Годишното производство на јаглен во рудникот Суводол се движи во границите од 6 – 7 милиони тони. Вкупните, преостанати експлоатациони резерви на јаглен во ПК Суводол-Главен јагленов слој изнесуваат околу 36 милиони тони (состојба 30 јуни 2008).

Задоволувањето на потребите со јаглен на ТЕ Осломеј се врши со експлоатација од површинскиот коп *Осломеј* – запад. Според Енергетскиот биланс на Републиката, во периодот од 1996-2007 год., од ПК Осломеј - исток и после 2002/2003 година и Осломеј – запад, годишното производство на лигнит се движело во границите од 530 илјади до 1,07 милиони тони. Преостанатите вкупни експлоатациони резерви на јаглен од ПК Осломеј- запад, се проценуваат на приближно 11 милиони тони јаглен.

Површинскиот коп *БРИК Берово*, се наоѓа во непосредна близина на градот Берово. Вкупните експлоатациони резерви на лигнит се проценуваат на приближно 1 милион тони. Годишната експлоатација, е во функција на побарувањата и се движи во границите од 35 до 70 илјади тони. Лигнитот се дроби и сепарира и се користи за индустриски цели и широка потрошувачка.

Површинскиот коп *Дримкол – лигнит* е лоциран, западно и во непосредна близина на преградниот профил на акумулацијата Глобочица. Годишната експлоатација е скоро идентична со БРИК Берово и се движи во границите од 40 до 70 илјади тони јаглен. Јагленот е од типот на лигнит со изразито повисок степен

на карбонификација во однос на другите лигнити во Републиката, што го доближува до границата со кафеавите јаглени. Вкупните количини на јаглен се дробат и сепарираат во поедини класи, кои што се користат за индустриски цели и широка потрошувачка.

За да се обезбеди континуитетот во работењето на РЕК Битола и РЕК Осломеј во наредниот период потребно е во најкус можен рок да се обезбеди експлоатација од рудниците на лигнит во непосредната нивна околина (Брод-Гнеошино, Суводол – јодинска серија и Појовјани) според точно утврдена динамика.

Од наоѓалиштата на јаглен кои можат да се користат за нови термоелектрани позначајни се Живојно, Мариово и Неѓошино. Овие рудници ќе бидат со јамска експлоатација. Македонија нема искуство на тој план и неопходно е да се зайочнаат активностите за воведување на оваа технологија на експлоатација.

3.2. ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ СИСТЕМ

Основната функција на електроенергетскиот систем (ЕЕС) на Македонија е производство, снабдување, пренос и дистрибуција на електрична енергија.

Структурата на електроенергетскиот систем на Македонија ја сочинуваат:

- хидроелектрани, со вкупна инсталирана моќност од 580 MW,
- термоелектрани на лигнит и на мазут, со вкупна инсталирана моќност од 1010 MW и
- преносен и дистрибутивен систем на електрична енергија.

Стопанисувањето со ЕЕС на Македонија го вршат четири субјекти и тоа: АД ЕЛЕМ - Скопје (Електрани на Македонија), во државна сопственост, акционерско друштво за производство и снабдување на електрична енергија, АД МЕПСО – Скопје, (Македонски електро преносен систем оператор), во државна сопственост, оператор на електропреносниот систем на Македонија – акционерско друштво за пренос на електрична енергија и управување со електроенергетскиот систем на Македонија, Дистрибутивната компанија ЕВН Македонија АД и АД „ТЕЦ Неготино“ во државна сопственост, акционерско друштво за производство на електрична енергија.

3.2.1. Електрани на Македонија, АД ЕЛЕМ

Електрани на Македонија како акционерско друштво кое се занимава со производство и снабдување на електрична енергија во својот состав ги има големите хидроелектрани и термоелектраните на лигнит. Во табела 3.2.1.1 се дадени основните параметри на ТЕ на лигнит во Македонија.

Табела 3.2.1.1. Основни параметри на ТЕ на лигнит

ТЕ	Број на агрегати	P _{inst} [MW]	Влегување во ЕЕС [година]
Битола	3	675	1982 / 1984 / 1988
Осломеј	1	125	1979
Вкупно	4	800	

Во табела 3.2.1.2 се дадени основните технички параметри на ХЕ во Македонија кои се во состав на ЕЛЕМ.

Табела 3.2.1.2. Основни параметри на ХЕ

ХЕ	Слив	Број на агрегати	Q _{inst} / агр. [m ³ /s]	Н _{бруто} [m]	Волумен [10 ⁶ m ³]	P _{inst} [MW]	Влегување во ЕЕС [година]
Вруток	Маврово	4	9	574	277	172	1957 / 1973*
Тиквеш	Црна Река	4	36	100	272	116	1966 / 1981*
Глобочица	Црн Дрим	2	27	110,9	228	42	1965*
Шпиље	Црн Дрим	3	36	95	212	84	1969*
Козјак	Треска	2	50	100	260	80	2004
Равен	Маврово	3	10,6	66	0	21,6	1959 / 1973*
Врбен	Маврово	2	4,6	193	0	12,8	1959*
ВКУПНО						528	

* Со проектот под наслов Проект за подобрување на ЕЕС во Р. Македонија, за периодот 2001-2005 реализирана е првата фаза на ревитализација на шесте големи хидроелектрани со средства од Меѓународната банка за обновување и развој (IBRD) - Светската банка (WB).

Во состав на ЕЛЕМ се и две мали ХЕ со вкупна инсталирана моќност од 0,34 MW, односно ХЕ Модрич со 0,15 MW и ХЕ Осломеј 0,19 MW.

Долгорочното стимулирање на п.н. социјална цена на електричната енергија, заради постигнување на социјален и политички мир и стабилност на земјата, трајно ги оштети механизмите за ревитализација на постојните електроенергетски извори или нивна замена со поефикасни и за изградба на нови капацитети. Република Македонија денес остана, ираќично, со истите електроенергетски капацитети од пред 1990 година, кои сега се постари за уште две децении. Со цел да се одржи кондиционалната способност на постојните термоелектрани на лизниот неопходна е ревитализација на опремата на ТЕ Биџола и ТЕ Осломеј. Во првостопниот период потребно е да се комплетира ревитализацијата на хидроелектраните.

3.2.2. Македонски електро преносен систем оператор, АД МЕПСО

Македонскиот електро преносен систем оператор АД МЕПСО е акционерско друштво за пренос на електрична енергија и управување со електроенергетскиот систем на Македонија, во чиј состав е и националниот диспечерски центар. Преносната мрежа во Македонија која ја управува, одржува, планира и гради АД МЕПСО се состои од далноводи со напонско ниво од 400 kV, 220 kV и 110 kV (слика 3.2.2.1).

Во табела 3.2.2.1 се дадени основните технички параметри на далноводите во ЕЕС на Македонија.

Табела 3.2.2.1. Основните параметри на ВН далноводи во ЕЕС на Македонија

Напон [kV]	400	220	110
Должина [km]	594	103	1480

АД МЕПСО е и оператор на пазарот со електрична енергија на територијата на Република Македонија.



Слика 3.2.2.1. Постојни и планирани објекти на преносниот систем на РМ

Со поврзувањето на новите 400 kV далноводи со Грција и Бугарија, Македонија ја подобри својата поврзаност во регионалниот електроенергетски систем, меѓутоа потребно е поврзување со Србија и со Албанија и дојолнителна врска со Косово за целосна интеграција во регионалниот систем. Кога се анализира преносната мрежа на национално ниво од 400 kV се забележува недостиг на поврзаност на западниот дел од државата кадешто има значителна потрошувачка и поголем број хидро капацитети. Потребни се вложувања и во ревитализација и замена на делови од преостанатата преносна мрежа и трансформатори.

3.2.3. EVN Македонија АД

EVN Македонија АД е компанија за дистрибуција, управување со дистрибутивниот систем и снабдување на тарифните потрошувачи со електрична енергија на дистрибутивната мрежа која ја поседува на територијата на Македонија. EVN Македонија АД поседува и 11 мали хидроелектрани.

Дистрибутивната мрежа во Македонија е во приватна сопственост на EVN Македонија АД. Оваа компанија поседува дистрибутивна мрежа од 150 km на напонско ниво од 110 kV, 1000 km на 35 kV, 720 km на 20 kV, 8900 km на 10 kV и 11600 km на 0,4 kV²⁶. EVN Македонија АД снабдува со електрична енергија 720000 потрошувачи. Неодамна EVN направи нова реорганизација каде дистрибутивните потрошувачи ги подели во 19 Кориснички енерго центри.

Дистрибуцијата на електричната енергија во Македонија се соочува со високи загуби и недоволен квалитет на искорачаната електрична енергија во одредени подрачја и незадоволителна сигурност во снабдувањето.

EVN Македонија АД поседува и 11 мали хидроелектрани со 25 единици за производство со вкупна моќност од 45 MW (табела 3.2.3.1) и со производство од 124 GWh во 2006 година. Во дистрибутивната мрежа на EVN се вклучени и малите

²⁶ <http://www.evn.com.mk>

ХЕ кои се во сопственост на приватни производители, претежно водостопански организации.

Седум од малиите ХЕ на ЕВН Македонија до 2009 година се во РОТ²⁷ програмата според која ги користат компанијата HIDROPOL од Чешка со обврска да ги ревитализира и врати.

Табела 3.2.3.1. Мали ХЕ во мрежата на ЕВН Македонија

Мали ХЕ		P _{inst} [MW]
МАК РОТ програм	Сапунчица	2,9
	Калиманци	13,8
	Зрновци	1,4
	Дошница	4,1
	Песочани	2,7
	Матка	9,6
	Пена	2,5
Други ЕВН	Бабуна	0,7
	Белица	0,3
	Турија	2,2
	Попова Шапка	4,8
Други компании	Стрежево	3,4
	Комуналец	1,2
	Стандард	
Вкупно		49,6

3.2.4. ТЕ Неготино

Единствената ТЕ на мазут во Македонија, Неготино е пуштена во работа 1978 година, а после 2006 година функционира како посебен субјект во ЕЕС на Македонија. Овој произведен капацитет работи на мазут, за што постои транспортна железничка инфраструктура. Инсталираната моќност на овој капацитет е 210 MW, со можност да работи со 1 или со 2 котли, односно во дијапазон од 70 MW до 105 MW кога работи со еден котел, и во дијапазон од 140 MW до 210 MW кога работи со два котли.

ТЕ Неготино многу малку се користеше во изминатиот период. *Потребна е реконструкција со која би и се овозможила поголема флексибилност.* Во Стратегијата не се предвидува промена на статусот на АД ТЕЦ Неготино од правен аспект, ниту промена на горивото.

3.3. СЕКТОР ЗА НАФТА И НАФТЕНИ ПРОДУКТИ

Во рамките на овој сектор се врши увоз и извоз на сурова нафта и нафтени продукти, преработка на суровата нафта, производство на биогориво, дистрибуција и продажба на нафтените продукти.

3.3.1. Рафинерија за нафта

Рафинеријата ОКТА е изградена во 1980 година, а со работа започна во 1982 година. Проектираниот капацитет изнесува 2,5 милиони тони годишно додека максималниот постигнат капацитет е 1,36 милиони тони во текот на 1988 година.

²⁷ Програма за рехабилитирање, оперирање и трансфер на малите хидроелектраани

Од 1999 година станува компанија со приватен мнозински пакет на акции од стратешкиот инвеститор EL.P.ET Balkanika, P. Грција.

ОКТА Рафинерија произведува: безоловен моторен бензин со 95 октани - Еуро V, безоловен моторен бензин со 98 октани - Еуро V, оловен моторен бензин со 96 октани и 0,15 g/l олово, дизелно гориво со 50 ppm сулфур - Еуро IV, дизелно гориво со 10 ppm сулфур - Еуро V, гориво за млазни мотори - ЈЕТ А-1, течен нафтен гас (ТНГ) - смеша пропан-бутан гас и комерцијален бутан. Од маслата за горење застапени се: мазутот со содржина на сулфур до 2% масени и со содржина на сулфур до 3% масени и екстра лесно масло за домаќинство со 1000 ppm сулфур.

Вкупниот капацитет на резервоарите за нафта и нафтени производи е 382 илјади m³.

Во 2002 година со работа започнува нафтоводот Солун – Скопје (213 km) со капацитет од 2,5 милиони тони нафта годишно.

Контролата и мониторингот на работата на нафтоводот е релизирана преку SCADA- Систем. Со нафтоводот стопанисува заедничка македонско-грчка компанија VARDAX со седиште во Солун и канцеларии во ОКТА.

Капацитетите на рафинеријата ОКТА и на нафтоводот ОКТА – Солунско присуство во целост ги задоволуваат потребите од нафтени производи во Македонија меѓутоа потребна е модернизација на рафинеријата пред сè за поефикасна заштита на околината и за подобрување на ефикасноста.

3.3.2. Бензински пумпни станици

Во Македонија тековно работат околу 260 бензински пумпни станици. И покрај фактот што денес значително е променета сопственичката структура во малопродажниот сектор, сепак Макпетрол е сè уште доминантен како по бројот на бензински станици (116), така и по обемот на продажба на бензинските станици (44%). Следат ОКТА Бренд со 36 бензински станици и 14% од продажбата на бензинските станици и Лукоил Македонија со 10 бензински станици и 4% продажба. Преостанатите 99 бензински станици со 38% од остварената продажба се во приватна сопственост на повеќе домашни мали компании.

Во споредба со земјите во нашето окружување Македонија располага со мал број на бензински станици кои се нерамномерно распоредени на нејзината територија. Погolem број од нив се сконцентрирани во Скопје и поголемите градови Тетово и Куманово.

Компаниите кои поседуваат бензински станици, покрај основната дејност да продаваат горива на своите бензински станици, се јавуваат и како трговци на големо, односно дел од набавените течни горива не ги продаваат преку бензинските станици туку директно до финалните потрошувачи. Главни компании кои учествуваат во трговијата на големо со нафтени продукти се ОКТА Рафинерија на нафта АД Скопје, компанијата Макпетрол и компанијата Лукоил Македонија.

3.3.3. Рафинерија за производство на биодизел гориво

Рафинеријата за производство на биодизел гориво е во сопственост на приватната компанија Макпетрол. ***Оваа рафинерија започна со производство во 2007 година и е со капацитет од 30 илјади тони годишно. За производство на биодизел горивото се користат нерафинирано масло од семе од маслодајна***

рейка. Во оваа фаза нерафинираното масло за производство на биодизелот се набавува од увоз.

3.3.4. Складиштен простор

Имајќи ги предвид нестабилните токови на енергентите во светот од посебно значење е формирањето на резерви на нафта и нафтени продукти а во врска со тоа и располагањето со соодветен складишен простор.

Резервоарскиите капацитетите во Република Македонија се доволни за 90 дена тековна просечна потрошувачка од секој вид на нафтени производи. Истите се состојат од резервоарскиот складишен простор на Рафинеријата ОКТА, резервоарскиот складишен простор на компанијата Макпетрол, резервоарскиот складишен простор на компанијата Лукоил Македонија, резервоарскиот складишен простор на Државните стокови резерви на Република Македонија и резервоарскиот складишен простор на помали приватни и државни компании.

Формирањето, чувањето, обновувањето и користењето на задолжителните резерви на нафта и нафтени производи се уредени согласно со Законот за задолжителни резерви на нафта и нафтени производи²⁸ и директивите на ЕУ²⁹.

Формирањето, чувањето, обновувањето и користењето се однесува на: сурова нафта, сите видови моторни и авио бензини, сите видови дизел горива и керозин, ЕЛ-масло за домаќинство, ТНГ и мазут.

3.4. СЕКТОР ЗА ПРИРОДЕН ГАС

Во овој сектор се врши пренос, дистрибуција и продажба на природниот гас. Природниот гас е исклучително корисен енергент бидејќи неговата употреба има широк опсег, од употреба во домаќинствата, преку употреба во индустријата и сообраќајот до употреба во производство на електрична енергија и топлина. При тоа не само што нема проблеми со складирање и со негативно влијание на околината, туку во одредени случаи неговата употреба значи додатни финансиски ефекти на проектите од аспект на намалување на глобалното загадување на атмосферата преку намалување на специфичната емисија на гасови кои предизвикуваат ефект на стаклена градина. Природниот гас е најпогодниот енергент за задоволување на енергетските потреби во урбаните средини.

Македонија нема сопствени наоѓалишта на природен гас и поврзана е само со еден главен гасовод. **Целокуќното количество на природен гас се увезува од Русија преку Меѓународниот коридор 8** кој поминува низ Украина, Молдавија, Романија и Бугарија. Магистралниот гасовод влегува во Македонија кај Деве Баир на границата со Бугарија и се протега преку Крива Паланка, Кратово и Куманово до Скопје во должина од 98 km. **Магистралниот гасовод има капацитет од 800 милиони Nm³ годишно со можност за зголемување до 1200 милиони Nm³ годишно** со градба на компресорска станица на почеток на магистралниот гасовод. Ова секако би значело дополнителни трошоци за транспорт на гасот. Максималната пропусливост на магистралниот гасовод изнесува 145 илјади Nm³/h.

На магистралниот гасовод изградени се пет главни мерно-регулациони станици. Исто така на магистралниот гасовод изведени се приклучни места за

²⁸ Службен весник на РМ, бр. 84 од 11.07.2008 година

²⁹ Directive 98/93/EC; Directive 2003/17/EC; Directive 2006/67/EC

разводни гасоводи за идни приклучоци кон: Велес, Јужна Србија, Романовце и Гостивар.

Покрај главниот гасовод изведени се шест разводни гранки со вкупна должина од 25 km чии основни карактеристики се прикажани во табела 3.4.1.

Табела 3.4.1. Карактеристики на разводните гранки

Разводна гранка кон	Крива Паланка	Гиновци	Кратово	Куманово	Скопје-југ	Скопје-Север
Должина [km]	1,5	1,7	4,6	6,97	8,3	1,8
Дијаметар [mm]	108	108	108	219	426	325

Во оваа фаза од развојот на гасификацијата на Република Македонија изведени се делови од градските преносни мрежи во неколку града (табела 3.4.2).

Табела 3.4.2. Вкупна должина на преносната мрежа во градовите

	Скопје	Куманово	Кратово	Крива Паланка
Вкупна должина [m]	25870	5570	5900	920

Најголемиот дел од гасната инфраструктура во државата е изграден во периодот од 1993 до 1997 година. Користењето на природен гас започна во Република Македонија во октомври 1997 година. *Гасоводот во изминатиот период од 11 години се користеше во ситејен помал од 10% од неговото капацитет, за да во 2008 година достигне ниво од 15% од капацитетот.*

Оперирањето со преносната мрежа го има АД ГАМА, согласно лиценцата издадена од РКЕ. АД ГАМА е акционерско друштво со два акционера кои имаат по 50% од акционерскиот влож. Едниот акционер е државата, а вториот е АД Макетрол.

Во оваа фаза од развојот на гасификацијата на Република Македонија практично не постои дистрибутивна мрежа. Одреден број директни потрошувачи всушност се приклучени директно на преносната мрежа.

3.5. СЕКТОРОТ ЗА ПРОИЗВОДСТВО НА ТОПЛИНА

Топлината се произведува (2006 година) во топлани (55%), индивидуални котларници кои произведуваат топлина за сопствени потреби (37%) и во когенеративни постројки за производство на топлина и електрична енергија за сопствени потреби (8%). Како гориво се користат нафтени продукти (71%), природен гас (19%), јаглен (8%) и биомаса (2%). *Голем дел од котларниците е заситен и со низок коефициент на корисно дејство.*

Топлификациони системи

Вкупниот топлински конзум приклучен на топлификационите системи во Република Македонија на праг на објект изнесува околу 630 MW.

Најголем топлификационен систем е оној со кој оперира Топлификација АД во кој се приклучени околу 550 MW. Во неколку помали системи, од кои само два се надвор од Скопје, приклучени се околу 80 MW. Со таквото ниво на приклученост може да се смета дека околу 10% од корисниците во државата се приклучени на топлификациони системи. Топлификациониот систем на град

Скопје датира од 1965 година. Во текот на изминатиот период, топлификациониот систем е проширен и ги задоволува потребите од затоплување на повеќе од 40% од градот.

Производството на топлина во топлинските се реализира во котли кои во најголем број можат да користат и природен гас и мазут.

Услугите за греење се плаќа врз основа на измерената искорачена енергија на влез на објектите. Регулацијата и отпочивање на искорачената енергија во секој објект се врши од централен диспетчерски систем.

Од аспект на сопственичката структура на топлификационите системи битно е да се каже дека производните капацитети во најголем број случаи се приватизирани. Топлификација АД, која контролира повеќе од 90% од топлификационите системи во државата, е 100% во приватна сопственост. Нејзините акции повеќе од 8 години се на берзата и ги исполнуваат најстрогите норми за котирали компании.

Дистрибутивната мрежа може да ја користи секој производител на топлина. Во моментот дистрибутивната мрежа ја оперира Топлификација АД со договор за користење потпишан со државата. Потстанцииите во објектите се сопственост на објектите заедно со приклучокот на објектот од последната шахта од објектот. Со таквата сопственичка структура на топлификациониот систем елиминирана е можноста за монопол и практично со секоја поединечна дејност, производство, дистрибуција и снабдување, можат да се занимаваат различни фирми.

Во системот на Топлификација АД - Скопје функционираат 4 топлани распоредени на различни локации во градот. Тоа се:

- Топлана „Исток“ со 5 котли со вкупно 279 MW инсталиран вреловоден котелски капацитет и 14,8 MW парен котелски капацитет;
- Топлана „Запад“ располага 5 котли со вкупно 171 MW вреловоден и 11,9 MW парен котелски капацитет;
- Топлана „11 Октомври“ со 3 котли со вкупно инсталирани 28,2 MW вреловоден капацитет;
- Топлана „Скопје Север“ како посебен економски субјект со инсталирани 2 котли со вкупен капацитети од 40-46 MW.

Во моментот Топланите „Исток“, „11 Октомври“ и „Скопје Север“ се потполно адаптирани за употреба на двата вида гориво (мазут и природен гас), додека Топлана „Запад“, поради отсуство на гасовод во близината, сè уште не може да согорува природен гас. Тоа се очекува да биде направено во наредните 1-2 години кога операторот ГА-МА ќе го доврши гасниот прстен во Скопје.

Вкупната изградена должина на дистрибутивната топлификациска мрежа (должина на каналски развод кој вклучува доводен и повратен цевковод), која е сопственост на Република Македонија, изнесува околу 185 km (состојба на 1.01.2008 година).

Вкупниот инсталиран топлински конзум приклучен на мрежата е приближно 650 MW. Вкупно се приклучени близу 3 илјади објекти со вкупна грејна површина од околу 4,5 милиони m². Вкупниот активен топлински конзум приклучен на мрежата е околу 550 MW.

Втор значаен топлификационен систем е подружницата Енергетика на А.Д. ЕЛЕМ со парни котли со вкупна инсталирана моќност од 96 MW. Во изминатиот период Енергетика го зголеми годишното производство на топлина од 18000 MWh во 2000 година на 40000 MWh во 2007 година. Како гориво се користи природниот гас.

Во моментов, во Македонија, нема јасна разграниченост на производството, дистрибуцијата и снабдувањето со енергија.

3.6. ОБНОВЛИВИ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА

Од обновливиите извори на енергија во Македонија се користат прег се хидроенергијата (за производство на електрична енергија), биомасата (во најголем дел дрвна маса во домаќинствата), геотермалната енергија (во најголем степен за загревање на оранжерии) и во скроман износ сончевата енергија (во домаќинствата). Користењето на обновливиите извори на енергија се поддржува сè повеќе со низа мерки (меѓу кои особено значајно место има стимулирањето на производство на електрична енергија од обновливи извори преку повластени цени) и се очекува нивно зголемено користење во иднина. Во таа насока неопходно е заокружување на законската регулатива и елиминирање на административните пречки. Како поддршка од посебен интерес, за обновливиите извори на енергија ќе се издвои посебна стратегија за нивно користење.

3.6.1. Хидроенергија

Република Македонија располага со хидропотенцијал кој во Стратегијата се обработува во поглавијата во кои се обработува сегашното и планираното производство на електрична енергија.

3.6.2. Биомаса за согорување

Видовите и регионалната распространетост на изворите на биомаса во Македонија зависат од карактеристиките на секој регион поодделно. Биомасата најмногу е распространета во земјоделските и шумските региони од државата. Од вкупната биомаса која што се користи за енергетски потреби, дрвото и дрвениот јаглен заземаат 80%. Во Република Македонија се користи и дел од гранките од винова лоза, оризови лушпи и гранки од овошни дрвја за енергетски цели, но голем дел од сламата главно се користи за ѓубрива, сточна храна и за добивање целулоза. Затоа таа не е достапна за енергетски цели.

Со помош на Фондот за пошумување кој функционираше до 1990 година, беа пошумени повеќе од 140 илјади хектари голени и се постигна зголемување на пошумената површина со индекс 1,6. Од околу 10 илјади хектари годишно во седумдесеттите и раните осумдесетти години од минатиот век, пошумувањето во последните десет години е сведено на околу 2 илјади хектари годишно. Од тоа околу 75% се иглолисници и остатокот листопадни дрва. Охрабруваат акциите за пошумување што се реализираат последниве години во соработка на Владата на Македонија и невладиниот сектор.

На шумско земјиште во Република Македонија припаѓаат околу 11600 km² (1,16 милиони ha) од кои вкупната површина под шуми изнесува близу 960 илјади хектари (состојба 31.12.2006 година). Вкупната дрвна маса е околу 74 милиони m³, а вкупниот годишен прираст 1,85 милиони m³ со просечен годишен прираст на хектар од 2,02 m³.

Шумите во државна сопственост зафаќаат 90,14% од вкупната површина, додека вкупното учество во дрвна резерва изнесува 92,2%. Приватните шуми зафаќаат 9,86% (104 илјади хектари) од вкупната површина под шума и учествуваат со 7,8% во вкупната дрвна резерва. Приватните шуми се со релативно

мала површина, помали од 1 ha, разбиени како поединечни или групирани парцели кои претставуваат енклави во рамките на државната шума.

Од вкупната површина под шуми и шумско земјиште околу 8% се неуредени (без стопански основи).

Шумарството во Република Македонија е стопанска гранка која што во бруто националниот производ учествува со 0,3 – 0,5%, меѓутоа ако се валоризираат општокорисните функции, придонесот е значително поголем.

Учеството на шумарството во националната економија главно се остварува преку ЈП Македонски шуми кое со одлука на Владата е основано на 15.12.1997 година. Основната функција на ова претпријатие е стопанисување со шумите во државна сопственост, што подразбира користење, одгледување и заштита на шумите. После 2001 година ова претпријатие го снабдува пазарот со 600 – 720 илјади m³ огревно и техничко дрво годишно³⁰, а во приватните шуми се врши маркирање на уште 120 – 180 илјади m³. Околу 90% од тоа се листопадни и остатокот иглолисни дрва.

Вкупната сеча во шумите во Македонија е прикажана во табела 3.6.2.1.

Табела 3.6.2.1. Сеча во шумите во Република Македонија³¹

Во илјади m ³					
Година	2002	2003	2004	2005	2006
Државни шуми	657	764	724	682	821
Приватни шуми	153	166	121	139	80
Техничко дрво	133	142	141	158	162
Огревно дрво	602	709	642	600	662
Отпадок	75	79	62	63	77
Вкупно дрвна маса	810	930	845	821	901

Имајќи во предвид дека по форма на одгледување дури 65% се нискостеблени шуми кои немаат техничка маса, логично е од нив да се произведува огревно дрво. Од вкупно произведените шумски сортименти, огревното дрво учествува со 70 до 75%, меѓутоа тој податок не може да се смета за прецизен бидејќи голем дел од населението се снабдува со огревно дрво од бесправни сечи кои не можат да бидат регистрирани.

3.6.3. Геотермални системи

Територијата на Република Македонија засега се познати 18 геотермални полиња, со повеќе од 50 геотермални извори и дупнатини. Вкупниот излив е некаде околу 1000 l/s, со температури од 20 – 78 °C.

Користењето на термалните води во Македонија се состои од неколку геотермални проекти и повеќе бањи. Сите се комплетирани и работаат од 80-тите години на минатиот век.

Досега истражениот геотермален потенцијал покажува дека во Македонија нема извори кои овозможуваат производство на електрична енергија. За таа намена потребна е температура на геотермалната вода од најмалку 120 °C, за проектот да биде економски исплатлив.

³⁰ Статистички Годишник на Република Македонија, 2007 год.

³¹ Статистички Годишник на Република Македонија, 2007 год.

Искористувањето на овој потенцијал е на локално ниво и тоа за задоволување на потребите за греење. Основно (доминантно) се користи за затоплување на оранжериски комплекси. Во индустријата (во Кочани) се користеше за греење на административни објекти и за подготовка на топла вода во фабриката за хартија (која сега е сè уште надвор од погон подолг временски период).

За греење на објекти се користи минимална количина на енергија (неколку административни објекти во Кочани, хотелскиот комплекс „Цар Самуил“ со сместувачките капацитети во околината, како и објектот во Негорски бањи).

Во последните неколку години користењето на овој енергент е смалено од редовните 500 - 600 TJ (11,9 - 14,3 kt_{oe}) на околу 420 - 430 TJ (10 - 10,3 kt_{oe}).

Во последно време има одредени активности за модернизација на геотермалниот систем Геотерма во Кочани кои се реализираат преку финасиска билатерална помош од Владата на Австрија. Во тек е изградба на нов експлоатациски бунар и нови истражни дупчења во локалитетот на Кочанско поле. Со вложување на дополнителни средства во истражувачки работи, се предвидуваат дополнителни капацитети и во Струмичката област. Се предвидува и делумно враќање на искористената геотермална вода назад (реинјектирање), преку постоечките бунари во бањата Банско, со претходно елиминирање на колоидните материји, насобрани во водата.

Има значително користење на геотермалната енергија за балнеологија.

3.6.4. Сончеви колектори за топла вода

Во 2006 година во Македонија имало 4280 сончеви колекторски системи, со вкупен инсталиран капацитет од 12 MW_{th} и колекторска површина од 17 илјади m² кои испорачале топлина од 7,4 GWh (0,6 kt_{oe})³².

³² Weiss W, Bergmann I, Faninger G.: Solar Heat Worldwide - Markets and Contribution to the Energy Markets and Supply 2006, Edition 2008. AEE INTEG, IEA Solar Heating and Cooling Programme, May 2008. p. 7- 13, http://www.iea-shc.org/publications/statistics/IEA-SHC_Solar_Heat_Worldwide-2008.pdf

4. ОСТВАРЕНА ПОТРОШУВАЧКА НА ЕНЕРГИЈА ВО ПЕРИОДОТ 1996-2007

Анализата на потрошувачката на енергија во периодот 1996-2007 како база за дефинирање на почетната состојба и трендовите на промените е спроведена со користење на податоците од Државниот завод за статистика на Република Македонија, Меѓународната агенција за енергетика (IEA³³), Министерството за економија, добиени податоци од ЕЛЕМ, МЕПСО, ЕВН Македонија, ОКТА и други релевантни извори. Со оглед дека дефинирањето на комплетни релевантни влезни податоци е предуслов за изработка на квалитетна стратегија за развој, на овој дел му е посветено посебно внимание. Со детална анализа на податоците, констатирано е дека податоците добиени од IEA се најсоодветно обработени и претставени. Имајќи го предвид предходното, како и фактот дека IEA статистичките податоци за Република Македонија ги добива од Државниот завод за статистика на Република Македонија, одлучено е во оваа Стратегија, како појдовни да се користат податоците од IEA. Со оглед дека во време на изработката на Стратегијата, IEA немаше објавено статистички податоци за 2007 година, ниту пак Државниот завод за статистика на Република Македонија, одлучено е како база да се земе 2006 година, освен за делови каде се располагаше со доволно доверливи, релевантни податоци и за 2007 година. Податоците за 2007 година во најголем број случаи се земени од Енергетските биланси на Министерството за економија на Република Македонија³⁴.

Во одредени случаи анализирана е потрошувачката на енергија во подолг период, од 1990 до 2006 година со цел да се добијат дополнителни информации за развојот на потрошувачката.

4.1. ВКУПНА ПОТРОШУВАЧКА НА ПРИМАРНА И ФИНАЛНА ЕНЕРГИЈА

На слика 4.1.1 е дадена вкупната потрошувачка на примарна енергија, производството и нето увозот на истата како и количеството на енергија за кое се пополнети или испразнети (-) резервите во државата во текот на соодветната година. На истата слика претставена е и потрошувачката на финална енергија. Евидентен е благ раст на потрошувачката на примарната и финалната енергија во последните години, меѓутоа, кога се посматра подолг временски период, потрошувачката на енергија практично не се менува, со повремени осцилации во насока на пораст и опаѓање. Ефикасноста ВПФЕ/ВППЕ е во граници од 55% до 62%. Кај развиените европски земји, попрецизно, кај европските земји членки на Организацијата за економска соработка и развој (ОЕСР)³⁵, 72% од вкупната потрошувачка на примарна енергија се претвора во финална енергија. Ова укажува на ниската ефикасност на нашиот енергетски сектор при енергетските трансформации и преносот на енергијата до крајните корисници.

Забележлив е порастот на увозот во изминатиот период. Од 1999 година, кога вкупната потрошувачка на примарна енергија е еднаква на потрошувачката во 2006 година, увозот на енергија во однос на потрошувачката на примарна енергија

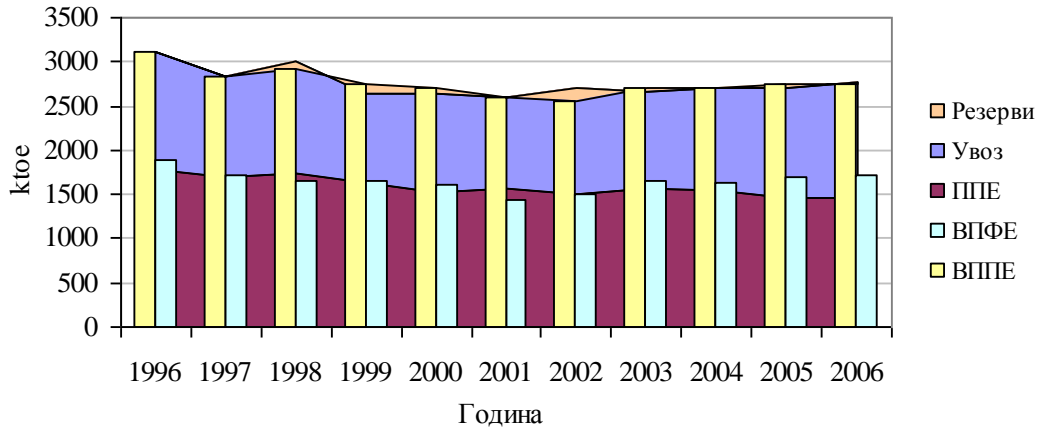
³³ © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

³⁴ Енергетски биланс на Република Македонија за 2008 година, Министерство за економија

³⁵ © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

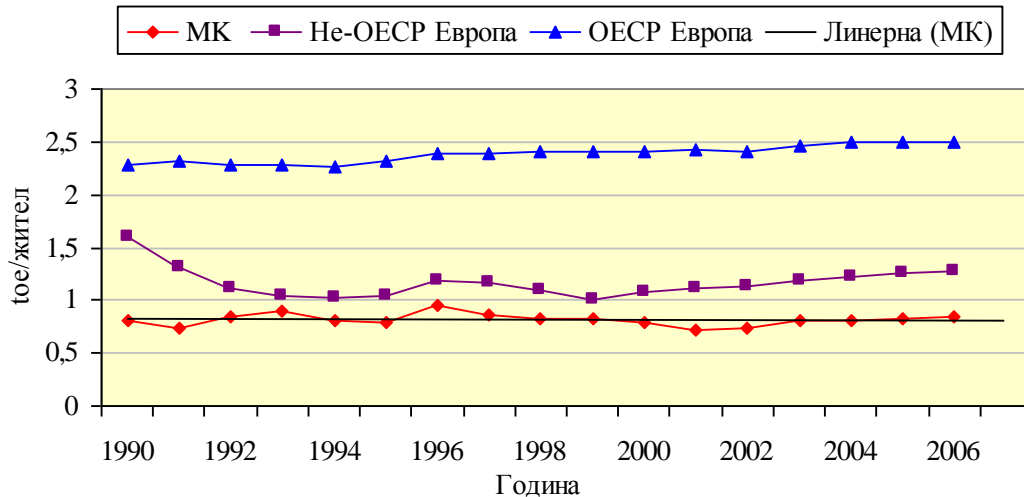
порасна од 37% на 48%. Ова ја вбројува Македонија во земји кои се силно увозно зависни од енергија. Македонија ги увезува вкупните потреби од нафта и нафтени продукти и природен гас и од 2000 година и електрична енергија. Единствени сопствени енергетски ресурси во Македонија се лигнитот, хидроенергијата и биомасата и во помали количества геотермалната, сончевата и ветерната енергија.

Развиените европски земји се исто така силно увозно зависни, со увоз од 45% од примарната енергија³⁶.



Слика 4.1.1. Вкупна потрошувачка на примарна (ВППЕ) и финална енергија (ВПФЕ), производство на примарна енергија (ПШЕ), нето увоз на примарна енергија и промена на домашните резерви во периодот 1996-2006 година³⁷

Република Македонија има многу мала потрошувачка на примарна и на финална енергија по жител (слика 4.1.2).



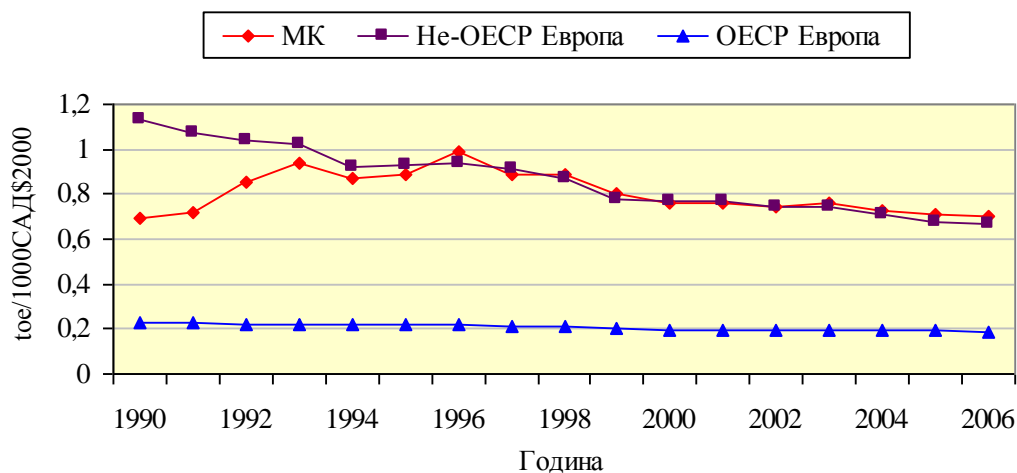
Слика 4.1.2. Потрошувачка на финална енергија по жител³⁸

³⁶ © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

³⁷ © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

Потрошувачката на финална енергија по жител забележува благ раст од 2001 година, меѓутоа, кога се разгледува целиот период од 1990-2006 година таа е практично непроменета. Потрошувачката на финална енергија по жител во Македонија во 2006 година е три пати пониска од потрошувачката кај европските земји членки на Организацијата за економска соработка и развој (ОЕСР Европа) и за 35% пониска од просекот на европските земји кои не се членки на ОЕСР (Не-ОЕСР Европа). Таа ќе остане ниска и во 2020 година дури и ако се оствари стапка на раст на потрошувачката на финална енергија од 3% годишно. Во тој случај, потрошувачката на финална енергија по жител во Македонија во 2020 ќе биде еднаква на онаа што ја имаа помалку развиените европски земји (Не-ОЕСР Европа) во 2006 година и два пати пониска од онаа што развиените европски земји (ОЕСР Европа) ја имаа во 2006 година.

Како резултат на исклучително низок бруто домашен производ (БДП) по жител, Македонија спаѓа во земјите со висока потрошувачка на примарна и финална енергија по единица БДП и покрај ниската потрошувачка на енергија по жител. Од 1996 год. оваа вредност опаѓа но недоволно брзо. Потрошувачката на примарна енергија по единица БДП во 2006 година е 3,7 пати повисока од просекот на европските развиени земји (слика 4.1.3).

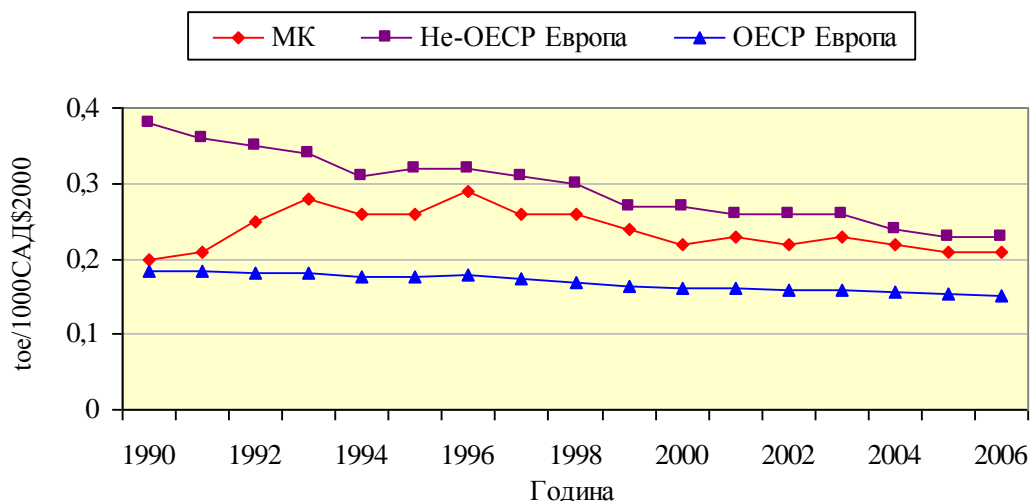


Слика 4.1.3. Потрошувачка на примарна енергија по единица БДП³⁹

Кога се пресметува БДП според паритетот на куповната моќ, состојбата е поповолна (слика 4.1.4), но сè уште недоволно добра. Во 1990 бевме на ниво на развиените европски земји, додека во 2006 година Македонија има дури и повисока вредност од онаа во 1990 год., а развиените европски земји за истиот период ја намалија специфичната потрошувачка на примарна енергија за околу 25%.

³⁸ © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

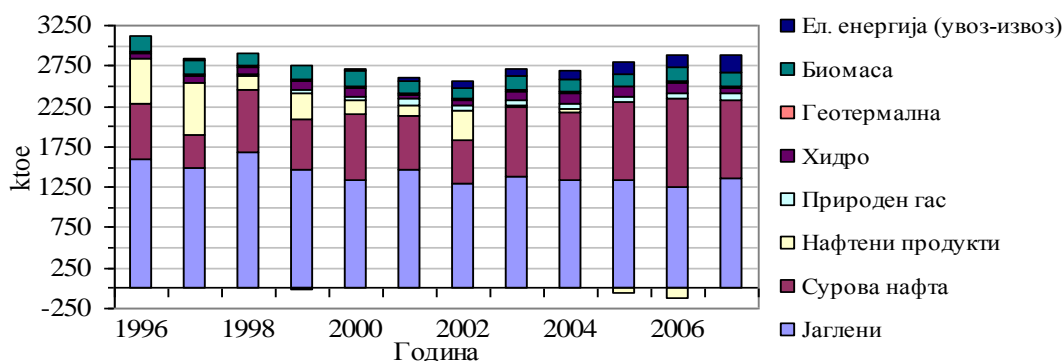
³⁹ © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries



Слика 4.1.4. Потрошувачка на примарна енергија по единица БДП, според паритетот на куповната моќ⁴⁰

4.2. ПОТРОШУВАЧКА НА ПРИМАРНА ЕНЕРГИЈА ПО ЕНЕРГЕНТИ

Застапеноста на поедини енергенти во вкупната потрошувачка на примарната енергија е дадена на слика 4.2.1 и во табела 4.2.1.



Слика 4.2.1. Потрошувачка на примарна енергија⁴¹

Може да се забележи дека јагленот (со учество од 45,5% во 2006 година), пред сè лигнитот, како и суровата нафта со нафтени продукти (35%) заземаат доминантно место во потрошувачката на примарната енергија. Следат биомасата со 6%, увезената електрична енергија со 5,6%, хидроенергијата со 5,1%, природниот гас со 2,4% и геотермалната енергија со 0,4%.

⁴⁰ © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

⁴¹ © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries; Вредностите за 2007 година се преземани од Енергетскиот биланс на Република Македонија за 2008 година од Министерство за економија

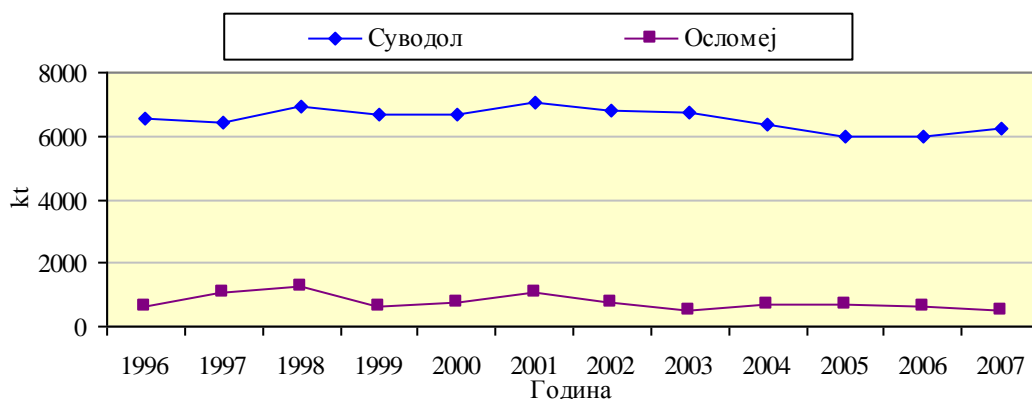
Табела 4.2.1. Потрошувачка на примарна енергија по енергенти во ктое⁴²

	ктое												%	
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 ⁴³	П1	П2
Јаглени	1606	1496	1681	1472	1344	1478	1291	1387	1330	1332	1254	1358	-1,5	-15,4
Сурова нафта	670	408	774	609	820	655	548	845	848	967	1089	964	3,4	43,9
Нафтени продукти	566	646	178	336	153	140	349	28	49	-53	-124	0		
Природен гас	0	0	17	33	54	72	74	66	58	63	67	86		
Хидро	73	77	93	119	101	54	65	118	127	128	142	83	1,2	13,7
Геотермална	12	12	19	15	16	23	13	13	12	10	10	12	0,0	0,0
Биомаса	187	187	152	180	212	149	147	171	171	154	166	169	-0,9	-9,6
Ел.енергија (увоз-извоз)	-2	6	0	-9	10	37	68	82	101	138	154	224		
ВКУПНО	3111	2833	2915	2756	2709	2608	2555	2711	2698	2739	2759	2891	-0,7	-7,1

4.2.1. Јаглен

Јагленот претставува основен енергент во вкупната потрошувачка на примарна енергија. Доминантно место при тоа зазема домашниот лигнит кој се користи за производство на електрична енергија.

Потрошувачката на лигнитот кој се користи за производство на електрична енергија, од површинските рудници Суводол и Осломеј, прикажана е на слика 4.2.1.1. Постојат одредени варијации зависно од хидролошката година и расположивоста на рудниците и термоелектраните.



Слика 4.2.1.1. Потрошувачка на лигнит од домашно производство⁴⁴

Годишната експлоатација на лигнит од рудникот БРИК Берово се движи во граници од 35 до 70 илјади тони, а од рудникот Дримкол во граници од 40 до 70 илјади тони, зависно од побарувачката.

Преостанатите врсти јаглен се обезбедуваат од увоз. Забележливи се варијации во потрошувачката на овој дел од јаглените (од 130-200 ктое годишно) поради варијациите во производствените циклуси во индустриските капацитети кои се главни потрошувачи на истиот.

⁴² © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

⁴³ Вредностите за 2007 година се преземани од Енергетскиот биланс на Република Македонија за 2008 година од Министерство за економија

⁴⁴ Министерство за економија, Енергетски биланси на РМ

4.2.2. Нафта и нафтени продукти

Уделот на нафтата и нафтените продукти во потрошувачката на примарна енергија всушност е увезената сурова нафта и увезените нафтени продукти. Од 2004 година се забележува раст на потрошувачката како и раст на увозот на суровата нафта за сметка на нафтените продукти.

4.2.3. Биомаса

После лигнитот, од домашните извори на енергија, биомасата има второ значително место во енергетскиот биланс на Република Македонија. Таа учествува со 166 ktOE (1930 kWh; 6950 TJ), што изнесува 11,5% од вкупно произведената енергија во Република Македонија (2006 година)⁴⁵, односно 6% од вкупно потрошената примарна. Од вкупната биомаса која што се користи за енергетски потреби, дрвото и дрвениот јаглен заземаат 80%. Неидентификувана потрошувачка на огревно дрво се проценува на 25 - 35% од евидентираната потрошувачка на огревно дрво.

4.2.4. Електрична енергија

Според методологијата на Еуростат, увезената електрична енергија се смета за примарна енергија. Како што се гледа од табелата 4.2.1 увозот на електричната енергија непрекинато расте почнувајќи од 2000 година. Поради нараснатите потреби од електрична енергија и неповолните хидролошки услови, во 2007 година увозот достигна ниво од околу 2600 GWh (224.ktOE).

4.2.5. Хидроенергија

Во енергетскиот биланс за 2006 година хидроенергијата учествуваше со 5% од вкупната потрошувачка на примарна енергија. Меѓутоа, потрошувачката на хидроенергијата во Македонија силно варира (од 600 до 1650 GWh) зависно од метеоролошките услови и во анализиранта 2006 година ја имаше највисоката вредност. Изминатите 2007 и 2008 година се со подпросечна хидрологија.

4.2.6. Природен гас

И покрај големите предности кои ги има природниот гас, овој енергент во последните десет години не најде поголема примена во задоволувањето на енергетските потреби на државата. Во 2007 година остварена е потрошувачка од 107 милиони Nm³ (86 ktOE). За 2008 година потрошувачката се проценува на околу 120 милиони Nm³ (97 ktOE). Во потрошувачката на природен гас во 2008 година Топлификација АД и Скопје север АД учествуваат со околу 50 милиони Nm³ (40 ktOE), околу 20 милиони Nm³ (16 ktOE) отпаѓаат на АД ЕЛЕМ, Енергетика која исто така се занимава со производство и дистрибуција на топлина и останатите околу 50 милиони Nm³ (40 ktOE) се за индустриските потрошувачи од кои доминантен е МАКСТИЛ со околу 30 милиони Nm³ (24 ktOE) годишно.

4.2.7. Геотермална енергија

Потрошувачката на геотермалната енергија, според расположивите статистички податоци, е доста променлива, но глобално гледано во периодот 1996-

⁴⁵ © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

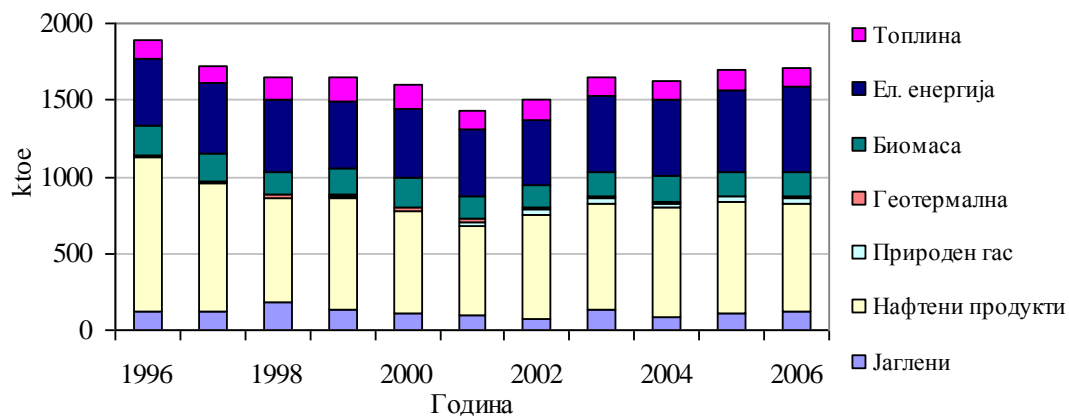
2001 година расте од 502 до 963 TJ (12 до 23 ktoe) а потоа има тенденција на опаѓање до 419 TJ (10 ktoe) во 2006 година.

4.2.8. Сончева енергија

Во анализираниот период сончевата енергија зазема скромно место во енергетскиот биланс. Во 2006 година во Македонија потрошена е топлина од 7,4 GWh (0,6 ktoe)⁴⁶, што претставува 0,02% од вкупната потрошувачка на примарна енергија.

4.3. ПОТРОШУВАЧКА НА ФИНАЛНА ЕНЕРГИЈА ПО ЕНЕРГЕНТИ

Потрошувачката на финалната енергија всушност претставува оној дел од примарната влезна енергија која после енергетските трансформации со соодветните енергетски технологии, служи како крајна корисна енергија во поедини сектори. Потрошувачката на финалната енергија по енергенти е дадена на слика 4.3.1 и во табела 4.3.1.



Слика 4.3.1. Потрошувачка на финална енергија

Табела 4.3.1. Потрошувачка на финална енергија по енергенти во ktoe⁴⁷

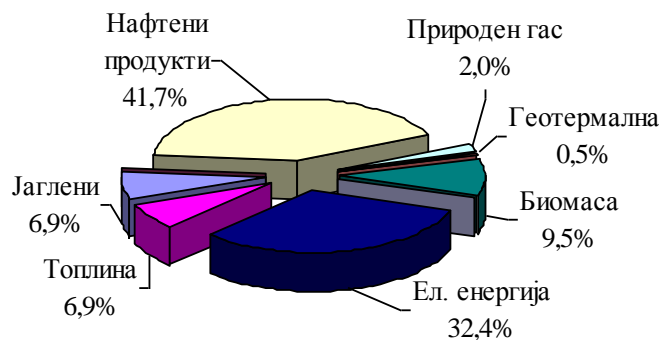
	ktoe											%	
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	П1	П2
Јаглени	124	120	186	137	104	95	69	138	90	109	117	-0,6	-5,6
Нафтени продукти	1006	837	678	727	670	587	686	689	707	726	713	-3,4	-29,1
Природен гас	0	0	0	4	7	26	32	30	32	33	34	35,8	
Геотермална	11	11	17	14	15	21	12	12	11	9	9	-2,0	-18,2
Биомаса	187	187	149	172	204	143	141	165	166	151	163	-1,4	-12,8
Електрична енергија	446	459	470	440	448	432	428	490	496	536	554	2,2	24,2
Топлина	112	112	145	157	153	132	136	128	122	127	118	0,5	5,4
ВКУПНО	1885	1727	1645	1651	1601	1436	1504	1653	1624	1691	1708	-1,0	-9,4

Аналогно како и кај потрошувачката на примарна енергија, се забележува пораст на потрошувачката на финална енергија почнувајќи од 2001 година и во

⁴⁶ Weiss W, Bergmann I, Faninger G.: Solar Heat Worldwide - Markets and Contribution to the Energy Markets and Supply 2006, Edition 2008. AEE INTEG, IEA Solar Heating and Cooling Programme, May 2008. p. 7- 13 , http://www.iea-shc.org/publications/statistics/IEA-SHC_Solar_Heat_Worldwide-2008.pdf

⁴⁷ © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

2006 година е на ниво на просечната потрошувачка за периодот 1990-2006. Застапеноста на поедини енергенти во потрошувачката на финална енергија за 2006 година е дадена на слика 4.3.2.



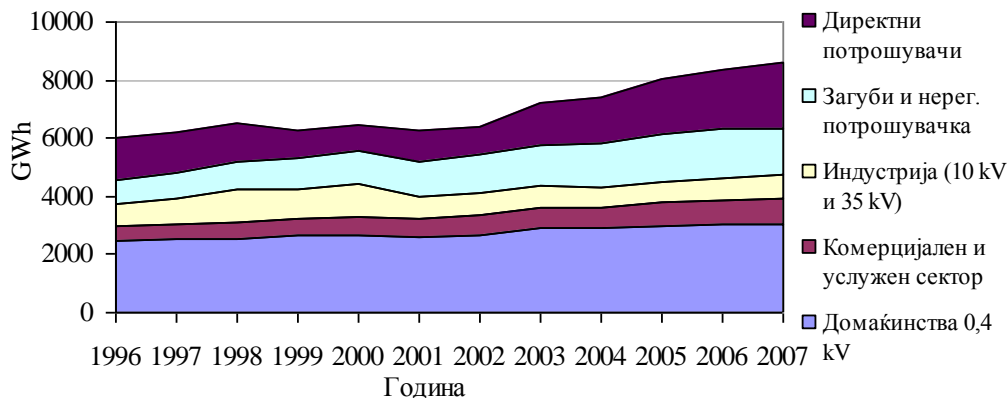
Слика 4.3.2. Застапеност на поедини енергенти во потрошувачката на финална енергија за 2006 година

Во потрошувачката на финалната енергија најзастапени се нафтените продукти со 42% (кај ОЕСР Европа овој енергент учествува со 46%) и електричната енергија со 32% (ОЕСР Европа, 19%). Следат биомасата со 10% (ОЕСР Европа, 5%), топлината и јаглените со по 7% (ОЕСР Европа, со по 4%), природниот гас со 2% (ОЕСР Европа, 21%) и геотермалната енергија со 1% (ОЕСР Европа, 0,2%). Во 2006 година во финалната потрошувачка на енергија учествуваше и сончевата со 0,04% (ОЕСР Европа, сончева и ветерна заедно, 0,1%) но во официјалните статистички податоци истата не е евидентирана.

Може да се констатира дека во споредба со развиените европски земји во финалната потрошувачка на енергија во Македонија многу малку е застапен природниот гас и многу е висока потрошувачката на електричната енергија. Со потрошувачка од 1,80 kWh/САД\$2000 во 2006 година, Македонија имаше близу 5,5 пати поголема специфична потрошувачка на електрична енергија од развиените европски земји.

4.3.1. Електрична енергија

На слика 4.3.1.1 е дадена потрошувачката на електрична енергија во Македонија за периодот 1996-2007 година⁴⁸.

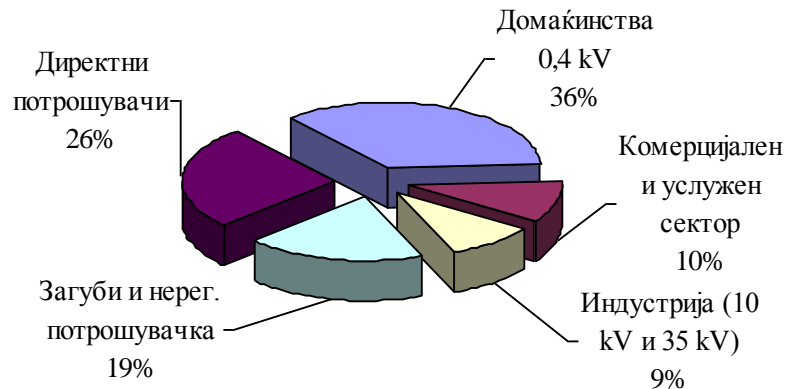


Слика 4.3.1.1. Потрошувачката на електрична енергија

⁴⁸ Податоците се добиени од АД ЕЛЕМ, АД МЕПСО и ЕВН Македонија, АД

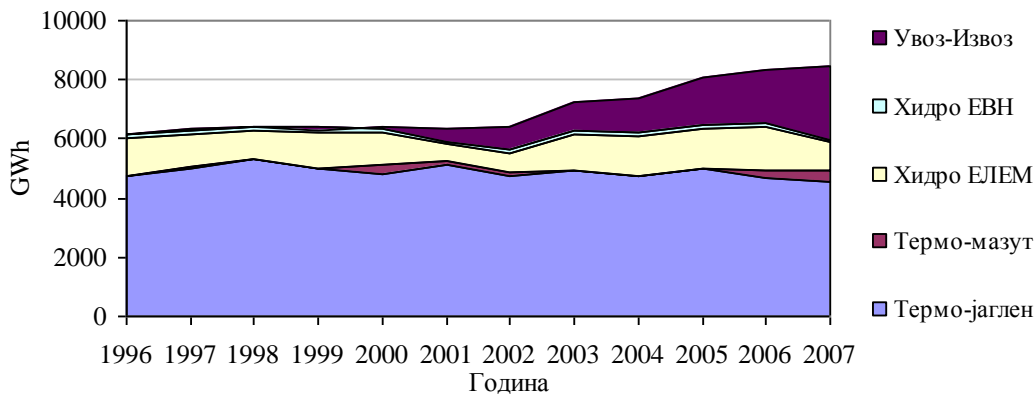
Може да се забележи дека потребата од електрична енергија континуирано расте, а последните 5 години вкупната потрошувачка расте со годишна стапка од 4,46%. Ваквиот раст е предизвикан од рестартирањето на големите потрошувачи (ФЕНИ, Силмак и челичната индустрија), чии годишен пораст е околу 11,5%. Дистрибутивната потрошувачка има константен раст во изминатиот десетгодишен период од околу 2,5%.

На слика 4.3.1.2 е дадено процентуално учеството на поедини категории потрошувачи за 2007 година. Се гледа дека домаќинствата учествуваат со 36%, големите потрошувачи со 26%, малата индустрија со 9%, а загубите се околу 19%.



Слика 4.3.1.2. Процентуално учество на поедините категории потрошувачи за 2007 година

На слика 4.3.1.3 се дадени билансите на состојбата со снабдување со електрична енергија во Македонија за периодот 1996-2007.



Слика 4.3.1.3. Биланс на снабдувањето со електрична енергија

Во периодот од 1996 до 2007 година термоелектраните на јаглен и сите хидроелектрани заедно произведуваа просечно 6100 GWh (од 5469 GWh во 2002 до 6482 GWh во 2005 година). Во тој износ, хидроелектраните учествуваа просечно со 19,8%. Овој износ, зависно од хидролошката година варира од 11% (2001) до 26% (2006). Неготино се вклучуваше само делумно, заради високата цена на мазутот. Од 2000 година разликата до растечката потрошувачка се пополнуваше од увоз.

Во 2007 година. ТЕ на јаглен (Битола и Осломеј) учествуваа со 53%, хидроелектраните заради сувата хидрологија со 12%, ТЕ Неготино со 5% и увозот со 30%.

4.3.2. Топлина

Потрошувачката на топлина од 112 ktoe (4689 TJ, 1303 GWh) во 1996 година порасна на 157 ktoe (6573 TJ, 1826 GWh) во 1999 година и оттогаш паѓа до 118 ktoe (4940 TJ, 1826 GWh) во 2006 година.

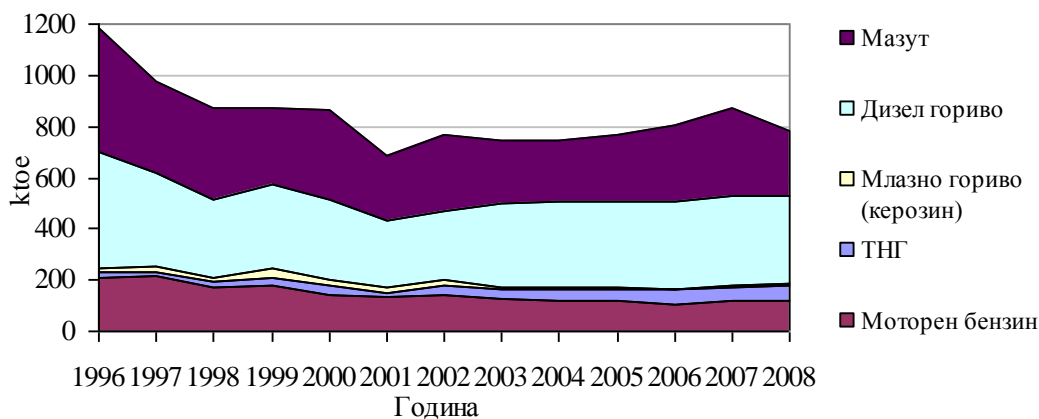
Во 2006 година топлината се произведе (табела 4.3.2.1) во топлани (55%), индивидуални котларници кои произведуваат топлина за сопствени потреби (37%) и во когенеративни постројки за производство на топлина и електрична енергија за сопствени потреби (8%). Како гориво се користени нафтени продукти (71%), природен гас (19%), јаглен (8%) и биомаса (2%). Сликата е нешто видоизменета во 2007 и 2008 година, кога Топлификација АД Скопје ја зголеми потрошувачката на природен гас на сметка на мазутот.

Табела 4.3.2.1. Производство на топлина во 2006 година (GWh)

	GWh					Добиена топлина
	Нафтени продукти	Јаглен	Природен гас	Биомаса за сог.	Вкупно	
ТЕ-ТО	116	70	12	0	198	127
Топлани	756	0	198	0	954	870
Котларници	512	93	163	35	802	591
Вкупно	1384	163	372	35	1954	1588
Сопствена потрошувачка						129
Загуби во дистрибуција						82
Финална топлина						1377

4.3.3. Нафтени продукти

Финалната потрошувачка на нафтените продукти има варијации во периодот 1996-2008 година (слика 4.3.3.1) меѓутоа, гледано во целина таа паѓа од близу 1200 ktoe во 1996 година на близу 800 ktoe во 2008 година (потрошувачката според званичните статистички податоци дадени во табела 4.3.1 е за 100 до 200 ktoe пониска). Причините се различни.



Слика 4.3.3.1. Финална потрошувачка на нафтени продукти⁴⁹

Генерално потрошувачката на мазут опаѓа поради неговата супституција со природниот гас во некои топлани и индустриски капацитети, но сепак во поедини години има пикови на пораст во зависност од потребите на ТЕ Неготино. Дизел

⁴⁹ Увозно извозни декларации, за 2008 година проценета вредност

горивото по падот на потрошувачката во периодот 1996-2001 година има константна потрошувачка со благ пораст. Исто така може да се забележи дека има значителен пад на потрошувачката на моторни бензини за сметка на порастот на потрошувачката на течниот нафтен гас (ТНГ). Трендот на пораст на потрошувачката на течниот нафтен гас се должи на зголемената употреба на овој дериват како погонско гориво во сообраќајот.

Во потрошувачката доминираат дизел горивото и мазутот со учество од 42,4% и 37,1% респективно за 2006 година. Следат моторниот бензин со 13,3%, течниот нафтен гас со 6,7% и керозинот со 0,5%.

Потрошувачката на биогорива во вкупната потрошувачка на течни горива во Македонија во 2008 година изнесува околу 0,2%.

4.3.4. Природен гас

Природниот гас како финална енергија се користи само во индустријата. Во тек се акции за негово користење во домаќинствата и понатака и во другите сектори. Природниот гас влегува во индустријата во 1998 година и до 2002 година се приклучуваат се повеќе индустриски капацитети. Од 2002 до 2006 година потрошувачката на природниот гас како финална енергија стагнира и после 2006 година почнува да расте со порастот на производството на неколку индустриски објекти, пред сè на Макстил. Потрошувачката на природниот гас како финална енергија во 2008 година се проценува на $50 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3$ (40 ktce).

4.3.5. Биомаса

Од потрошувачката на биомасата како примарна енергија само 2 - 4% се користат за производство на топлина во топлани и остатокот се користи како финална енергија. Со потрошувачка од 163 ktce (1900 GWh, 6800 TJ) во 2006 година, биомасата е на трето место во финалната потрошувачка на енергија (после нафтените продукти и електричната енергија), со учество од близу 10%.

4.3.6. Јаглен

Јагленот учествува со 7% во потрошувачката на финална енергија во 2006 година (117 ktce). Потрошувачката на јаглен се менува согласно на индустриското производство, пред сè на металургијата на железо и челик, обоената металургија и цементната индустрија. Во последните неколку години се забележува благ раст на потрошувачката на јаглен.

4.3.7. Геотермална енергија

Геотермалната енергија во Македонија се користи исклучиво како финална енергија. Според тоа потрошувачката на геотермалната енергија по сектори се разликува од потрошувачката на геотермалната енергија како примарна енергија (поглавие 4.2.7) само за загубите во преносот од околу 10%. Учеството на геотермалната енергија во потрошувачката на финална енергија во 2006 година изнесува околу 0,5%. Најголем дел од геотермалната енергија се користи во оранжериите, а само мал дел (10 - 20%) се користи за загревање во комерцијалниот и услужен сектор.

4.3.8. Сончева енергија

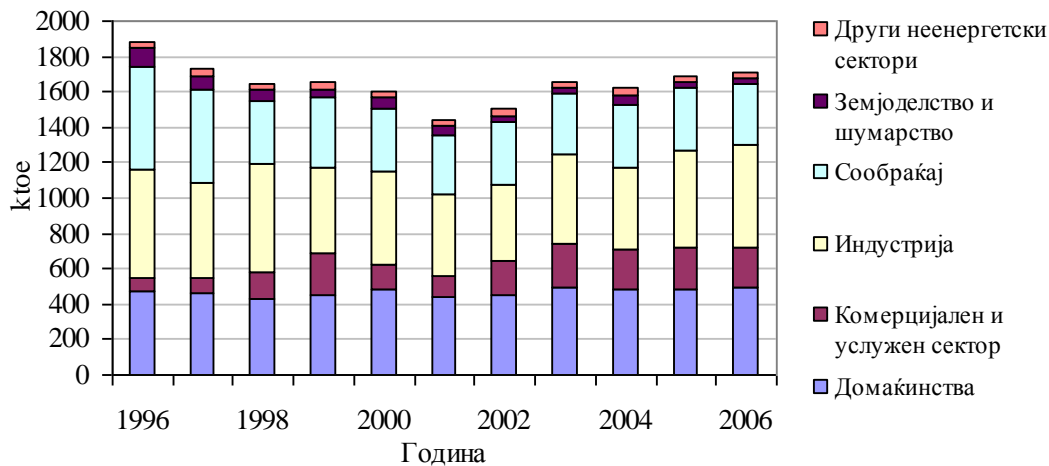
Во 2006 година во финалната потрошувачка на енергија учествуваше и сончевата со 7,4 GWh (0,6 ktoc), односно, со 0,04%.

4.4. ПОТРОШУВАЧКА НА ФИНАЛНА ЕНЕРГИЈА ПО СЕКТОРИ

Освен по енергенти, поделбата на потрошувачката на финална енергија е направена и по сектори со цел да се анализира поединечно секој сектор, односно да се види потребата од енергенти по поедини сектори. Во табела 4.4.1 е даден преглед на потрошувачката на финална енергија по сектори, и на слика 4.4.1 е даден графички преглед.

Табела 4.4.1. Потрошувачка на финална енергија по сектори (ktoc)

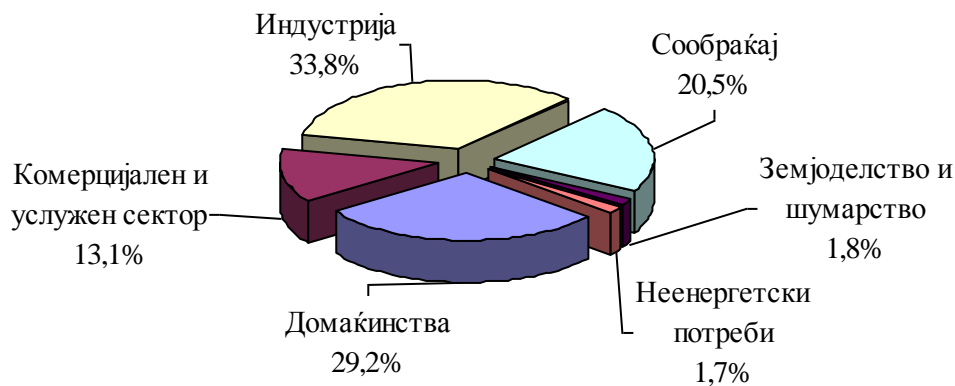
		ktoc											%	
		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	П1	П2
Индустрија	Ел. енергија	177	180	182	135	134	131	115	152	157	184	191	93,4	7,9
	Топлина	67	67	93	105	102	79	79	62	61	63	57		-14,9
	Нафтени прод.	258	184	155	114	186	131	148	132	134	163	183		-29,1
	Природен гас	0	0	0	4	7	26	32	30	32	32	33	16,4	
	Јаглени	109	106	181	124	99	91	63	131	78	102	110	99,2	0,9
	Биомаса	0	0	2	2	2	1	1	1	2	5	3	70,1	50,0
	Вкупно Индустр.	611	537	613	484	530	459	438	508	464	549	577		-5,6
Домаќинства	Ел. енергија	214	216	220	226	228	224	231	249	250	257	262	83,3	22,4
	Топлина	28	28	29	37	33	38	40	44	40	43	42	69,4	50,0
	Нафтени прод.	39	30	29	32	33	34	35	38	39	40	41	95,6	5,1
	Јаглени	8	8	5	4	4	3	3	3	3	3	3		-62,5
	Биомаса	187	187	146	153	182	142	140	156	155	140	150		-19,8
	Вкупно Домаќ.	476	469	429	452	480	441	449	490	487	483	498	96,0	4,6
Ком. и услужен	Ел. енергија	51	60	62	75	81	73	78	85	85	90	96	56,6	88,2
	Топлина	17	17	23	15	18	15	17	21	22	21	20	86,4	17,6
	Нафтени прод.	0	0	62	131	40	29	92	132	99	117	93	70,1	50,0
	Природен гас	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	100	0,0
	Јаглени	6	6	0	9	1	1	3	4	9	4	4		-33,3
	Биомаса	0	0	0	0	0	0	0	7	8	5	8	91,5	14,3
	Геотермална	1	1	2	2	3	0	1	2	2	1	1	100	0,0
	Вкупно Ком и усл.	75	84	149	232	143	118	191	251	225	239	223	37,5	
Сообр.	Ел. енергија	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	10	0,0
	Нафтени прод.	580	521	354	397	354	337	354	339	344	346	347		-40,2
	Вкупно Сообр.	582	522	356	399	356	339	356	341	346	348	349		-40,0
Земјод. и шумарство	Ел. енергија	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2		-33,3
	Нафтени прод.	91	64	45	32	41	33	19	15	48	24	19		-79,1
	Биомаса	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	1	100	0,0
	Геотермална	9	10	15	12	12	21	11	10	8	8	8		-11,1
	Вкупно Зем и шум.	103	77	63	47	55	56	32	28	59	36	30		-70,9
Неен. потр.	Нафтени прод.	38	39	33	20	16	24	38	33	43	35	29		-23,7
	Биомаса	0	0	1	17	20	0	0	0	0	0	0		
	Вкупно Неен. потр.	38	39	34	37	36	24	38	33	43	35	29		-23,7
Вкупно	1885	1728	1644	1651	1600	1437	1504	1651	1624	1690	1706	109	-9,5	



Слика 4.4.1. Потрошувачка на финална енергија по сектори⁵⁰

Најголем пораст во последните 4 години во потрошувачката на финална енергија има кај индустријата со годишна стапка од 7,15% што се должи на реактивирањето на електрометалуршките капацитети (Фени, Силмак и Железара). Следи порастот во комерцијалниот и услужен сектор со годишна стапка од близу 4%, па домаќинствата од 2,64%.

Потрошувачката на енергија во Македонија е сконцентрирана во четири сектори (слика 4.4.2): индустријата (33,8%), домаќинствата (29,2%), сообраќајот (20,5%) и комерцијалниот и услужен сектор (13,1%). Земјоделството и шумарството и неенергетски потреби имаат скромна потрошувачка од 1,8% и 1,7% соодветно.



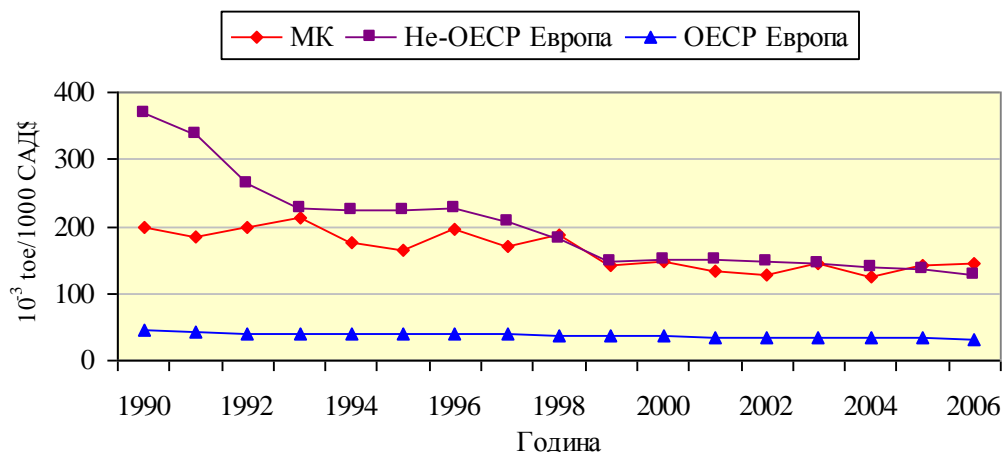
Слика 4.4.2. Потрошувачката на финална енергија по сектори за 2006 година

4.4.1. Индустриски сектор

Македонија има релативно висока потрошувачка на енергија во индустријата кога се анализира според економската моќ на државата (слика 4.4.1.1).

Во индустрискиот сектор, во 2006 година, најзастапени се електричната енергија и нафтените продукти со 33% и 32% респективно, следат јагленот со 19%, топлината со 10%, природниот гас со близу 6% и биомасата со помалку од 1%.

⁵⁰ © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries



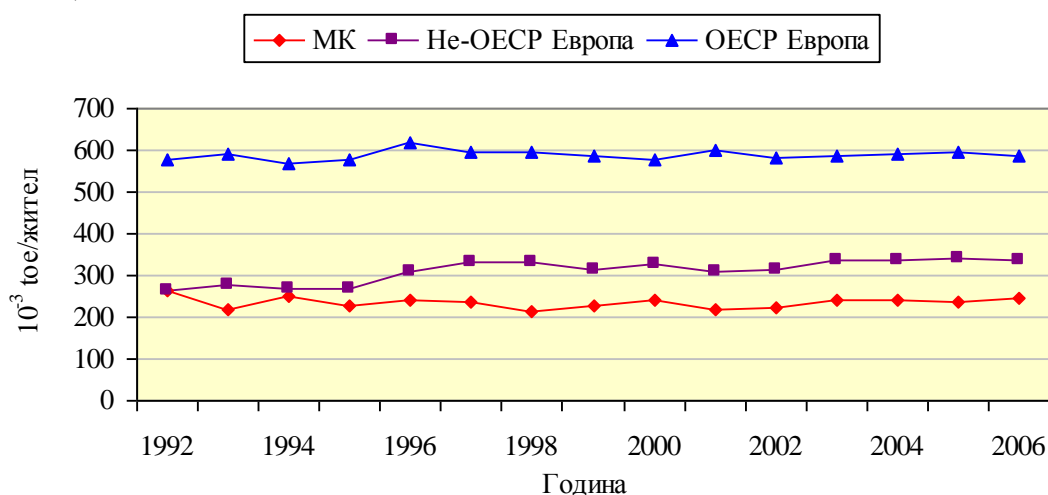
Слика 4.4.1.1. Потрошувачка на енергија во индустрискиот сектор по единица БДП⁵¹

Со процентуално учество од 61% во потрошувачката на енергија во индустријата (2006 година), индустријата на челик и феролегури е далеку најинтензивен потрошувач на практично секој вид енергија. Следат индустријата на неметали (21%) и на храна и цигари (6%).

Особено е значајна и доста е променлива потрошувачката на електричната енергија. Промените во потрошувачката на електрична енергија во индустријата на Република Македонија силно ги следат осцилациите на потрошувачката во индустријата на челик и феролегури. Во 2006 година оваа индустриска гранка учествуваше со повеќе од 70% (1534 GWh, 132 ktce) во потрошувачката на електрична енергија во индустријата.

4.4.2. Домаќинства

Потрошувачката на енергија во домаќинствата во Македонија, изразена по жител е доста ниска и практично не се менува во долг временски период (слика 4.4.2.1).



Слика 4.4.2.1. Потрошувачка на енергија по жител во домаќинствата⁵²

⁵¹ © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

Развиените европски земји имаат 2,6 пати поголема потрошувачка по жител отколку Македонија, а и помалку развиените европски земји имаат за 50% повисока потрошувачка. Вистинската потрошувачка на енергија во Македонија е за 10-15% повисока доколку се воведат и неидентификуваната потрошувачка на дрво во проценет износ од 25-35% релативно на идентификуваната и неидентификуваната потрошувачка на електрична енергија во проценет износ за 2006 година од 8% релативно на идентификуваната.

Потрошувачката на енергија во домаќинствата во Македонија е доста висока кога ќе се пресмета по единица БДП. Во 2006 година потрошувачката на енергија во домаќинствата по единица БДП во Македонија е 4 пати повисока од просекот кај развиените европски земји. Тоа укажува дека и покрај релативно ниската потрошувачка по жител, потребно е поголемо внимание да се посвети на мерките за енергетска ефикасност во домаќинствата односно за намалување на потрошувачката на енергија во домаќинствата релативно на економската моќ.

Во потрошувачката доминираат електричната енергија (53% во 2006 година) и биомасата (30%). Нивното учество е уште повисоко кога ќе се вклучи и невидентираната потрошувачка на биомаса и електрична енергија. Учеството на топлината и нафтените продукти е по 8% и јагленот со скромни 1%

Релативното учество на електричната енергија во домаќинствата е за повеќе од два пати поголемо во однос на другите европски земји.

Релативното учество на биомасата е на ниво на европските земји надвор од ОЕСР и три пати поголемо од она кај европските ОЕСР земји.

Учеството на топлина во Македонија е за два пати повисоко од она кај европските ОЕСР земји (4%) и пониско од кај европските земји надвор од ОЕСР (13,7%). Потрошувачката на топлина во домаќинствата кај сите земји опаѓа во изминатиот период од десеттина години како во апсолутен така и во релативен износ, додека во Македонија е на ниво на потрошувачката од 1994 година.

Карактеристично за европските земји и посебно развиените европски земји е големото учество на потрошувачката на природниот гас во домаќинствата (близу 40%) кое непрекинато расте. Учеството на потрошувачката на нафтените продукти во домаќинствата кај развиените европски земји е исто така забележливо иако опаѓа на сметка на природниот гас. Заедничкото учество на природниот гас и нафтените продукти во домаќинствата на развиените европски земји е близу 60%. Со учество од 8%, во 2006 година Македонија има повеќе од два пати помало учество на нафтените продукти во однос на развиените европски земји и сè уште не се користи природниот гас во домаќинствата. Во таа смисла треба да се преземат засилени мерки за воведување на природниот гас во домаќинствата и за поголемо учество на нафтените продукти (ТНГ, масло за ложење) на сметка на електричната енергија.

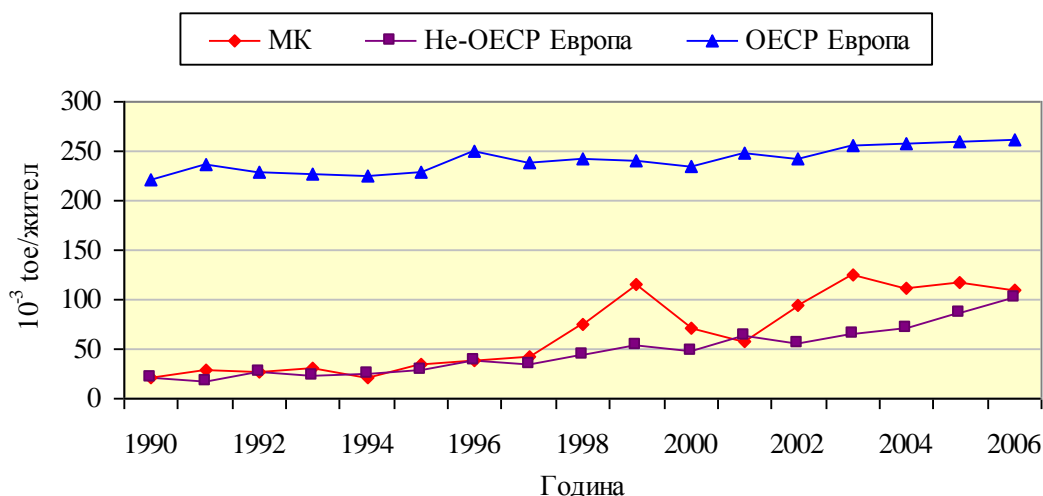
Со учеството од 1% јаглените во домаќинствата во Македонија се користат за четири пати помалку отколку кај развиените европски земји.

4.4.3. Комерцијален и услужен сектор

Потрошувачката на енергија во комерцијалниот и услужен сектор, според податоците на Меѓународната агенција за енергетика (IEA), кои се базираат на податоците на Државниот завод за статистика на Република Македонија, е доста променлива во текот на анализираниот период.

⁵² © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

Потрошувачката на енергија во овој сектор по жител е приближно иста како кај европските земји надвор од ОЕСР и 2,5 пати помала од онаа кај развиените европски земји (слика 4.4.3.1).



Слика 4.4.3.1. Потрошувачка на енергија во комерцијалниот и услужен сектор⁵³

Меѓутоа, соодветно на економската моќ, Македонија има многу висока потрошувачка на енергија во овој сектор. Повеќе од 4 пати повисока отколку кај европските ОЕСР земји близу два пати повисока отколку кај европските земји надвор од ОЕСР. Охрабрува падот на потрошувачката евидентиран последните три години.

Во потрошувачката на енергија во овој сектор главно учество имаат електричната енергија со 43% и нафтените продукти (масло за ложење т.е. Д2 гориво, мазут и ТНГ) со близу 42% од вкупната потрошувачка на енергија во секторот во 2006 година. Потрошувачката на електричната енергија во овој сектор непрекинато расте во анализираниот период. Потрошувачката на топлина е прилично константна по апсолутен износ и е на ниво од 9% во 2006 година. Учеството на другите енергенти е мало, бимасата учествува со 3,6%, јагленот со 1,8% и геотермалната енергија и природниот гас со по 0,4%.

Кај развиените европски земји потрошувачката на електрична енергија исто така непрекинато расте за да достигне 48% во 2006 год. Кај нив во потрошувачката на енергија во овој сектор природниот гас и нафтените продукти заедно учествуваат со 46%, со тоа што нивното релативно учество се менува во корист на природниот гас.

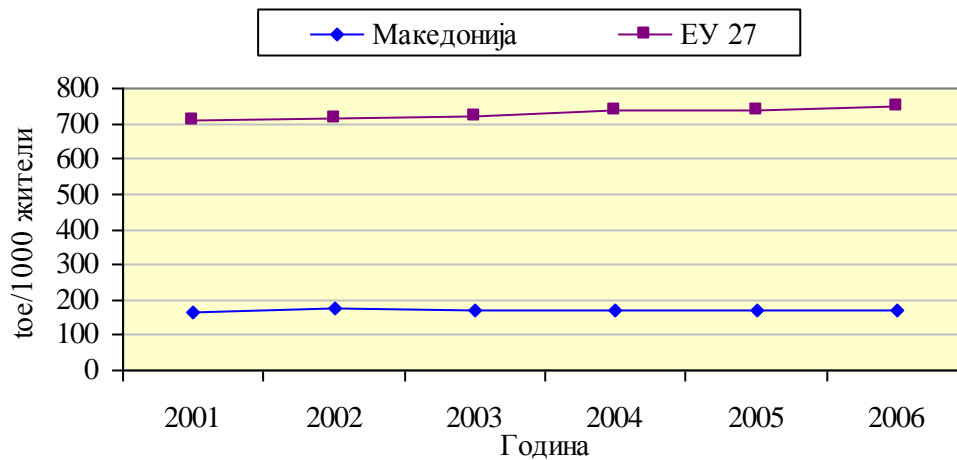
4.4.4. Сообраќај

Со учество од близу 21% сообраќајниот сектор претставува значаен потрошувач на енергија веднаш после индустријата и домаќинствата.

Во споредба со земјите членки на ЕУ-27, потрошувачката на енергија по жител во сообраќајниот сектор е значајно помала (слика 4.4.4.1). Просекот за ЕУ-27 е над 710 toe на илјада жители, а во Македонија тој изнесува околу 170 toe на илјада жители. Исто така, од податоците е видно дека, додека во земјите на ЕУ-27 се забележува тренд на пораст на интензитетот на потрошувачка на енергија, во

⁵³ © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

Македонија потрошувачката на енергија во сообраќајниот сектор по жител е релативно стабилна.



Слика 4.4.4.1. Интензитет на потрошувачка на енергија во сообраќајниот сектор во Република Македонија и во ЕУ-27⁵⁴

Во однос на видот на енергенти кои се користат во сообраќајниот сектор, најголем удел (99%) имаат нафтените продукти (бензините, дизелот, керозинот, плинот и др.). Потрошувачката на електрична енергија од околу 2 ktoe (24 GWh) годишно (1%) претставува делот што го троши железницата за електричните локомотиви.

Во 2006 година 98% од целокупната потрошувачка во сообраќајниот сектор отпаѓа на патниот сообраќај. Железничкиот и авионскиот сообраќај учествуваат приближно со по 1%.

Во однос на видот на нафтените продукти кои се трошат во сообраќајниот сектор, во периодот од 1990 до 2006 год. се забележува пораст на учеството на дизел горивата од 33% на 60% и се поголемо учество на течниот нафтен гас (3,5% во 2006 година) и опаѓање на учеството на бензините.

Според бројот на возила, доминираат возилата на бензински погон, иако се забележува јасен тренд на зголемување на бројот на возила на дизел погон и бројот на возила кои користат комбинација бензин-ТНГ. Во 2006 год. околу 72% од возилата користеле бензин, 24% користеле дизел горива и околу 4% користеле комбинација бензин-ТНГ. Диспропорцијата на поедините видови на количини на гориво потрошени во патниот сообраќај наспроти бројот на регистрирани возила според типот на горивото, произлегува оттаму што возилата со дизел погон се користат поинтензивно, (пред сè тоа се однесува на комерцијалните возила – автобуси, товарни возила, влечни возила), и имаат поголема единечна потрошувачка на гориво.

⁵⁴ Изработено врз основа на податоци од: IEA Energy Statistics, Electronic Version 2008 и EUROSTAT - Energy - yearly statistics 2006 EUROPEAN COMMISSION - 2008 edition

4.4.5. Земјоделство и шумарство

Земјоделството и шумарството не претставуваат голем енергетски товар. Нивното учество е под 2% во вкупната потрошувачка на финална енергија во Македонија. Потрошувачката на енергија во овој сектор за последните 10 години е намалена од 104 ktce во 1996 година на 31 ktce (360 GWh, 1300 GJ) во 2006 година.

Во потрошувачката на енергија во овој сектор во 2006 година доминираат нафтените продукти (за земјоделските машини и загревање на пластеници) со 63%, следи геотермалната енергија (за загревање на пластеници) со 27%, електричната енергија со 7% и биомасата со 3%. Слична е распределбата по енергенти и кај европските земји со тоа што кај нив е занемарливо користењето на геотермалната енергија а наместо тоа поголемо е учеството на електричната енергија и се користи природен гас.

Потрошувачката на енергија во овој сектор по жител е на ниво на европските земји надвор од ОЕСР и три пати помала од потрошувачката во овој сектор кај развиените европски земји. Меѓутоа, рачунато по единица БДП, потрошувачката е дури нешто повисока отколку кај развиените европски земји. Карактеристично е што потрошувачката во овој сектор опаѓа кај сите и по двата показатели.

4.4.6. Неенергетски потреби

Потрошувачката на енергија за неенергетски потреби во Македонија е доста мала. Во 2006 година таа изнесува 29 ktce (337 GWh, 1210 TJ) односно 1,7% од вкупната потрошувачка на финална енергија во Македонија. Во Македонија за неенергетски потреби се користат само нафтените продукти.

Во споредба со другите европски земји Македонија има многу мала потрошувачка на енергија за неенергетски потреби, пресметано по жител. Кога се сведува на единица БДП таа е на ниво на развиените европски земји.

5. ПОТРЕБА ОД ФИНАЛНА ЕНЕРГИЈА ВО ПЕРИОДОТ 2008-2020 ГОДИНА

Со цел да се предвиди потрошувачката на енергија во Македонија во периодот до 2020 година, во поглавјето 4 извршена е анализа на потрошувачката на енергија во периодот од 1996 до 2007 година. Во одредени случаи анализирана е потрошувачката на енергија во подолг период, од 1990, со цел да се добие покомплетна низа за предвидување.

Анализираниот период се одликува со големи турбуленции во регионот, како што се: воените дејствија во поранешните југословенски републики, ембаргото спрема Србија, интервенцијата на НАТО на Косово, бегалската криза. Сето тоа кулминираше со воените дејствија во Македонија во 2001 година. Сите овие настани неминовно се одразија во македонското стопанство и со тоа и на енергетскиот сектор во Македонија. Процесот на приватизацијата внесе дополнителни негативни движења во индустриското производство. Во периодот на транзиција многу компании престанаа со работата или го намалија производството на минимум. Некои индустриски капацитети го намалија производството на 10% од номиналниот капацитет. Мал број индустриски гранки имаа стабилна работа во периодот 1989-2002 година, како: индустријата за цемент, пиво, прехранбената индустрија и др.

Покрај тоа и официјалните статистички податоци за потрошувачката на енергија во анализираниот период не се конзистентни и доволно точни.

Во време на изработката на Стратегијава се случи и глобалната финансиска криза која секако ќе има влијание и врз енергетскиот сектор во Македонија. Во такви услови, не е возможно да се прогнозира развојот на енергетскиот сектор во Македонија со едноставна екстраполација на движењата во анализираниот период. Затоа се спроведени низа дополнителни анализи меѓу кои и споредбена анализа чии резултати се искористени при изработката на Стратегијава.

Имајќи ја предвид високата потрошувачка на енергија по единица БДП и високата увозна зависност на Македонија од енергија од една страна и ниската потрошувачка на енергија по жител од другата страна, неминовно се наметнува потребата од подобрување на енергетската ефикасност преку заштеда на енергија да максимално можен степен кој не би го загрозил економскиот развој и стандардот на населението.

Директивата 2006/32/ЕС на Европскиот парламент и на Советот за енергетската ефикасност на крајните корисници и енергетските услуги бара од земјите Членки да изготват три Национални акциони планови за енергетска ефикасност (НАПЕЕ) во периодот 2008-2016 и да ги достават до Европската комисија. Националната цел на земјите Членки е во деветата година од имплементацијата на оваа Директива (2016) да остварат заштеди на енергија во износ еднаков на 9% од средната вредност на потрошувачката на финална енергија во периодот 2001-2005. Оваа цел не ги опфаќа потрошувачите кои се покриени со Директивата 2003/87/ЕС која ја воспоставува шемата за тргување со дозволи за емисии на стакленички гасови, како и потрошувачите чија потрошувачка е класифицирана во воздушен и внатрешен воден сообраќај.

НАПЕЕ на Република Македонија (Првата нацрт верзија)⁵⁵ се однесува на периодот 2009-2016, и поставува индикативна цел за заштеда на енергија во 2016 година во износ од 147 ktоe, што претставува 9% од средната вредност на потрошувачката на финална енергија во петгодишниот период 2002 -2006 (1636 ktоe). Тоа значи дека кумулативниот ефект на имплементираните мерки за енергетска ефикасност во периодот 2009 -2016 се годишни заштеди од 147 ktоe во 2016 година.

За остварување на индикативната цел НАПЕЕ на Република Македонија предвидува пакет мерки во следните четири сектори:

Домаќинства

- Интервенции во централно греење во Скопје
- Проект за социјално домување
- Кодови за згради (вклучително и мерки за поефикасни електрични уреди, етикетирање и стандарди за енергетски перформанси)
- Високо ефикасни печки на дрва
- Информативни центри, информативни кампањи
- Системи за топла вода, етикетирање на климатизери и контрола на стандарди за енергетски перформанси
- Финансиска поддршка за инвестиции од областа на енергетска ефикасност

Проценета заштеда во 2016 година: 46,8 ktоe.

Комерцијален и услужен сектор

- Кодови за згради
- Инспекции на бојлери и системи за климатизација
- Проект за реновирање на 100 школи
- Информативни центри, информативни кампањи и мрежа на посветена на енергетска ефикасност
- Енергетско управување и аудити
- Проект за улично осветлување во Скопје; Ист проект и во други општини
- Поефикасни електрични уреди, етикетирање и стандарди за енергетски перформанси
- Мерачи

Проценета заштеда во 2016 година: 23,1 ktоe.

Индустија (сите потрошувачи кои не се покриени со Директивата за тргување со емисии)

- Подобрување на процесни перформанси
- Енергетски аудити
- Постројки за комбинирано производство на топлина и електрична енергија („Когел“)
- Енергетски перформанси на нерезиденцијални згради

⁵⁵ Национален акционен план за енергетска ефикасност, МАЦЕФ, 2009 (Нацрт верзија)

- Подобрено осветлување
- Подобрени системи за греење
- Промена на гориво
- Проекти кои ги применуваат Механизмот за чист развој
- Искористување на отпадна топлина
- Интелигентни уреди
- Снабдување со компримиран воздух
- Добро одржување

Проценета заштеда во 2016 година: 56,9 ktоe.

Сообраќај

- Обновување на возниот парк
- Промоција на одржливи урбани транспортни системи (вклучително трмавај во Скопје, обновување на возниот парк на јавните автобуси, формирање на центар за интегрирано управување на сообраќајот, поголемо користење на велосипеди, подобри стратегии за паркирање)
- Стандарди за квалитет и економија на горивата
- Денови без автомобили
- Промоција и зголемена употреба на железничкиот сообраќај

Проценета заштеда во 2016 година: 34,5 ktоe.

Вкупната проценета заштеда во 2016 година доколку се реализираат сите овие мерки изнесува 161,3 ktоe што е повисока вредност од индикативната цел. НАПЕЕ на Република Македонија предвидува и контролна индикативна цел за 2012 година во износ од 65,4 ktоe.

Имплементацијата на НАПЕЕ всушност е иницијалната фаза на имплементацијата на целокупната национална политика за енергетска ефикасност. Во овој период ќе биде клучно да се елиминираат недостатоците во легислативата и институционалната поставеност, пред сè преку:

- Целосна транспозиција и имплементација на Директивата за енергетски перформанси на згради во македонската легислатива
- Градење на институционалните капацитети со формирање на Сектор за енергетска ефикасност во Агенцијата за енергетика или креирање на Агенција за енергетска ефикасност
- Воспоставување на Фонд за енергетска ефикасност.

Во Стратегијата се предвидува реализација на мерките за заштеда од НАПЕЕ и во периодот после 2016 година. При тоа, индикативната цел за заштеда на енергија во износ од 147 ktоe во 2016 година се екстраполира на 230 ktоe во 2020 година.

Во Стратегијата се анализираат две сценарија.

Предвидувањата на потрошувачката на енергија се спроведени за секој сектор посебно и за секој енергент во рамките на секторот врз основа на потрошувачката на дадениот енергент во анализираниот сектор во изминатиот период, споредбена анализа со потрошувачката во земјите од регионот и во развиените европски земји, очекуваниот пораст на бруто домашниот производ, очекуваниот пораст на населението, плановите на поголемите производители и корисници на енергија, започнатите активности во секторот на ниво на

Македонија и во регионот и други показатели карактеристични за одреден сектор. Врз основа на очекуваната потрошувачка за поедините енергенти добиена е очекуваната потрошувачка во секторите и вкупната потрошувачка во Македонија.

Во основното сценарио земени се предвид веќе превземените мерки за енергетска ефикасност како и обврската до 2015 година цената на електричната енергија да се покачува до пазарната цена, како и реализација на мерките од НАПЕЕ со заштеда на енергија во износ од 33% од поставената цел до 2020 година.

Во второто сценарио се предвидуваат дополнителни мерки за енергетска ефикасност, за секој од секторите поодделно. Во тоа сценарио се предвидува спроведување на поставената цел од НАПЕЕ со реализација на сите планирани мерки до 2016 година и продолжување со нови мерки за заштеда на енергија до износ од 230 ktce во 2020 година.

5.1. ПОТРЕБА ОД ФИНАЛНА ЕНЕРГИЈА ВО ПЕРИОДОТ 2008-2020 ГОДИНА ПО СЕКТОРИ

5.1.1. Индустриски сектор

Основи за планирање на потребите од енергија во индустријата

Планирањето на енергетските потреби на индустријата во периодот до 2020 година се темели првенствено на плановите за економскиот раст и стапката на пораст на индустриското производство. Во додаток, треба да се имаат во предвид и недостатоците кои треба да се отстранат и шансите кои треба да се искористат. Тука пред сè се мисли на:

- Зголемување на ефикасното користење на енергијата,
- Намалување на зависноста од фосилните горива и минералните сировини
- Намалување на користењето на електрична енергија во термалните процеси.

И покрај сите настојувања да се промени структурата на индустријата во Македонија со ориентација кон гранки со помали енергетски потреби и форсирање на малите и средни претпријатија, Македонија и во наредниот период ќе се одликува со доминација на индустриските гранки со интензивна потрошувачка на енергија. Овие гранки и во наредниот период ќе го чинат поголемиот дел од потрошувачката на енергија. Меѓутоа, поради рецесијата којашто ја зафати светската економија и ориентираноста на најголемите капацитети на светскиот пазар, веќе сега е познато дека дел од предвидените активности ќе се одвиваат со забавено темпо, а некои од капацитетите и ќе престанат со работење на определено време. Планирањата на компаниите, во поголем број случаи се вклопуваат во опсегот на предвидените трендови, со тоа што во 2007 година е постигната повисока стапка на потрошувачка, соодветна на стапката на зголемување на индустриското производство.

Врз основа на спроведената анализа на потрошувачката на енергија во изминатиот период и споредбената анализа (дадени во поглавје 4) и анализата на состојбите и перспективите на индустрискиот сектор, подготвени се две сценарија за годишната стапка на пораст на потрошувачката на енергија во индустријата: основно сценарио и сценарио со засилени мерки за енергетска ефикасност.

Основното сценарио има просечна годишна стапка на пораст на потрошувачката на енергија од 3% која приближно одговара на стапката на пораст во последните четири години во индустријата без челик и феролегури. Индустријата на челик и феролегури, согласно проблемите со кои се соочува, нема да може да се развива со темпото кое го планираше без дополнителни мерки за енергетска ефикасност. Од таа причина, не се очекува побрз пораст на потрошувачката на енергија во целиот индустриски сектор од планираните 3%.

Системот на интегрирано спречување и контрола на загадувањето којшто се спроведува преку таканаречените интегрирани дозволи, се темели на примена на најдобрите достапни техники (BAT). Еден од клучните елементи на BAT е ефикасното користење на енергијата. Поголемите индустриски инсталации веќе поднеле барања за Дозвола за усогласување со оперативен план која кај постоечките инсталации и претходи на интегрираната дозвола. Оперативниот план, меѓу другото, треба да содржи мерки за подобрување на енергетската ефикасност на инсталациите.

Стратегијата на почисто производство не е непозната на подрачјето на Македонија. Почнувајќи од 2000 година, со мал прекин меѓу 2004 и 2007 година, кога е формиран новиот Национален центар за почисто производство, изготвени се околу 50 мали проекти од кои околу 10 се имплементирани. Дел од нив се однесуваат на ефикасно користење на енергијата.

Покрај тоа, сите индустриски гранки и посебно индустријата на челик и феролегури ќе мора да вклучат дополнителни мерки за енергетска ефикасност, како би одржале конкурентна положба на светскиот пазар при умерени цени на железото и феролегурите.

Наведените елементи можат значително да ја намалат потрошувачката на енергија по единица производ, но нејзиниот пораст сепак ќе биде во корелација со порастот на индустриското производство.

Согласно напред изложените анализи во **сценариото со засилени мерки на енергетска ефикасност** се предвидува просечна годишна стапка на пораст на потрошувачката на енергија од 2,5%.

Во планирањата како базна е земена 2006 година.

Попотреба од електрична енергија во индустријата

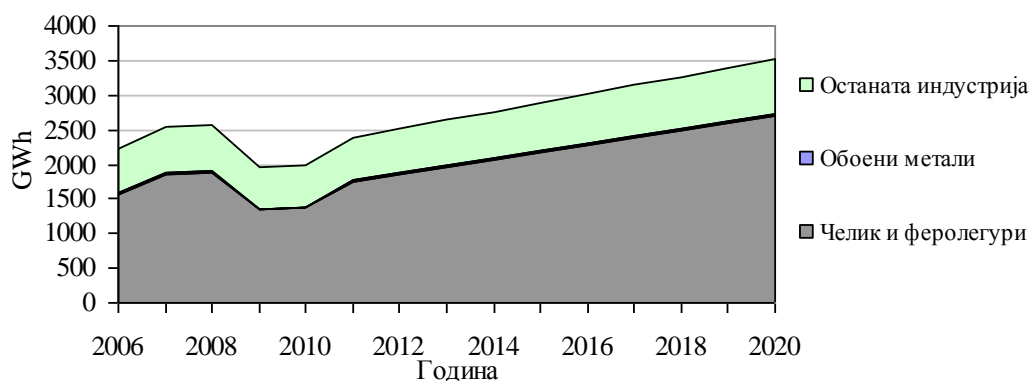
Кризата во која навлезе светската економија кон крајот на 2008 година најверојатно ќе потрае неколку години. Таа бездруго ќе остави последици и врз индустријата на Македонија. Некои од електротермичките компании веќе го редуцираат производството, а некои се подготвуваат тоа да го направат. Дел од капацитетите бргу ќе се опорават, но еден дел, поради последици од конзервацијата, миграцијата на квалификуваниот кадар, губење на пазарот и слично, тоа ќе го направат со поспоро темпо.

Уделот на потрошувачката на електрична енергија кај големите металуршки компании ќе опаѓа за сметка на подобрувањето на ефикасноста на користењето. Меѓутоа, таа заштеда делумно ќе се компензира со зголемувањето на потребите од електрична енергија за системите за заштита на животната средина кои ги налага законот.

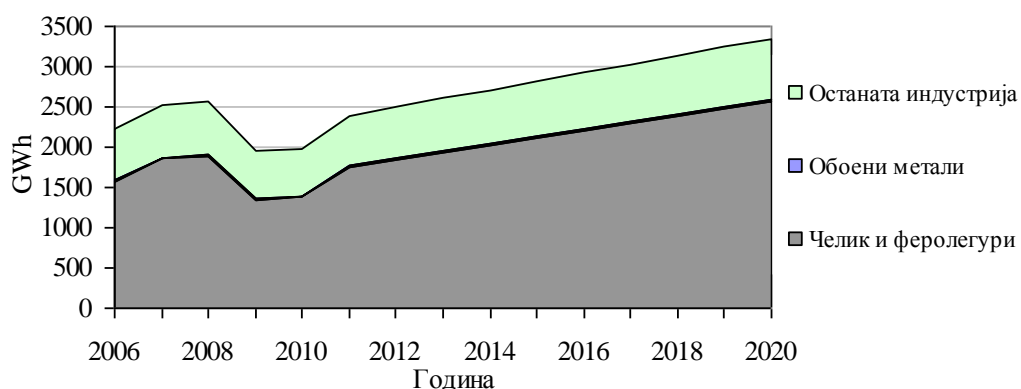
На слика 5.1.1.1 и слика 5.1.1.2 и во табелите 5.1.1.1 и 5.1.1.2 се прикажани предвидените потреби од електрична енергија во индустријата во Македонија според основното сценарио и сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност.

Анализите покажуваат дека според основното сценарио, употребата на електричната енергија во индустријата, во периодот 2006 – 2020, ќе порасне за 58,7% (табела 5.1.1.1, П2) со просечна годишна стапка од 3,35% (табела 5.1.1.1, П1). Карактеристично е тоа што степенот на пораст во црната металургија е поголем, кај обоената металургија речиси идентичен, додека во останатите гранки забележително помал од просекот. Ваков тренд е забележлив и кај сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност, со тоа што во овој случај, се очекува вкупен пораст на потрошувачката на електрична енергија за 50,8% (табела 5.1.1.2, П2), со просечна годишна стапка од 2,98% (табела 5.1.1.2, П1).

Во вака пресметаните параметри од особена важност е влијанието на очекуваната рецесија во текот на 2009 година, при што се очекува значаен пад на индустриското производство, а со тоа и на потрошувачката на енергија во производниот сектор. По излегувањето од кризниот период, во периодот 2013 - 2020 година се очекува статистички рамномерен годишен пораст на потребите од електрична енергија за овој сектор од 4,1% и 3,7% за основното сценарио и сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност респективно (слика 5.1.1.1 и слика 5.1.1.2).



Слика 5.1.1.1. Потрошувачка на електрична енергија во индустријата до 2020 година според основното сценарио



Слика 5.1.1.2. Потрошувачка на електрична енергија во индустријата до 2020 година според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност

Табела 5.1.1.1. Потрошувачка на електрична енергија во индустријата до 2020 година според основното сценарио (GWh)

	GWh															%	
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	П1	П2
Челик и феролегури	1574	1855	1891	1343	1377	1750	1865	1973	2070	2179	2288	2397	2494	2602	2711	3,96	72,2
Обоени метали	13	15	15	13	12	14	14	15	15	16	16	17	17	17	18	2,26	36,8
Останата индустрија	634	660	663	606	588	626	645	664	682	701	720	739	757	776	795	1,63	25,4
ВКУПНО	2221	2530	2569	1962	1977	2390	2524	2652	2768	2896	3024	3152	3268	3396	3524	3,35	58,7

Табела 5.1.1.2. Потрошувачка на електрична енергија во индустријата до 2020 година според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност (GWh)

	GWh															%	
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	П1	П2
Челик и феролегури	1574	1855	1891	1343	1377	1750	1841	1931	2022	2112	2203	2294	2384	2475	2565	3,55	63,0
Обоени метали	13	15	15	13	12	14	14	15	15	15	16	16	16	17	17	2,00	31,9
Останата индустрија	634	660	663	606	588	626	642	657	673	689	704	720	736	751	767	1,37	21,0
ВКУПНО	2221	2530	2569	1962	1977	2390	2497	2603	2710	2816	2923	3030	3136	3243	3349	2,98	50,8

Топлина за технолошки процеси

Бидејќи најголем потрошувач на топлина во металургијата е онаа на челик, која се очекува да биде релативно малку засегната од економската криза, а остатокот од индустријата е значителен потрошувач на топлина, не се очекуваат големи падови во наредните неколку години, меѓутоа и порастот во периодот на закрепнување најверојатно ќе биде помал, главно заради ориентацијата на обновливи извори на енергија, кои се особено погодни за топлината.

Нафџени производи

Иако учествуваат со мало количество, бензините и дизел горивото ги амортизираат големите осцилации кои се јавуваат во користењето на мазут во индустријата. Останува впечатокот дека на долг рок потрошувачката на течните горива нема да претрпи големи измени иако во последните неколку години е забележен пораст.

Во меѓувреме ќе расте примената на течниот нафтен гас, но тој не може да биде значителен фактор.

Природен гас во индустријата

Индустријата е силно заинтересирана за поголемо учество на природниот гас во задоволувањето на енергетските потреби како поради цената, така и поради бројни други предности како: упростување на водењето на технолошките процеси, елиминација на складирањето, намалување на емисиите во воздух и др. Последново е поврзано со глобалното намалување на емисиите на јаглероден диоксид и Протоколот од Кјото, односно со можностите кои ги нуди Механизмот на чист развој (CDM).

Бидејќи најголем потрошувач на природен гас во индустријата е во производството на челик, второто сценарио е направено без осетен пад на потребите во првите години.

Се очекува со инсталирањето на гасните подстанции да отпочнат со користење на природен гас оние инсталации кои ќе бидат во непосредна близина, а такви се индустријата за неметали и индустријата за текстил и кожа.

Јаглен и производи од јаглен

Со оглед на тоа дека промената на структурата на македонската индустрија споро ќе се менува, потрошувачката на цврсти горива, која е концентрирана кај металургиските комплекси ќе го следи трендот на пораст на производството на таа гранка со стапка поголема од зголемувањето на производството.

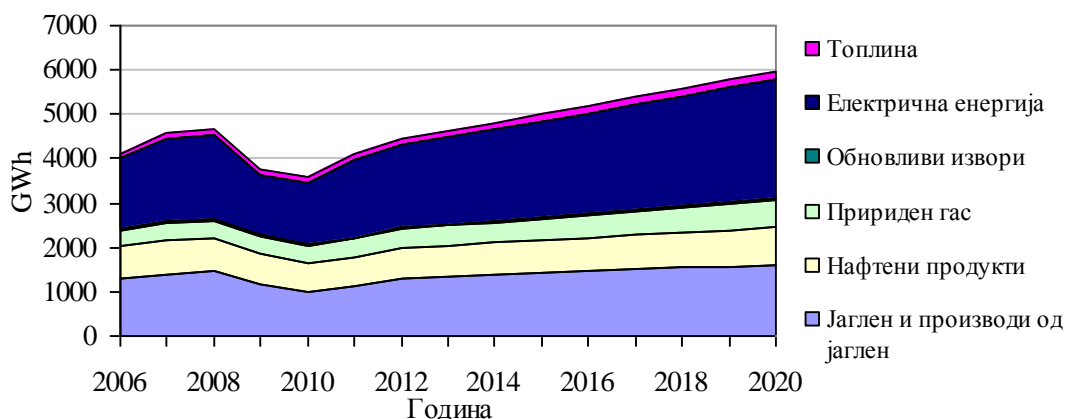
Замената на цврстите енергенти со гасни не е сосема можна во металуршките процеси, но таа ќе се одвива постепено доколку се создадат услови за тоа.

Обновливи извори на енергија

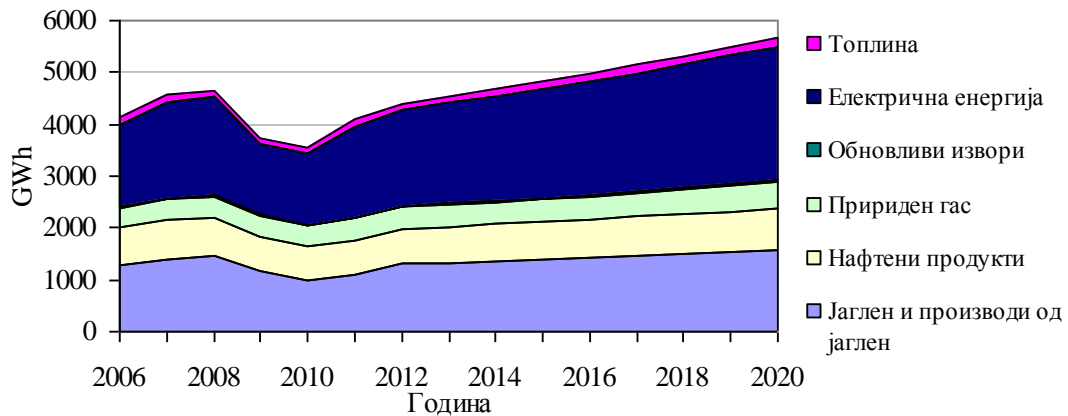
Со исклучок на дрвени деланки коишто се користат во производството на фероникел, обновливите извори практично немаат удел во потрошувачката на енергија во македонската индустрија. И покрај тоа што не можат да претендираат да заменат значителен дел од фосилните горива, обновливите извори (сонце, ветер и биомаса) треба да бидат меѓу приоритетните опции.

Прогноза на потрошувачката на енергија во индустријата за челик и феролегури

Се претпоставува дека кризниот период ќе се надмине во 2010 година и од наредната да почне сериозно зголемување на активностите на оваа индустрија (слика 5.1.1.3 и слика 5.1.1.4). Најниското ниво од околу 3570 GWh (307 ktoe) се очекува во 2010, а натамошниот годишен раст се проценува во рамките меѓу 3,1 и 3,7% .



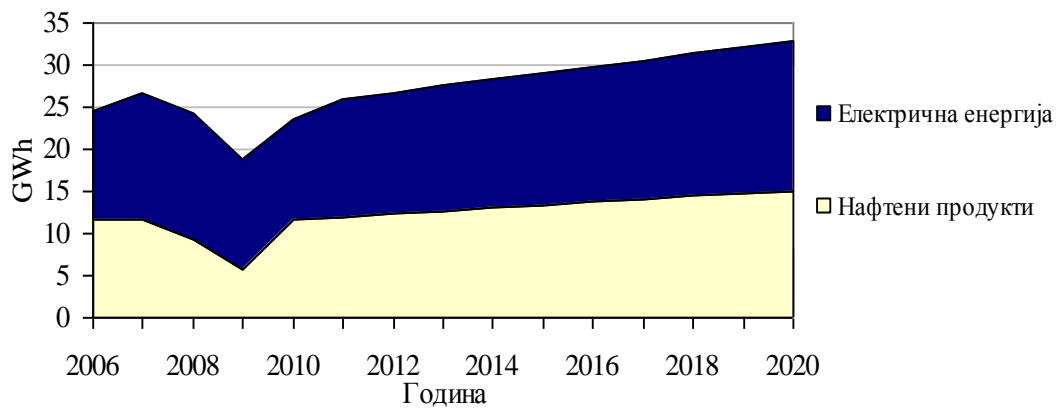
Слика 5.1.1.3. Потрошувачка на енергија во индустријата за челик и феролегури до 2020 година според основното сценарио



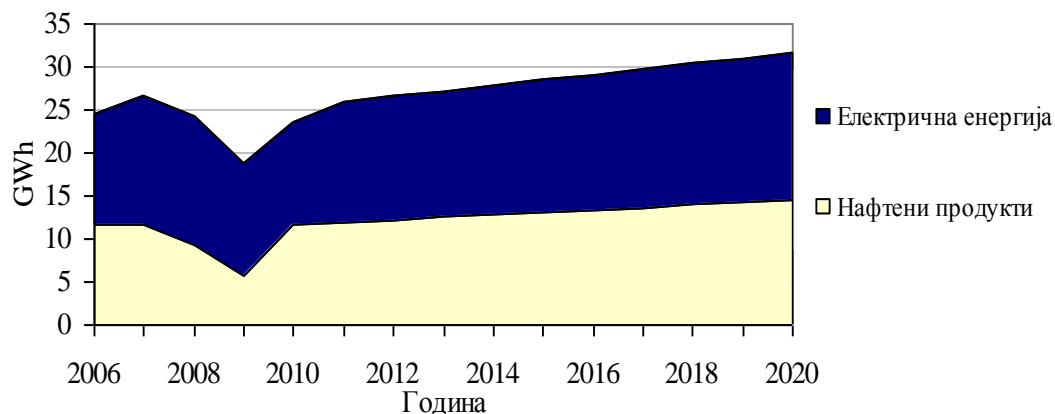
Слика 5.1.1.4. Потрошувачка на енергија во индустријата за челик и феролегури до 2020 година според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност

Прогноза на потрошувачката на енергија во индустријата на обоени метали

Индустријата на обоени метали останува без особено влијание врз вкупните потреби од енергија во наредниот период (слика 5.1.1.5 и слика 5.1.1.6). Меѓутоа, секој нов капацитет ќе значи сериозно нарушување на претпоставките бидејќи во моментот во Македонија нема ниту еден капацитет од примарното производство на обоени метали.



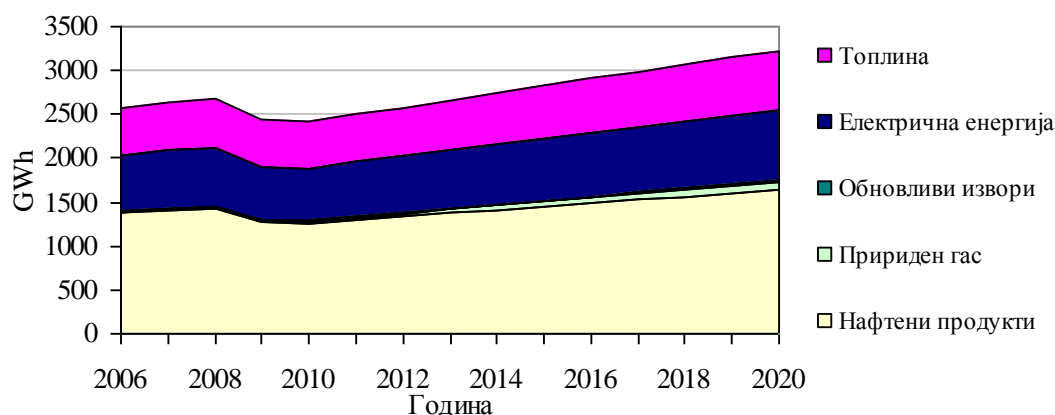
Слика 5.1.1.5. Потрошувачка на енергија во индустријата на обоени метали до 2020 година според основното сценарио



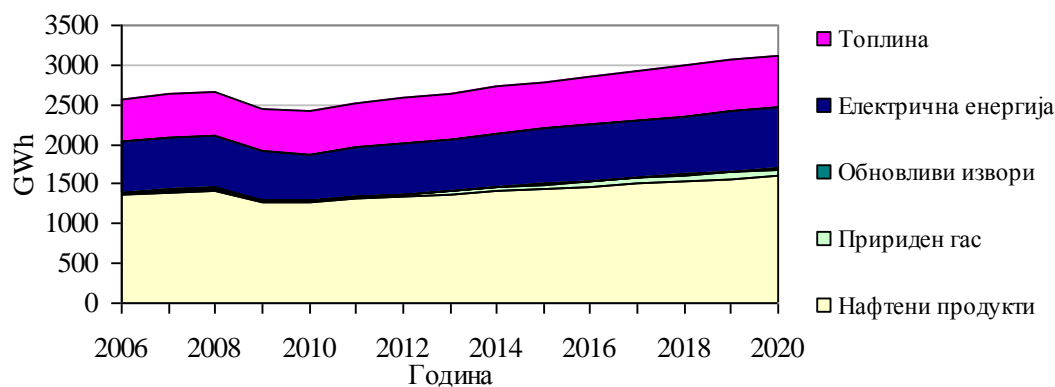
Слика 5.1.1.6. Потрошувачка на енергија во индустријата на обоени метали до 2020 година според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност

Прогноза на потрошувачката на енергија во останатата индустрија

Во индустријата на Македонија без металургијата, релативно голема е потрошувачката на електрична енергија (слика 5.1.1.7 и слика 5.1.1.8).



Слика 5.1.1.7. Потрошувачка на енергија во останатата индустрија до 2020 година според основното сценарио



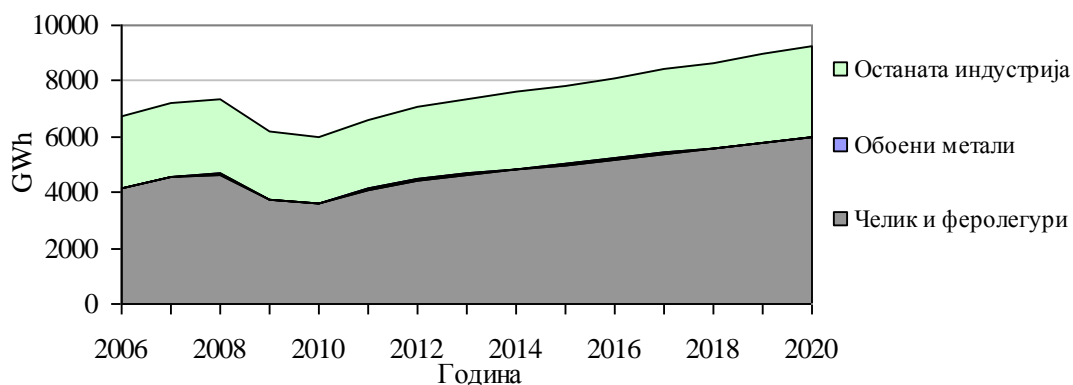
Слика 5.1.1.8. Потрошувачка на енергија во останатата индустрија до 2020 година според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност

Особено интензивна потрошувачка имаат неметалите, рударството и индустријата за храна и цигари. Без изградба на солидна мрежа за транспорт и дистрибуција на природен гас, овој тренд и натаму ќе се задржи. Пад на потрошувачката на електрична енергија се очекува само поради привремен застој во рударството.

Вкупна потрошувачка на енергија во индустријата

Основно сценарио

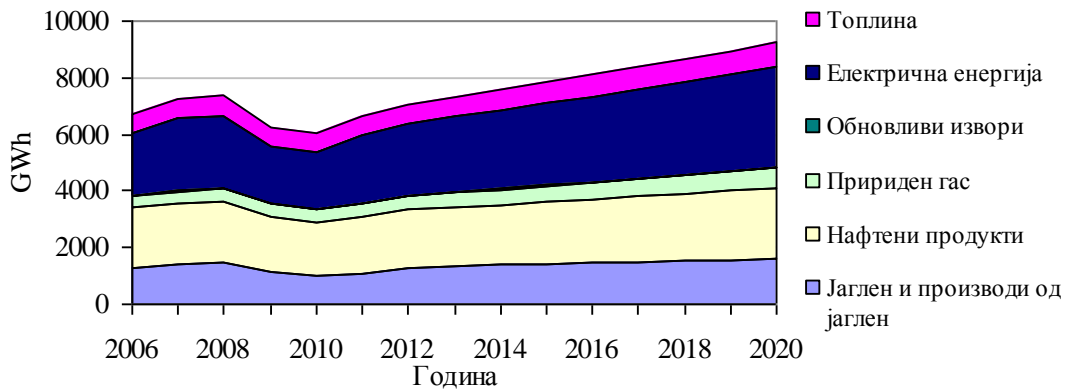
Потрошувачката на енергија по потсектори и енергенти е дадена во табела 5.1.1.3 и прикажана на слика 5.1.1.9 и на слика 5.1.1.10.



Слика 5.1.1.9. Потрошувачка на енергија во индустријата до 2020 година по потсектори, според основното сценарио

Табела 5.1.1.3. Вкупни потреби од енергија во индустрискиот сектор според основното сценарио (GWh)

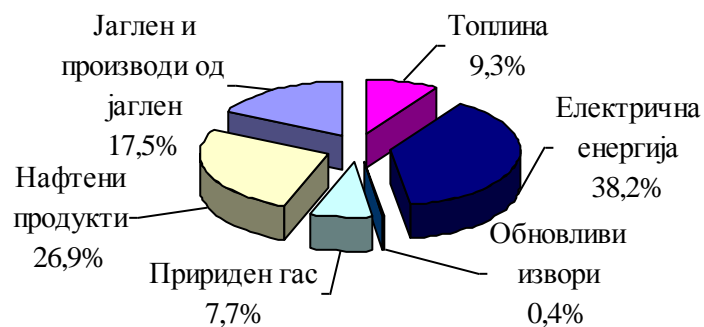
		GWh															%	
		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	П1	П2
Индустриска за челик и феролегури (ИЧФ)	Електрична енергија	1574	1855	1891	1343	1377	1750	1865	1973	2070	2179	2288	2397	2494	2602	2711	3,96	72,24
	Топлина	123	128	132	128	125	131	134	138	142	146	150	154	158	162	166	2,17	35,05
	Јаглен и произ. од јаглен	1279	1396	1454	1163	989	1105	1303	1342	1381	1420	1459	1498	1537	1576	1615	1,68	26,25
	Нафтени продукти	744	768	756	675	640	659	678	697	716	736	755	774	793	812	832	0,79	11,72
	Пририден гас	372	383	394	406	417	429	446	457	470	486	503	532	560	589	617	3,68	65,90
	Биомаса	31	33	29	27	27	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	-0,74	-9,91
	ВКУПНО (ИЧФ)	4123	4563	4656	3741	3574	4102	4454	4636	4807	4995	5183	5382	5570	5769	5969	2,68	44,75
Инд. за обоени метали (ИОМ)	Електрична енергија	13	15	15	13	12	14	14	15	15	16	16	17	17	17	18	2,26	36,77
	Нафтени продукти	12	12	9	6	12	12	12	13	13	13	14	14	14	15	15	1,89	30,00
	ВКУПНО (ИОМ)	25	27	24	19	24	26	27	28	28	29	30	31	31	32	33	2,09	33,57
Останата индустрија (ОИ)	Електрична енергија	634	660	663	606	588	626	645	664	682	701	720	739	757	776	795	1,63	25,40
	Топлина	535	549	555	539	537	544	560	576	592	608	624	641	657	673	689	1,83	28,87
	Нафтени продукти	1372	1399	1426	1275	1262	1300	1338	1375	1413	1451	1489	1527	1565	1603	1640	1,28	19,53
	Пририден гас	21	22	22	23	23	24	31	43	54	60	67	73	79	86	92	11,16	339,56
	Биомаса	7	7	7	6	6	6	8	8	10	10	10	10	11	11	12	3,98	72,71
	ВКУПНО (ОИ)	2569	2637	2673	2449	2417	2500	2580	2666	2751	2831	2910	2989	3069	3148	3228	1,65	25,67
Вкупно Индустриска	Електрична енергија	2221	2530	2569	1962	1977	2390	2524	2652	2768	2896	3024	3152	3268	3396	3524	3,4	58,7
	Топлина	658	677	687	667	662	674	694	714	734	755	775	795	815	835	855	1,9	30,0
	Јаглен	1279	1396	1454	1163	989	1105	1303	1342	1381	1420	1459	1498	1537	1576	1615	1,7	26,3
	Нафтени продукти	2128	2178	2191	1955	1913	1971	2028	2085	2143	2200	2257	2315	2372	2430	2487	1,1	16,9
	Природен гас	393	405	417	428	440	454	477	500	523	547	570	605	640	675	709	4,3	80,5
	Биомаса	38	41	36	33	33	34	35	36	37	38	38	38	38	39	39	0,3	4,8
ВКУПНО (Индустриска)	6717	7226	7354	6209	6015	6627	7061	7329	7586	7855	8123	8402	8670	8950	9230	2,30	37,42	



Слика 5.1.1.10. Потрошувачка на енергија во индустријата до 2020 година по енергенти, според основното сценарио

Според основното сценарио, употребата на енергија во индустријата, во периодот 2006 – 2020, ќе порасне за 37,42% и во 2020 година ќе изнесува 9230 GWh (794 ktoe). Просечната годишна стапка на раст на потрошувачката на енергија во анализираниот период изнесува 2,3%. Карактеристично е тоа што степенот на пораст во црната металургија е поголем (2,68%), кај обоената металургија речиси идентичен (2,09%), додека во останатите гранки забележително помал од просекот (1,65%). Во пресметките земено е предвид влијанието на очекуваната рецесија во текот на 2009 година, при што се очекува значаен пад на индустриското производство, а со тоа и на потрошувачката на енергија во производниот сектор. По излегувањето од кризниот период, после 2012 година, се очекува релативно рамномерен годишен пораст на потребите од енергија за овој сектор со просечна стапка од 3,1 – 3,8%.

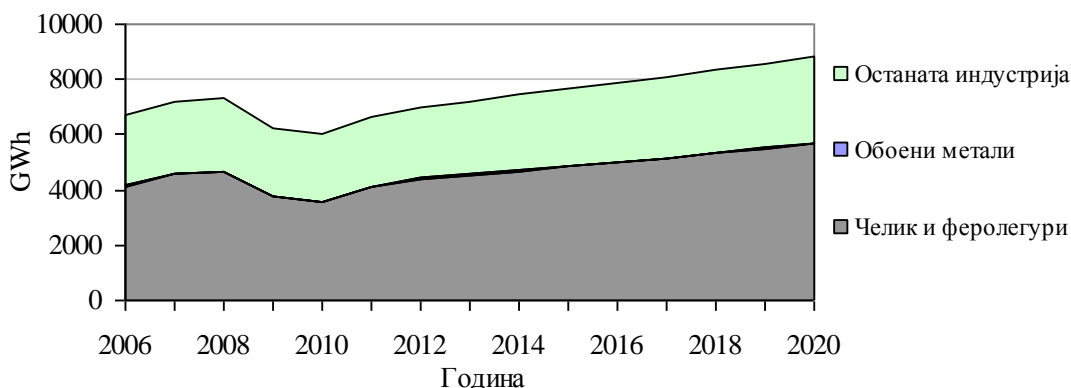
Застапеноста на енергентите во индустријата во 2020 година е прикажана на слика 5.1.1.11. Според основното сценарио, во 2020 година најзастапени ќе бидат електричната енергија и нафтени производи со 38% и 27% респективно. Следат, јагленот со 17,5%, природниот гас со близу 8%, топлината со околу 9% и обновливите извори со помалку од 1%.



Слика 5.1.1.11. Процентуална застапеност на енергентите во индустријата во 2020 година според основното сценарио

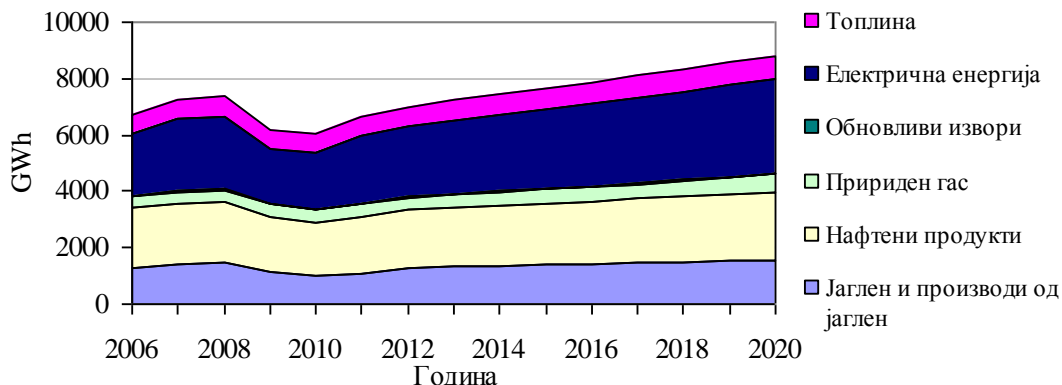
Сценарио со засилени мерки за енергетска ефикасност

Потрошувачката на енергија според ова сценарио е дадена во табела 5.1.1.4, на слика 5.1.1.12 и на слика 5.1.1.13.



Слика 5.1.1.12. Потрошувачка на енергија во индустријата до 2020 година според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност

Потрошувачката на енергенти според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност е прикажана на слика 5.1.1.13.



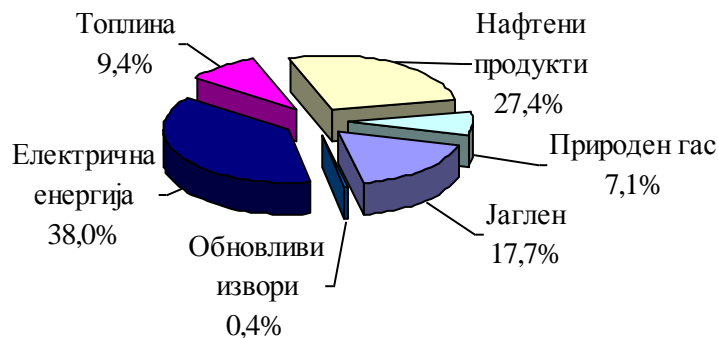
Слика 5.1.1.13. Потрошувачка на енергија во индустријата до 2020 година по енергенти, според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност

Според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност, употребата на енергија во индустријата, во периодот 2006 – 2020, ќе порасне за 31,2% и во 2020 година ќе изнесува 8814 GWh (758 ktce) што е за 416 GWh (36 ktce) помалку од предвидената потрошувачка во основното сценарио. Просечната годишна стапка на раст на потрошувачката на енергија во анализираниот период изнесува 1,96%. Просечната годишна стапка на раст во црната металургија е (2,28%), кај обоената металургија (1,82%) и кај останатите гранки (1,42%). Во пресметките земено е предвид влијанието на очекуваната рецесија во текот на 2009 година. По излегувањето од кризниот период, во текот на 2013 – 2020 година, се очекува релативно рамномерен годишен пораст на потребите од енергија за овој сектор со просечна стапка од 2,8 – 3,1%.

Застапеноста на енергентите во индустријата во 2020 година, според ова сценарио е прикажана на слика 5.1.1.14.

Табела 5.1.1.4. Вкупни потреби од енергија во индустрискиот сектор според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност (GWh)

		GWh														%		
		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	П1	П2
Индустрija за челик и феролегури (ИЧФ)	Електрична енергија	1574	1855	1891	1343	1377	1750	1841	1931	2022	2112	2203	2294	2384	2475	2565	3,55	62,99
	Топлина	123	128	132	128	125	131	134	137	140	144	147	150	153	157	160	1,91	30,26
	Јаглен и произ. од јаглен	1279	1396	1454	1163	989	1105	1303	1335	1368	1400	1433	1465	1498	1531	1563	1,44	22,18
	Нафтени продукти	744	768	756	675	640	656	672	688	704	720	736	752	768	784	800	0,51	7,42
	Природен гас	372	381	391	400	409	419	429	435	429	432	438	453	481	510	539	2,68	44,81
	Биомаса	31	33	29	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	-0,89	-11,71
	ВКУПНО (ИЧФ)	4123	4561	4653	3736	3567	4087	4405	4553	4690	4835	4983	5140	5312	5483	5654	2,28	37,12
Инд. за обоени метали (ИОМ)	Електрична енергија	13	15	15	13	12	14	14	15	15	15	16	16	16	17	17	2,00	31,92
	Нафтени продукти	12	12	9	6	12	12	12	13	13	13	13	14	14	14	15	1,61	25,00
	ВКУПНО (ИОМ)	25	27	24	19	24	26	27	27	28	28	29	30	30	31	32	1,82	28,65
Останата индустрија (ОИ)	Електрична енергија	634	660	663	606	588	626	642	657	673	689	704	720	736	751	767	1,37	20,95
	Топлина	535	549	555	539	537	544	557	571	584	598	611	624	638	651	665	1,57	24,35
	Нафтени продукти	1372	1399	1426	1275	1262	1316	1347	1378	1409	1440	1471	1503	1534	1566	1597	1,09	16,36
	Природен гас	21	21	22	23	23	24	24	30	48	56	62	71	77	83	89	10,90	325,56
	Биомаса	7	7	7	6	6	7	7	8	9	9	10	10	10	10	11	3,44	60,49
	ВКУПНО (ОИ)	2569	2637	2673	2448	2417	2516	2577	2644	2722	2792	2859	2928	2995	3061	3128	1,42	21,79
Вкупно Индустрija	Електрична енергија	2221	2530	2569	1962	1977	2390	2497	2603	2710	2816	2923	3030	3136	3243	3349	3,0	50,8
	Топлина	657	677	687	667	662	674	691	708	724	741	758	775	791	808	825	1,6	25,5
	Јаглен	1279	1396	1454	1163	989	1105	1303	1335	1368	1400	1433	1465	1498	1531	1563	1,4	22,2
	Нафтени продукти	2128	2178	2191	1955	1913	1984	2031	2078	2125	2173	2220	2268	2316	2363	2411	0,9	13,3
	Природен гас	393	403	413	423	432	442	454	465	477	488	500	523	558	593	628	3,4	59,8
	Биомаса	38	41	36	33	34	34	34	35	36	37	37	37	37	38	38	0,1	1,1
ВКУПНО (Индустрija)		6717	7224	7350	6203	6007	6629	7009	7224	7440	7655	7871	8098	8337	8575	8814	1,96	31,23



Слика 5.1.1.14. Процентуална застапеност на енергентите во индустријата во 2020 година според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност

Како што може да се забележи од слика 5.1.1.24, во 2020 година најзастапена ќе биде електричната енергија со 38%. Следат нафтените продукти со 27%, јагленот со близу 18%, природниот гас со 7% и топлината со нешто повеќе од 9%. Обновливите извори на енергија ќе бидат застапени со помалку од 1%.

Оваа слика е доста блиска на застапеноста на енергентите кај развиените европски земји во 2006 година, со тоа што кај нив е повисока застапеноста на природниот гас на сметка на топлината. Кај нив електричната енергија е застапена со 32,4%, нафтените продукти и природниот гас заедно со 43%, јагленот и биомасата заедно со 18%, топлината со 5%, сончевата енергија и геотермалната заедно со помалку од 0,1%.

5.1.2. Домаќинства

Со учество од 29% во вкупната потрошувачка на финалната енергија во 2006 година (слика 4.4.2), домаќинствата се наоѓаат веднаш до индустријата, која е најголем потрошувач на финална енергија (34%) во Македонија.

За определување на нивото на потрошувачка на енергија во домаќинствата до 2020 година како базна е усвоена потрошувачката на енергија во 2006 година. Одредени статистички податоци потребни за анализите за проценка на трендот на потрошувачката се засноваат на последниот попис спроведен во 2002 година.

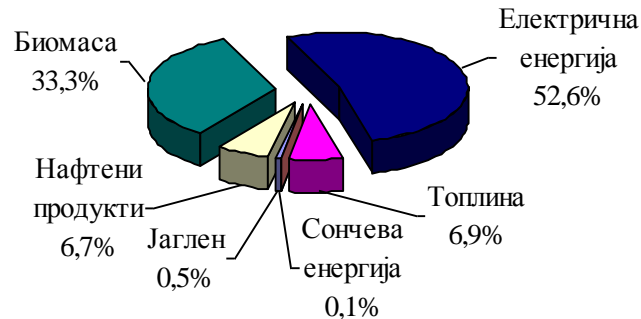
Потрошувачката на енергија во домаќинствата во Македонија, според официјалните статистички податоци во периодот од 1996 до 2006 година расте со просечна стапка од 0,47% годишно⁵⁶. Меѓутоа, ако се земе предвид неевидентираниот потрошувачка на дрво за огрев како и неевидентираниот потрошувачка на електрична енергија порастот на потрошувачката на енергија во домаќинствата се проценува до ниво од близу 2% годишно. Во анализираниот 10 годишен период видливи се следните трендови на годишен пораст на потрошувачката на енергија во домаќинствата: биомаса 0,8%, електрична енергија 2,8%, нафтени продукти 0,5%, топлина од топлификациски системи 4,2% и јаглен -9,3%⁵⁷.

Ако се земе предвид и нерегистрираната потрошувачка на биомаса и електрична енергија како и користењето на сончевата енергија во износ од 7,4 GWh за 2006 година, која исто така не е регистрирана во податоците на IEA,

⁵⁶ © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

⁵⁷ Податоците од МАЕ се корегирани за неевидентираниот потрошувачка на биомаса и електрична енергија

процентуалното учество на енергентите се менува за извесен износ во однос на прикажаната на слика 4.4.2.4. Потрошувачката на електричната енергија учествува со нешто помалку од 53% (слика 5.1.2.1), следи биомасата со околу 33%, топлината и нафтните продукти учествуваат со по близу 7%, јагленот со 0,5% и сончевата енергија со 0,1%.



Слика 5.1.2.1. Учество на енергентите во домаќинствата во 2006 година со вклучување на неевидентираниот потрошувачка

За проценка на потребната енергија во наредниот период извршена е анализа на потрошувачката на енергија во домаќинствата по намена. Просечно семејство, 57% од енергијата троши за греење, 25% за апаратите (шпорет, ладилник, правосмукалка, перални, климатизер, вентилатори, телевизор, компјутер и сл.) и за јавно осветлување, 11% за санитарна вода и 7% за осветлување. Како највисока, посебно е анализирана потрошувачката на енергија за греење во домаќинствата. За добивање на енергијата за греење на домаќинствата најмногу се користи биомасата со учество од 76% од енергијата потрошена за греење, следат електричната енергија со учество од 16,8%, топлината со учество од 5,4% и останати со учество од 1,8%⁵⁸. Потрошувачката на електрична енергија за загревање на домаќинствата изнесува околу 18% од вкупната потрошувачка на електрична енергија во домаќинствата.

Во анализата е земено предвид дека нето личниот доход во последните седум години се зголемува со просечна годишна стапка од 4,95% но во исто време се зголемуваат и трошоците за живот со стапка од 3,41%. Според статистичките податоците од последните 6 години, во едно просечно домаќинство, откако ќе се покријат трошоците за просечна потрошувачка кошница, од просечна плата останува само 15-25% за останатите трошоци. Во апсолутен износ тоа е околу 3000 денари.

Годишниот пораст на изградба на нови станови во истиот период е 5,25%.

Просечната годишна стапка на пораст на населението за периодот од 1994 до 2002 година изнесува 0,48%. Меѓутоа, во последните години опаѓа стапката на пораст на населението. Според демографските истражувања во Обединетите нации⁵⁹ населението во Македонија ќе се смалува од 2,036 милиони во 2006 година на 2,025 милиони во 2020 година и 1,966 милиони во 2030 година.

Во анализите се земени следните фактори кои влијаат на потрошувачката на енергија во домаќинствата:

- цената на енергијата,

⁵⁸ Ramboll/EBRD, 2006

⁵⁹ Population Division of the Department of Economic and Social Affairs of the United Nations Secretariat, World Population Prospects: The 2006 Revision and World Urbanization Prospects: The 2005 Revision, <http://esa.un.org/unpp>

- стандардот на жителите,
- бројот на изградени станови,
- бројот на жители и бројот на фамилии,
- набавната цена на апаратите за домаќинствата со повисока ефикасност,
- мерките (законски и подзаконски акти, обуки, пропаганди) за подобрување на енергетската ефикасност, особено на апаратите за домаќинство и на становите,
- автоматската контрола на потрошувачката на енергија.

Земајќи ги предвид наведените елементи направени се две сценарија за потрошувачката на енергија во домаќинствата до 2020 година:

- основно сценарио, кое го следи растот на потрошувачката на енергија во домаќинствата во изминатиот период намален за веќе превземените мерки за енергетска ефикасност и очекуваното темпо на приближување на цената на електричната енергија до пазарната вредност, и
- сценарио со зајакнати мерки на енергетска ефикасност во домаќинствата.

Основно сценарио

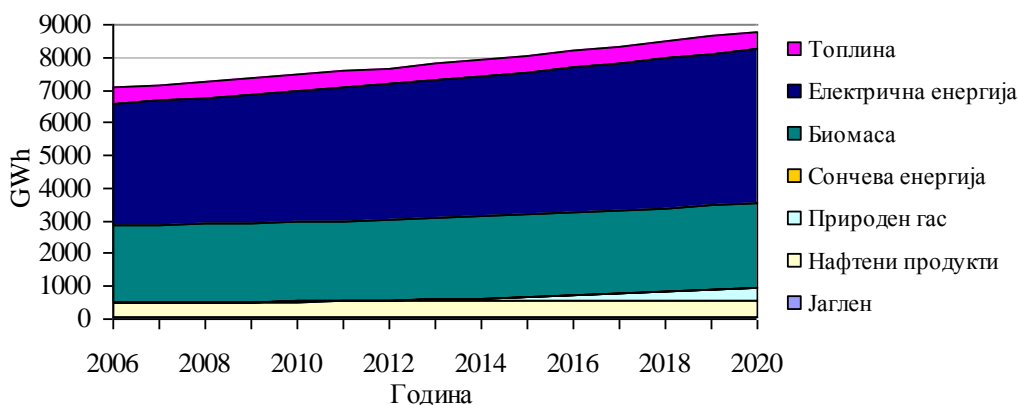
Според основното сценарио вкупната потрошувачката на енергија во домаќинствата и потрошувачката на одредени енергенти во периодот до 2020 година ќе се движи според динамиката прикажана во табела 5.1.2.1 и на слика 5.1.2.2. Во базната, 2006 година вклучена е и неидентификуваната потрошувачка на дрва и електрична енергија, затоа што истата и понатака ќе се јавува како потрошувачка само што постепено ќе преминува во евидентирана потрошувачка. Предвидувањата во основното сценарио се спроведени според потрошувачката во изминатиот период, напред наведените елементи и анализи и според споредбената анализа на потрошувачката во домаќинствата во Македонија изложена во поглавје 4.4.2.

Табела 5.1.2.1. Прогноза на потрошувачката на енергија во домаќинствата - основно сценарио (GWh)⁶⁰

	GWh															%	
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	П1	П2
Јаглен	35	35	36	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	47	49	2,43	40,00
Нафтени пр.	477	481	485	489	493	497	501	505	510	515	520	525	530	535	540	0,89	13,21
Биомаса	2354	2371	2388	2405	2422	2439	2456	2473	2490	2507	2524	2541	2559	2577	2595	0,70	10,24
Електрична	3721	3792	3863	3934	4006	4078	4150	4222	4294	4366	4438	4510	4582	4654	4726	1,72	27,01
Топлина	485	487	482	482	484	487	489	492	496	500	504	508	512	516	520	0,50	7,22
Природен гас	0	0	0	4	16	28	40	64	90	120	160	205	254	304	354	0	0
Сончева	7	8	9	10	11	13	16	19	23	27	32	37	43	49	55	15,86	
ВКУПНО	7079	7174	7263	7360	7469	7580	7691	7815	7944	8077	8221	8370	8525	8682	8839	1,60	24,86

⁶⁰Во потрошувачката на енергија за 2006 година земена е предвид и нерегистрираната потрошувачка на биомаса и електрична енергија како и сончевата енергија која исто така не е регистрирана во податоците на IEA

Потрошувачката на вкупната енергија во домаќинствата според основното сценарио ќе расте со стапка од 1,6%, или вкупно за периодот 2006 – 2020 година за 25% и во 2020 година ќе изнесува 8839 GWh (760 ktOE). Потрошувачката на електричната енергија ќе расте со стапка од 1,72%, или вкупно за периодот 2006 – 2020 година за 27% и во 2020 година ќе изнесува 4726 GWh (406 ktOE).



Слика 5.1.2.2. Потрошувачка на енергија во домаќинствата според основното сценарио

Потрошувачката на биомасата расте со стапка од 0,7% и во 2020 година ќе биде поголема за 10% во однос на потрошувачката во 2006 година и ќе изнесува 2595 GWh (223 ktOE).

Потрошувачката на нафтени производи според ова сценарио благо ќе расте, со стапка од 0,9%. Со износ од 540 GWh (46 ktOE) во 2020 година, ќе биде за 13% повисока од потрошувачката на нафтени производи во 2006 година.

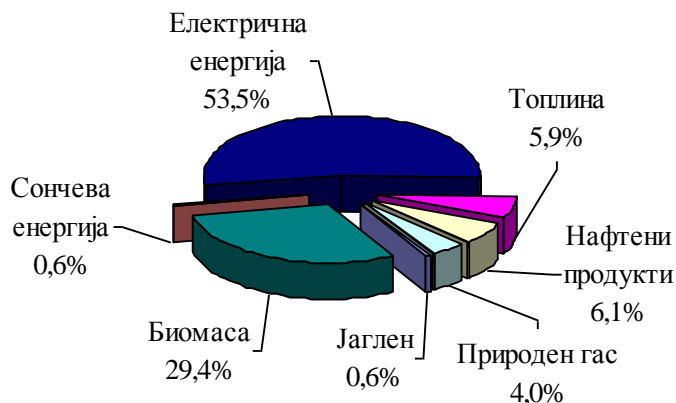
Во анализираниот период се очекува мал пораст на потрошувачката на топлина во домаќинствата. Во Скопје веќе е покриено околу 90% од конзумот кој е економски оправдан за топлификација. Во другите градови во Македонија се предвидува изградба на топлификациони системи само во реони со висока специфична потрошувачка (поголема од 25 MW/km²). Во периодот до 2020 година се предвидува пораст на потрошувачката на топлина од вкупно 7%, или со годишна стапка од 0,5% до износ од 520 GWh (45 ktOE).

До 2020 година во овој сектор се очекува пораст на потрошувачката на јаглен од 40% со стапка од 2,4% годишно како резултат на воведување на поквалитетни, еколошки прифатливи, брикети. Во 2020 година потрошувачката на јаглен ќе изнесува 49 GWh (4,2 ktOE).

Користењето на природниот гас во домаќинствата во 2020 година ќе достигне вредност од 354 GWh (38·10⁶ Nm³, 30 ktOE). Во овој случај предвидено е користење на природниот гас во 25000 домаќинства до 2020 година. При проценката на потребните количини на природен гас, врз основа на техничкото искуство и климатските карактеристики и очекуваните корисници, при што гасот се користи основно за греење, готвење и подготовка на санитарна вода, земена е просечната потрошувачка на ниво од 1500 Nm³ (14 MWh) годишно по домаќинство.

Сончевата енергија и топлинските пумпи, во 2020 година, во овој сектор ќе се користат во вкупен износ од 55 GWh (192 TJ, 4,7 ktOE). Предвидениот пораст на користењето на сончевата енергија значи поставување на 60000 инсталации до 2020 година.

Според основното сценарио, процентуалното учество на електричната енергија во потрошувачката на енергија во домаќинствата во Македонија, и во 2020 година ќе биде доминантно (слика 5.1.2.3), ќе изнесува 53,5% и за околу 1% повисоко од учеството во 2006 година (слика 5.1.2.1).



Слика 5.1.2.3 Учество на енергентите во домаќинствата во 2020 година – основно сценарио

Учеството на биомасата ќе се намали од 33% во 2006 година на 29% во 2020 година. Нафтените продукти во 2020 година ќе учествуваат со 6,1% што претставува намалување за 0,6%. Учеството на топлината ќе се намали во разгледуваниот период од 6,9% на 5,9%. Јагленот останува со приближно исто учество, додека учеството на сончевата енергија се покачува од 0,1 на 0,6% и се појавува природниот гас со учество од 4%.

Сценарио со засилени мерки за енергетска ефикасност

Во второто сценарио се предвидува позасилена реализација на напред наведените мерки за подобрување на енергетската ефикасност во домаќинствата и заштеда на енергија согласно НАПЕЕ.

Во сценариото предвидена е и поширока примена на сончевите системи и природниот гас, што подразбира позасилени мерки за стимулирање на воведувањето на сончевата енергија во домаќинствата и на природниот гас во повеќе градови во Македонија. Во Скопје и Куманово се предвидува релативно брз развој на дистрибутивната мрежа. Се предвидува приклучување на гасоводот на Тетово и Гостивар и одредена изграденост на секундарната мрежа до 2020 година. Се предвидува и изградба на краток кон Велес и Штип.

Се предвидуваат и стимулативни мерки за вградување на геотермални топлински пумпи како потенцијални системи за затоплување на индивидуални станбени згради, заради малата потрошувачка на енергија.

Потрошувачката на енергија во новите градежни објекти, во согласност со правилникот за енергетска ефикасност на градежни објекти, ќе биде сведена на половина, споредена со денешните вредности.

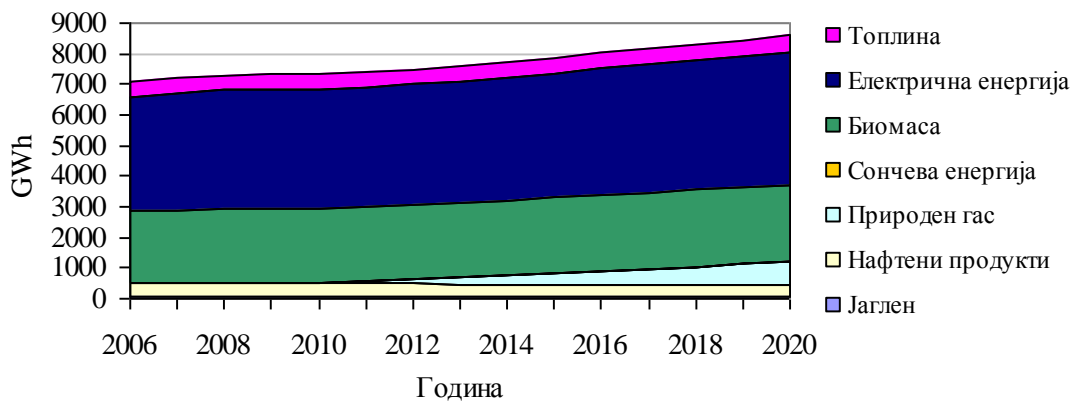
Сите овие мерки би довеле до намалување на учеството на електричната енергија во домаќинствата.

Во ова сценарио земена е предвид и глобалната енергетска криза која ќе има влијание и на животниот стандард во Македонија, со истовремено неминовно покачување на цената на електричната енергија.

Според ова сценарио, примената на мерките за енергетска ефикасност и брзото воведување на природниот гас и сончевата енергија, ќе доведат до потрошувачка на енергија прикажана на табела 5.1.2.2 и слика 5.1.2.4.

Табела 5.1.2.2. Потрошувачка на енергија во домаќинствата при засилени мерки за енергетска ефикасност (GWh)⁶¹

	GWh															%	
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	П1	П2
Јаглен	35	35	36	36	37	38	38	38	38	38	38	38	38	38	37	0,40	5,71
Нафтени прод.	477	488	483	478	469	454	441	428	419	411	405	398	392	387	381	-1,59	-20,1
Биомаса	2354	2373	2396	2407	2419	2442	2454	2466	2477	2489	2500	2500	2500	2500	2491	0,40	5,82
Електрична	3721	3804	3888	3901	3908	3919	3943	3977	4012	4071	4129	4187	4245	4303	4361	1,14	17,21
Топлина	486	487	482	482	484	487	489	492	496	500	504	508	512	516	520	0,48	7,00
Природен гас	0	0	0	5	24	68	130	205	280	355	443	530	618	705	793		
Сончева	7	8	11	14	17	20	23	26	30	36	42	50	60	70	81	19,11	
ВКУПНО	7080	7195	7296	7323	7358	7429	7518	7632	7753	7899	8061	8211	8365	8520	8664	1,45	22,38



Слика 5.1.2.4. Потрошувачка на енергија во домаќинствата при засилени мерки на енергетска ефикасност

Потрошувачката на вкупната енергија во домаќинствата според ова сценарио ќе расте со годишна стапка од 1,45%, или вкупно, за периодот 2006 – 2020 година, за 22% и во 2020 година ќе изнесува 8664 GWh (745 ktce).

Потрошувачката на електричната енергија ќе расте со стапка од 1,14%, или вкупно за периодот 2006 – 2020 година за 17,21% и во 2020 година ќе изнесува 4361 GWh (375 ktce).

Потрошувачката на биомасата ќе расте со стапка од 0,4% и во 2020 година ќе биде поголема за 5,8% во однос на потрошувачката во 2006 година и ќе изнесува 2491 GWh (214 ktce).

Потрошувачката на нафтени продукти според ова сценарио ќе опаѓа, со стапка од -1,6%. Со износ од 381 GWh (33 ktce), ќе биде за 20% пониска од потрошувачката на нафтени продукти во 2006 година.

⁶¹ Во потрошувачката на енергија за 2006 година земена е предвид и нерегистрираната потрошувачка на биомаса и електрична енергија како и сончевата енергија која исто така не е регистрирана во податоците на IEA

Во анализираниот период се очекува мал пораст на потрошувачката на топлина, од вкупно 7%, или со годишна стапка од близу 0,5% до износ од 520 GWh (45 ktce) во 2020 година.

До 2020 година во овој сектор се очекува пораст на потрошувачката на јаглен од 5,7% со стапка од 0,4% годишно. Во 2020 година потрошувачката на јаглен ќе изнесува 37 GWh (3,2 ktce).

Природниот гас во 2020 година ќе се користи во 56000 домаќинства во износ од 793 GWh ($85 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3$, 68 ktce).

Сончевата енергија и топлинските пумпи во 2020 година ќе се користат во 90000 домаќинства, во вкупен износ од 81 GWh (292 TJ, 7 ktce).

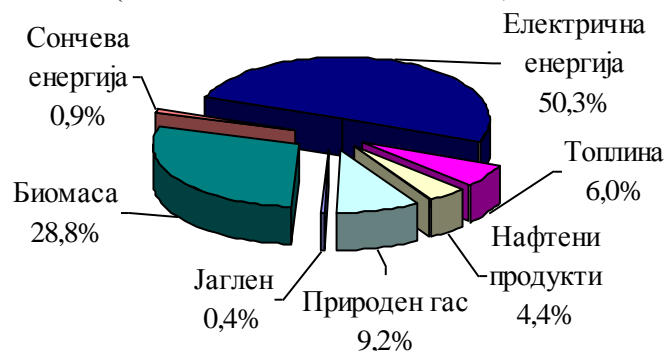
Потрошувачката на енергија според ова сценарио во 2020 година ќе биде помала за 175 GWh (15 ktce) од онаа во основното сценарио.

Потрошувачката на електричната енергија според ова сценарио е помала од потрошувачката во основното сценарио за 365 GWh (31 ktce) поради поголемото учество на природниот гас и сончевата енергија, подобрената термичка изолација на станбените објекти и користење сијалици и куќни апарати со повисока ефикасност. И покрај наведените мерки, поради порастот на стандардот на населението, потрошувачката на електричната енергија во домаќинствата, според ова сценарио, во периодот до 2020 година ќе расте, меѓутоа, со просечна годишна стапка од само 1,14%.

Во ова сценарио предвидено е да се постават инсталации за сончева енергија на 90000 локации (станбени објекти).

Се предвидува дека близу 57000 домаќинства ќе се приклучат на системот за снабдување со природен гас, кој ќе се користи за греење, подготовка на санитарна вода и готвење.

Според ова сценарио потрошувачката на електрична енергија во вкупната потрошувачка на енергија во домаќинствата ќе се намали од 52,6% во 2006 година на 50,3% во 2020 година (слика 5.1.2.1 и слика 5.1.2.5).



Слика 5.1.2.5. Учество на енергентите во домаќинствата во 2020 година според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност

Учеството на биомасата исто така ќе се намали во наведениот период, и тоа, од 33,3% на 28,8%. И процентуалното учество на нафтните продукти ќе се намали, од 6,7% на 4,4%, како и топлината од 6,9% на 6%. Учеството на јагленот е мало, околу 0,4%. Во 2020 година природниот гас ќе учествува во потрошувачката на енергија во домаќинствата со близу 9% и сончевата енергија со околу 1%.

5.1.3. Комерцијален и услужен сектор

Комерцијалниот и услужен сектор учествува со 13% во вкупната потрошувачка на финална енергија во Македонија во 2006 година. Во потрошувачката на енергија во овој сектор главно учество имаат електричната енергија со 43% и нафтените продукти (масло за ложење т.е. Д2 гориво, мазут и ТНГ) со близу 42% од вкупната потрошувачка на енергија во секторот во 2006 година (слика 4.4.3.4). Потрошувачката на електричната енергија во овој сектор непрекинато расте во анализираниот период. Потрошувачката на топлина е прилично константна по апсолутен износ и во 2006 година е на ниво од 9%. Учеството на другите енергенти е мало, биомасата учествува со 3,6%, јагленот со 1,8% и геотермалната енергија и природниот гас со по 0,4%.

Кај развиените европски земји е исто така највисока потрошувачката на електрична енергија во секторот со учество од 48% во 2006 год. Кај нив природниот гас и нафтените продукти заедно учествуваат со 46% во потрошувачката на енергија во овој сектор, со тоа што нивното релативно учество се менува во корист на природниот гас.

Основно сценарио

Промената на потрошувачката на енергија во овој сектор тешко може да се согледа од расположливите статистички податоци кои се неконзистентно обработувани (слика 4.4.3.1). Меѓутоа, евидентна е одредена стагнација на потрошувачката на енергија во овој сектор во последните неколку години. Одредени сегменти од овој сектор, како што се јавната администрација, образованието и здравството не се очекува да растат со висока стапка, а покрај тоа, кај нив има голем простор за подобрување на енергетската ефикасност. Не се очекува поинтензивна изградба на објекти во овие потсектори ниту на централно ниту на локално (општинско) ниво. Поголем раст може да се очекува кај хотелиерството, трговијата на големо и мало и финансискиот сектор, меѓу кои позначаен потрошувач на енергија е само хотелиерството.

Врз основа на споредбената анализа, во основното сценарио утврдена е стапка на раст на потрошувачката на енергија во комерцијалниот и услужен сектор од 2,4% годишно. Со ваква стапка на раст, потрошувачката на енергија во овој сектор се зголемува за 39% до 2020 година. Порастот на потрошувачката на енергија во комерцијалниот и услужен сектор според основното сценарио е прикажан во табела 5.1.3.1 и на слика 5.1.3.1. При тоа, поедините енергенти кои учествуваат во задоволувањето на потребите учествуваат со различни проценти и со различна динамика на пораст. Порастот на поедините енергенти е во насока на постепено реконструирање на нивното учество кон она од поразвиените европски земји.

Потрошувачката на електричната енергија ќе расте со стапка од 3%, или вкупно за периодот 2006 – 2020 година за 52% и во 2020 година ќе изнесува 1720 GWh (148 ktOE).

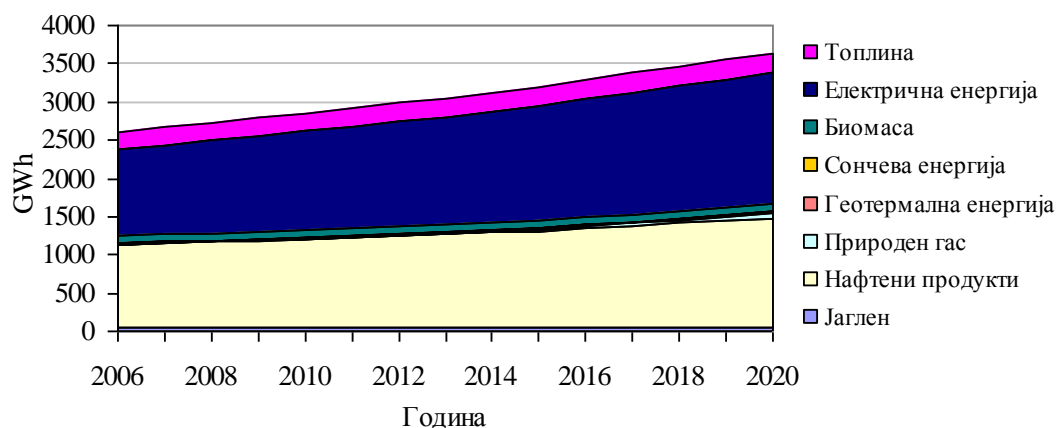
Потрошувачката на нафтените продукти ќе расте со просечна стапка од близу 2%. Со износ од 1425 GWh (122 ktOE), ќе биде за 32% повисока од потрошувачката на нафтени продукти во 2006 година.

До 2020 година во овој сектор не се очекува позначителна промена на потрошувачката на јаглен и биомаса. Се очекува и мал пораст на геотермалната енергија, за 2 GWh (7,2 TJ; 0,2 ktOE) и мал пораст на потрошувачката на топлина, од 20 GWh (72 TJ; 1,7 ktOE), односно за вкупно 9% од 2006 до 2020 година.

Во анализираниот период природниот гас ќе го зголеми своето учество во овој сектор до 76 GWh ($8 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3$, 6,53 ktoe). Сончевата енергија и топлинските пумпи во 2020 година ќе се користат во овој сектор во вкупен износ од 5 GWh.

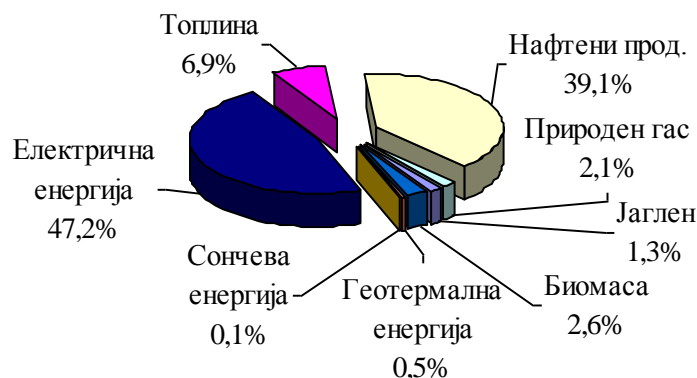
Табела 5.1.3.1. Учество на енергентите во комерцијалниот и услужен сектор – основно сценарио (GWh)

	GWh															%	
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	П1	П2
Јаглен	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	0	0
Нафтени прод.	1082	1100	1120	1140	1160	1180	1200	1220	1245	1260	1305	1334	1365	1395	1425	1,99	31,7
Биомаса	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	0	0
Електрична	1129	1170	1210	1250	1290	1330	1370	1415	1460	1505	1550	1595	1640	1680	1720	3,05	52,4
Топлина	233	235	237	239	241	243	245	246	247	248	249	250	251	252	253	0,59	8,6
Природен гас	5	5	5	6	6	7	10	12	16	21	27	35	45	59	76	21,46	
Сончева	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	5	5	6,76	
Геотермална	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	18	18	18	19	19	0,80	11,8
ВКУПНО	2610	2672	2734	2797	2859	2923	2988	3056	3131	3197	3296	3379	3466	3553	3641	2,40	39,5



Слика 5.1.3.1. Потрошувачка на енергија во комерцијалниот и услужен сектор според основното сценарио

Застапеноста на енергентите во комерцијалниот и услужен сектор во Македонија во 2020 година според основното сценарио е прикажана на слика 5.1.3.2. Најзастапена е електричната енергија со 47%, следат нафтени производи со 39% и топлината со 7%. Биомасата (2,6%), природниот гас (2,1%), јагленот (1,3%), геотермалната енергија (0,5%) и сончевата енергија со топлинските пумпи (0,1%) заедно сочинуваат помалку од 7% од вкупната потрошувачка на енергија во овој сектор во 2020 год.



Слика 5.1.3.2. Процентуално учество на енергентите во комерцијалниот и услужен сектор во 2020 година - основно сценарио

Сценарио со засилени мерки на енергетска ефикасност

Врз основа на степенот на изграденост на објектите од комерцијалниот сектор, како и очекувањата за инвестирање во наредниот период, реално е да се очекува посмирен пораст на потрошувачка на енергија во овој сектор. Покачувањето на цената на електричната енергија исто така ќе влијае на потрошувачката на енергија пред се преку преземање на поинтензивни мерки за енергетска ефикасност (подобрување на термичката изолација на постојните и новите згради, осветлување со пониска потрошувачка на електрична енергија, развој на свеста дека заштедата на енергија претставува нов извор на енергија и дека државните и локалните буџетски установи треба да бидат пример во штедењето на енергија). Приватниот сектор ќе реагира многу побрзо од чисто економски причини. Вкупната заштеда на енергија и во овој сектор планирана е согласно со НАПЕЕ.

Од овие причини, како реално остварливо е анализирано сценарио со просечна стапка на годишен раст на потрошувачката на енергија до 2020 година од 1,9%. И во овој случај учеството на поединечните енергенти е проектирано во насока во која се движат поразвиените европски земји, со исклучок на природниот гас. Не може да се очекува високо учество на природниот гас во овај сектор до 2020 година поради немање на изградена инфраструктура и навика во користењето на гасот. Развојот на потрошувачката на енергија во комерцијалниот и услужен сектор до 2020 година според ова сценарио е прикажан во табела 5.1.3.2 и на слика 5.1.3.3.

Табела 5.1.3.2. Потрошувачка на енергија во комерцијалниот и услужен сектор – сценарио со енергетска ефикасност (GWh)

	GWh															%	
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	П1	П2
Јаглен	47	47	47	47	47	46	46	45	45	43	43	43	40	40	40	-1,15	-14,9
Нафтени прод.	1082	1082	1087	1097	1107	1122	1140	1158	1176	1194	1212	1230	1248	1268	1288	1,25	19
Биомаса	96	97	97	97	97	97	97	98	98	98	99	99	99	100	100	0,29	4,2
Електрична	1129	1170	1210	1240	1270	1310	1350	1390	1430	1460	1490	1520	1548	1576	1603	2,54	42
Топлина	233	235	238	236	234	232	232	233	234	235	237	239	241	243	245	0,36	5,2
Природен гас	5	5	5	5	6	8	10	15	20	25	35	50	65	80	95	23,41	
Сончева	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	4	5	6	7	8	10,41	
Геотермална	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	18	18	18	19	19	0,80	11,8
ВКУПНО	2611	2655	2703	2742	2781	2835	2895	2959	3023	3075	3138	3204	3265	3333	3398	1,90	30,1

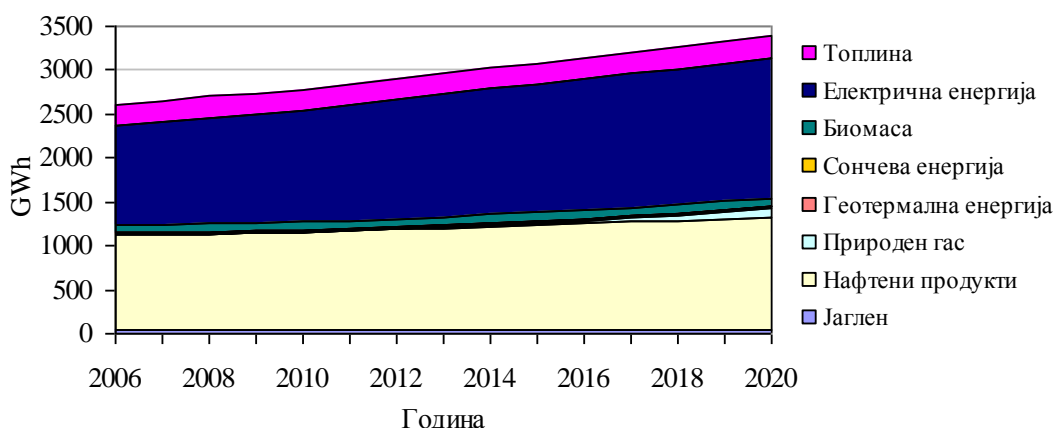
Според сценариото со зголемени мерки за енергетска ефикасност потрошувачката на електричната енергија ќе расте со стапка од 2,54%, или вкупно за периодот 2006 – 2020 година за 42% и во 2020 година ќе изнесува 1603 GWh (138 ktOE), што е за 117 GWh (10 ktOE) помалку од предвидената потрошувачка според основното сценарио.

Потрошувачката на нафтени производи ќе расте со просечна стапка од 1,3%. Со износ од 1288 GWh (111 ktOE), ќе биде за 19% повисока од потрошувачката на нафтени производи во 2006 година.

Во овој сектор не се очекува позначителна промена на биомасата и на геотермалната енергија. Според ова сценарио скромната потрошувачка на јаглен дополнително ќе опадне, од 47 GWh (4 ktOE) во 2006 година, на 40 GWh (3,4 ktOE) во 2020 година.

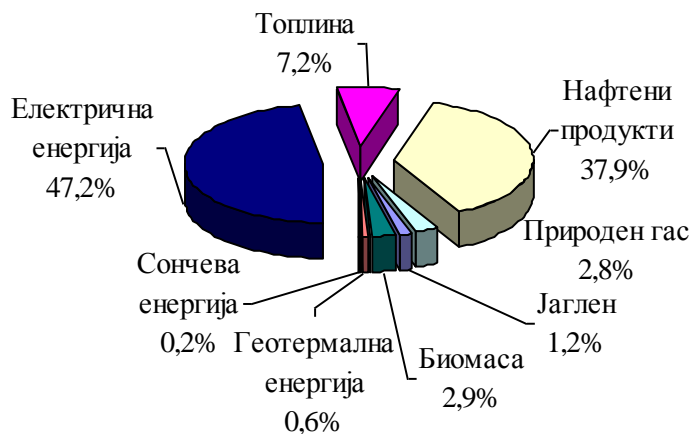
Се предвидува мал пораст и на потрошувачката на топлина, од вкупно 12 GWh (43 TJ; 1,03 ktOE), односно за вкупно 5% од 2006 до 2020 година.

Со ова сценарио се предвидува поголемо учество на природниот гас и сончевата енергија во овој сектор. Во анализираниот период природниот гас ќе го зголеми своето учество до 95 GWh ($10 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3$, 8 ktOE). Сончевата енергија и топлинските пумпи во 2020 година ќе се користат во вкупен износ од 8 GWh (0,7 ktOE).



Слика 5.1.3.3. Потрошувачка на енергија во комерцијалниот и услужен сектор – сценарио со енергетска ефикасност

Застапеноста на енергентите во комерцијалниот и услужен сектор во Македонија во 2020 година според сценариото со засилени мерки на енергетска ефикасност е прикажана на слика 5.1.3.4. Најзастапена е електричната енергија со 47%, следат нафтени производи со 38% и топлината со 7%. Биомасата (2,9%), природниот гас (2,8%), јагленот (1,2%), геотермалната енергија (0,6%) и сончевата енергија со топлинските пумпи (0,2%) заедно сочинуваат околу 8% од вкупната потрошувачка на енергија во овој сектор во 2020 година.



Слика 5.1.3.4. Процентуално учество на енергентите во комерцијалниот и услужен сектор во 2020 година – сценарио со засилени мерки за енергетска ефикасност

5.1.4. Сообраќај

Изборот на модел за побарувачката за превоз во Република Македонија, а оттаму и моделирањето на потрошувачката на енергија во сообраќајниот сектор за период до 2030 година, аналогно како и за другите сектори е условен од вкупниот амбиент на егзистирање на македонската држава и македонското стопанство. На изборот на модел за проценка на потрошувачката на енергија во сообраќајот секако влијаат и карактеристиките на сообраќајниот сектор во Македонија. Во превозот на патници, како и во превозот на стока доминира патниот сообраќај. Тој во превозот на патници учествувал со 85% во 2006 год., а во превозот на стока со 81% во истата година. Други видови на сообраќај кои се позначајни се: воздушниот сообраќај во превозот на патници (5,6% во 2006) и железничкиот сообраќај во превозот на стока (18,1% во 2006). Водениот сообраќај е присутен во облик на езерски сообраќај, кој има исклучиво сезонски и туристички карактер и во вкупниот обем на транспортна работа има само симболичко значење.

Резултат на доминантната улога на патниот сообраќај во извршената транспортна работа е секако доминантна потрошувачка на енергија од овој вид на сообраќај. Таа доминантност е толку голема, што во поедини години патниот сообраќај потрошил до 97% од вкупно потрошената енергија во сообраќајот, како што веќе е прикажано во поглавје 4.4.4.

Карактеристиките на потрошувачка на енергија во сообраќајниот сектор во Македонија го условуваат и природот во изборот на моделот за проценка на таа потрошувачка. Основен акцент на анализата е ставен на моделирање на патниот сообраќај, каде е употребен посложен модел, додека анализата на воздушниот и железничкиот сообраќај е редуцирана на идентификација и примена на трендовите како основа за прогноза. Потрошувачката на енергија во езерскиот сообраќај е занемарена со оглед на симболичното учество на овој вид на сообраќај во вкупната потрошувачка на енергија.

Секако мошне важно е да се истакне фактот дека моделските претпоставки ги вклучуваат стратешките определби за развој на транспортниот систем на Република Македонија содржани во Националната транспортна стратегија⁶².

⁶² Национална транспортна стратегија, Министерство за транспорт и врски на Република Македонија, 2007

Конечно, сценаријата за развој врз основа на кои се добиени моделските резултати ги користат сознанијата, прогнозите и целите на развој на транспортниот систем во Европа.^{63. 64}

Прогноза на потрошувачка на енергија во патниот сообраќај

Според податоците на Државниот завод за статистика, во Македонија се забележани возила во патниот сообраќај кои употребуваат еден од следниве пет главни видови на енергија: бензини, дизел гориво, мешавина, комбинација бензин-ТНГ и електрична енергија. Во продажба се нудат повеќе видови на бензини и дизел горива, но за потребите на оваа Стратегија, класификацијата на Државниот заводот за статистика ги задоволува целите за прогноза на потрошувачка на енергија.

Ако се погледнат податоците за структурата на патни моторни возила според видот на гориво кое го употребуваат, се забележува доминацијата на возилата на бензински и на дизел погон. Дури од неодамна се забележува позначајно учество на возила кои употребуваат комбинација на бензин и ТНГ. Потрошувачката на мешавина како гориво и на електрична енергија кај патни моторни возила во Македонија е занемарливо.

Во однос на структурата на патни моторни возила според видот на возилото, убедливо најголема е застапеноста на патничките автомобили, чие учество изнесува околу 88%. Потоа следат товарните возила со околу 6%, а сите останати видови учествуваат со помалку од 2%.

Имајќи ја во предвид оваа состојба со структурата на возила според видот на возило и според видот на гориво, во моделот кој е употребен за прогноза на потрошувачката на енергија во патниот сообраќај се идентификувани следните категории на возила и вид на гориво: автомобил – бензин, автомобил – дизел, автомобил - комбинација бензин и ТНГ, комерцијални возила – дизел и мопеди и моторцикли – бензин.

Заради малиот број на комерцијални возила на бензин, а особено заради занемарливиот број на возила кои трошат мешавина или електрична енергија, овие категории се изоставени, во интерес на упростување на моделот.

Проценката на потрошувачката на енергија во патниот сообраќај е направена со помош на математички модел во којшто потрошувачката на енергија во одредена година се пресметува според типот на возилото и уделот на соодветниот тип во вкупниот број на возила за таа година, типот на горивото и уделот на тоа гориво во потрошувачката на горива за таа година во патниот сообраќај, степенот на моторизација во соодветната година, број на жители, горивната економичност на типот на возило, годишна километража на тој тип на возила.

Степенот на моторизација во една земја има својство да се развива според „S“ крива. Во почетниот период се забележува бавен раст на степенот на моторизација (почеток на моторизација на населението), потоа се забележува период на интензивен пораст, и во завршниот дел на кривата повторно се забележува забавен пораст заради достигнување на фаза на заситување. Нивото на кое се достигнува заситување е различно за различни земји и се движи од 500 до 800 возила на 1000 жители.

⁶³ Белата книга „Политика на ЕУ за развој на транспортот до 2010 год. – време на одлука, 2003 [White paper – European Transport Policy for 2010: Time to decide (2003)]

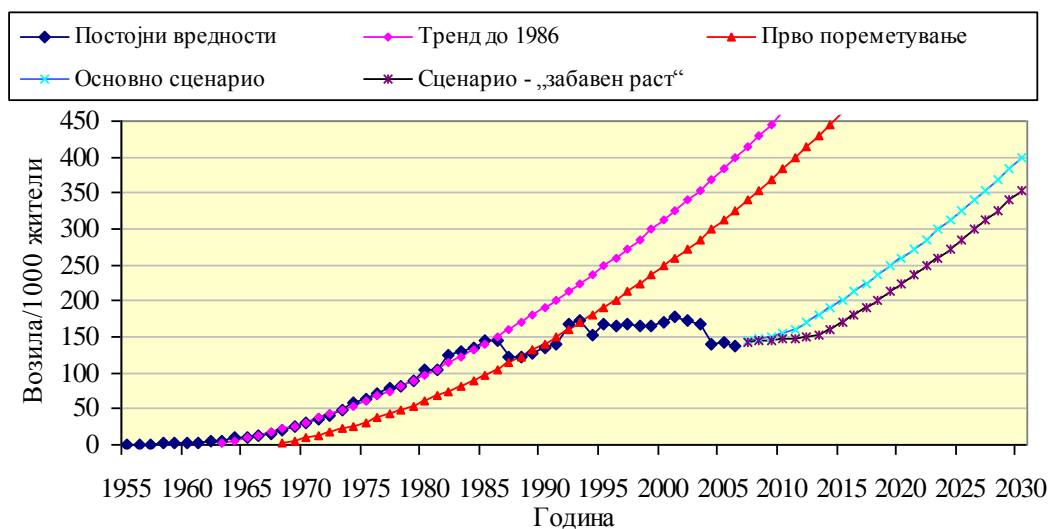
⁶⁴ “The Future of Transport”, Focus Groups’ Report, EC, DG Energy and Transport, 20.02.2009

Ако се следи развојот на моторизација во Република Македонија во еден подолг временски период, може да се забележи законитоста на растот. Според податоците дадени на слика 5.1.4.1 се воочува јасно дефинирана крива на пораст на степенот на моторизација во периодот од 1952 до 1987 год. Потоа, се забележува пореметување на трендот, но и негово повторно воспоставување до 1993 год. Во периодот од 1993 до 2006 година видливи се пореметувања на порастот на степенот на моторизација. Тоа е периодот на транзицијата и време на нестабилен економски развој, што секако има силно влијание врз сообраќајот.

Основно прашање врзано со прогнозата на степенот на моторизација е проценката на временската рамка кога повторно ќе се воспостави трендот на пораст. За таа цел овде се дефинираат две сценарија (слика 5.1.4.1):

- Основно сценарио кое подразбира воспоставување на стабилен економски раст, и враќање на трендот на степенот на моторизација, почнувајќи од 2010 година
- Сценарио на „забавен раст“ кое подразбира воспоставување на стабилен економски раст и враќање на трендот на степенот на моторизација, почнувајќи од 2013 година со истовремена заштеда на енергија согласно со НАПЕЕ.

Според основното сценарио, степенот на моторизација во 2020 година ќе достигне вредност од околу 260 возила/1000 жители, додека според сценариото на „забавен раст“ таа вредност ќе биде околу 225 возила/1000 жители. Овие вредности се на ниво на степен на моторизација што земји како Словенија, Полска, Бугарија го имаа во 1996 год. Тоа значи дека Македонија и понатаму значително ќе заостанува во однос на овој показател во споредба со земјите членки на ЕУ.



Слика 5.1.4.1. Крива на развој на степенот на моторизација во Република Македонија и прогноза на развојот на степенот на моторизација

Прогнозата на население на Република Македонија е превземена од последните проценки на одделението за демографски истражувања при

Обединетите нации⁶⁵. Според нивните проценки, населението во Македонија ќе опаѓа и од денешните 2,036 милиони жители, во 2020 година тоа ќе изнесува околу 2,025 милиони, а до 2030 година населението ќе се намали и до 1,966 милиони жители.

Структурата на возила според типот на горивото кое тие го користат, се прогнозира според постојните трендови, врз основа на анализата на годишниот број на нови возила кои се продаваат во Македонија и можноста за обновување на возниот парк, како и врз основа на прогнозите за горивната економичност и атрактивност на поедините типови возила. Поставеното сценарио за структурата на возило според типот на горивото е во согласност со Националната транспортна стратегија на Македонија каде во целите за одржлива животна средина се истакнува потребата за употреба на почисти горива и алтернативни погони. Според оваа прогноза, процентот на возила со бензински мотори од денешните 73% ќе опадне на околу 63% во 2020 година (просечна стапка на намалување од 0,67% годишно). Процентот на возила со дизел мотори ќе порасне од денешните 23% на околу 28,6% во 2020 година (просечна годишна стапка на пораст од 0,33%), додека процентот на возила со комбинација бензин – ТНГ ќе порасне од 3,6% на околу 8,5% (просечна годишна стапка на пораст од 0,34%).

Дизел возилата ќе користат и биодизел како гориво, а бензинските биоетанол. Можноста за примена на радикални нови видови на погон, како на пример горивни ќелии и водород како гориво, според некои експерти⁶⁶ сепак нема да биде така брзо, со оглед на проблемите на скапо производство на водород и проблемите на транспорт и складирање на водородот. Меѓутоа, може да се очекува продор на хибридни возила (најчесто дизел и електричен мотор), кој во овој модел ќе биде земен во предвид индиректно преку горивната економичност на дизел возилата.

Структурата на возила според типот на возилата покажува голема стабилност во еден подолг временски период. Во рамките на овој модел се претпоставува дека постојната распределба од 88% патнички автомобили, 10% комерцијални возила и 2% моторцикли ќе остане непроменета во текот на целиот период на прогноза.

Истражувањата покажуваат дека од почетокот на 80-тите, горивната економичност на возилата се подобрува во светски размери, во просек, за околу 1,4% годишно⁶⁷.

Кај комерцијалните возила се очекуваат подобри резултати, и веќе денес постојат модели на товарни возила кои имаат горивна економичност под 25 литри/100 km.

Со претпоставено линеарно подобрување на просечната горивна економичност на возниот парк во Македонија во текот на наредните 13 години од почетните вредности во 2007 до прогнозираните вредности во 2020, добиена е просечната горивна економичност за моделските типови на возила и горива. Овие моделски вредности ја земаат во предвид денешната состојба на многу стар возен парк (околу 13,6 години во 2006), како и релативно бавното обновување на

⁶⁵ Population Division of the Department of Economic and Social Affairs of the United Nations Secretariat, World Population Prospects: The 2006 Revision and World Urbanization Prospects: The 2005 Revision, <http://esa.un.org/unpp>

⁶⁶ MANAGING TRANSPORT CHALLENGES WHEN OIL PRICES RISE, S. Donovan, T. Litman et. al. NZ Transport Agency Research Report 357, Wellington, 2008.

⁶⁷ MANAGING TRANSPORT CHALLENGES WHEN OIL PRICES RISE, S. Donovan, T. Litman et. al. NZ Transport Agency Research Report 357, Wellington, 2008

возниот парк во Македонија каде просечно годишно се купуваат нови возила кои претставуваат само околу 3,5% од вкупниот возен парк.

Конечно, просечната годишна километража за поедини видови на возила и типови на горива е променлива која е најтешко да се процени и прогнозира. Основниот проблем е недостатокот на било какви податоци за просечната помината километража по возило во Македонија.

Употребата на возилата зависи од многу фактори, но пред сè од стандардот на населението и економскиот раст. Затоа, може да се очекува во сценаријата на јакнење на економските показатели, во периодот на прогноза да дојде до зголемување на просечната годишна километража по возило.

Предложените вредности за оваа променлива овде се добиени и калибрирани врз основа на тестирање на поставениот модел за годините кога е позната потрошувачката на енергија, и врз основа на претпоставката дека со порастот на економијата ќе расте и просечната годишна километража по возило.

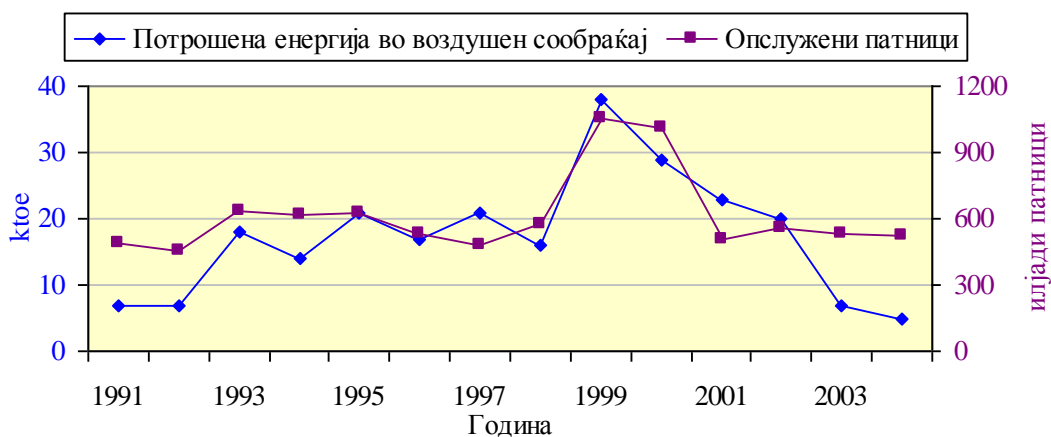
Потрошувачка на енергија во воздушниот сообраќај

Воздушниот сообраќај во Македонија се одвива како меѓународен патнички сообраќај, додека превезувањето на стока се сведува само на превоз на помали пратки во товарниот простор на патничките воздухоплови. Овој сообраќај се одвива преку двата аеродроми во Скопје и Охрид.

Обемот на патници на овие аеродроми бил релативно стабилен со бројка од околу 550 илјади патници годишно, освен во годините на бегалската криза на Косово (1999 и 2000). Од тоа, скопскиот аеродром учествува со околу 90% од вкупниот број на патувања, а охридскиот аеродром со околу 10%.

Превезената стока од двата аеродрома е во занемарливи количества во однос на вкупниот транспорт на стока во Македонија и има тренд на опаѓање во последните години.

Анализата на податоците за бројот на превезени патници и потрошената количина на гориво – керозин покажува дека постои линеарна корелација за периодот до 2002 година (слика 5.1.4.2).



Слика 5.1.4.2. Корелација помеѓу бројот на опслужени патници и потрошената енергија во воздушниот сообраќај

Од 2003 година керозинот во Македонија има повисока цена од онаа во другите земји, па поголемиот број на авиопревозници избегнуваат да купуваат гориво во Македонија.

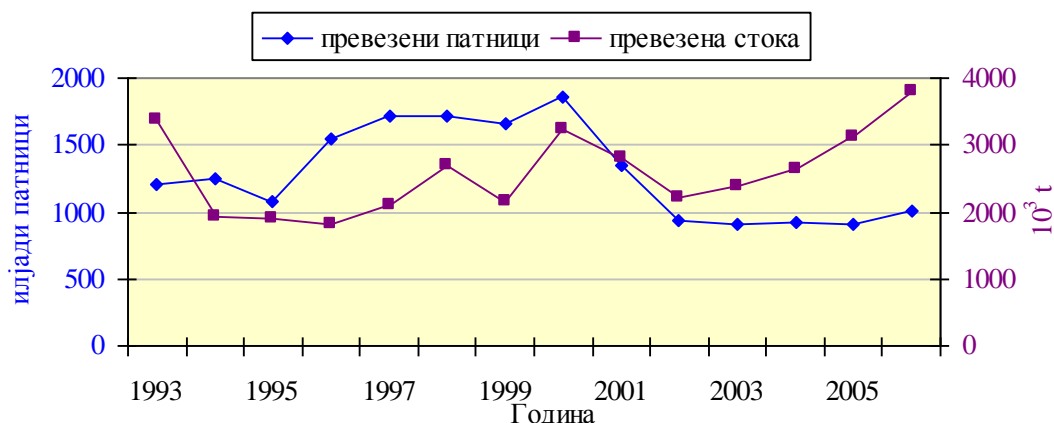
Според податоците на Европската Комисија за енергија и транспорт⁶⁸, воздушниот сообраќај е вид на транспорт кој доживува најголема експанзија кон крајот на минатиот век и почетокот на овој век. Така во периодот од 1990 до 1995 е забележан пораст од 3%, во периодот од 1995 до 2000 год. е забележан пораст од 5%, а во периодот од 2000 до 2005 процентот на пораст изнесувал 2,5%.

Давањето на аеродромите во Македонија под концесија, како и очекуваниот економски пораст и визни олеснувања, се фактори кои се очекува да поттикнат пораст на бројот на превезени патници во воздушниот сообраќај и кај нас. Со пораст од 2,5% годишно после 2011 година, бројот на опслужени патници на аеродромите во Македонија ќе порасне од 600 илјади годишно на околу 750 илјади во 2020 година.

Под претпоставка на задржување на корелацијата помеѓу бројот на превезени патници и потрошената енергија во воздушниот сообраќај може да се процени очекуваната потрошувачка на керозин.

Потрошувачка на енергија во железничкиот сообраќај

Железничкиот сообраќај во Македонија се наоѓа во тешка положба. Застарената инфраструктура и возен парк, неповолното политичко опкружување и честите блокади на границите, малите растојанија за превоз и потребата за големи капитални вложувања го доведуваат железничкиот сообраќај во маргинална улога. Како што може да се види од слика 5.1.4.3 особено е лоша состојбата со превозот на патници кој последните години појавува тренд на стагнација.



Слика 5.1.4.3. Трендови во железничкиот сообраќај

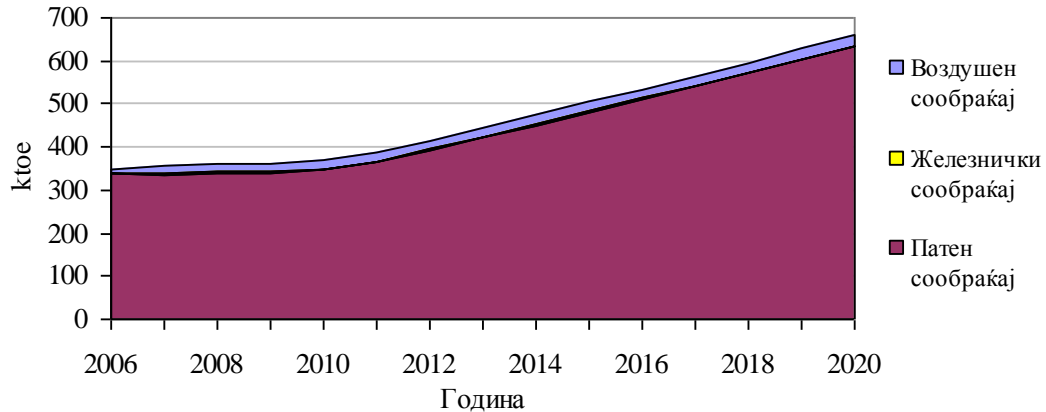
Потрошувачката на дизел гориво во железницата е само на делниците кои не се електрифицирани. Во иднина не може да се очекува некој позначаен пораст на потрошувачка на дизел гориво во железницата. Ако дојде до инвестиции во железничкиот сообраќај тогаш тоа ќе значи електрифицирање на пругите или изградба на нови, кои ќе бидат исто така електрифицирани. Ако не дојде до инвестиции, поради слабата конкурентност на железницата, може да се очекува само слаб пораст на потрошувачката на дизел гориво. За потребите на моделот е претпоставен пораст на потрошувачката на енергија од дизел гориво со годишна стапка од 2%.

⁶⁸ EU Energy and Transport Figures, Statistical Pocket Book 2007/2008, European Commission, DG Energy and transport

Резултати од модели на прогноза на потрошувачка на нафтени производи

Основно сценарио

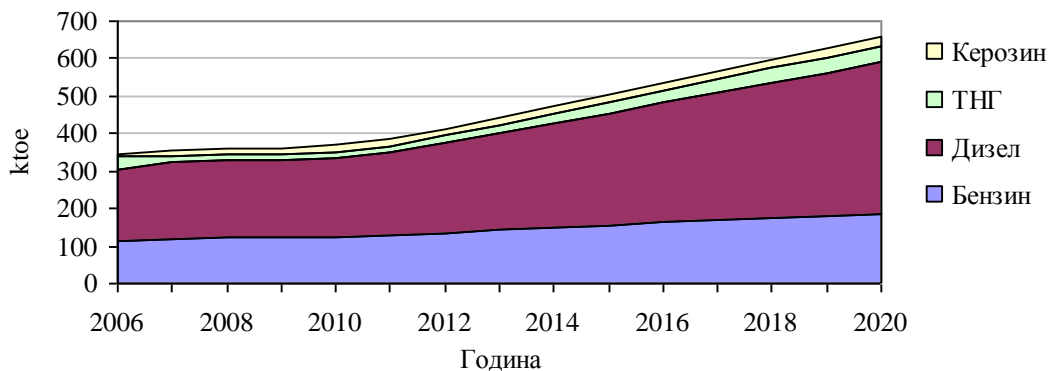
Прогнозираната потрошувачка на нафтени производи во сообраќајот до 2020 година по видови на сообраќај, според основното сценарио, дадена е на слика 5.1.4.4. Потрошувачката на одредени нафтени производи ќе се движи според динамиката прикажана во табела 5.1.4.3 и на слика 5.1.4.5.



Слика 5.1.4.4. Прогноза на распределба на потрошувачка на нафтени производи по видови на сообраќај – основно сценарио

Табела 5.1.4.3. Прогноза на потрошувачка на поедини нафтени производи во сообраќајниот сектор - основно сценарио (ktoe)

	ktoe														
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Бензин	112	120	122	123	125	129	136	142	149	156	162	169	175	182	188
Дизел	192	206	206	206	208	221	239	259	279	299	319	340	361	382	403
ТНГ	37	13	14	15	16	18	20	23	26	29	32	35	38	42	45
Керозин	5	19	19	19	19	19	19	20	20	21	21	22	22	23	23
ВКУПНО	347	358	361	363	368	386	414	444	473	504	534	565	596	628	659



Слика 5.1.4.5. Потрошувачка на поедини нафтени производи во сообраќајниот сектор според основното сценарио

Како што може да се забележи од табелата 5.1.4.3, во 2007 година извршени се интервенции кај керозинот и ТНГ во однос на 2006 година.

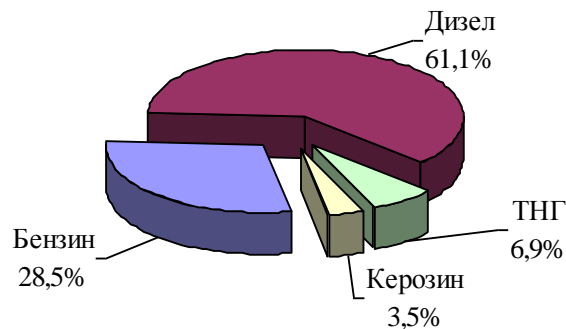
Кај потрошувачката на керозин предвидено е повторно воспоставување на корелацијата помеѓу бројот на превезени патници и потрошената количина керозин која важеше до 2002 година и која е пореметена со повисоката цена на керозинот во Македонија во однос на другите земји. После 2007 година се предвидува просечна стапка на раст на потрошувачката на керозин од 1,48% или вкупно за 21% до 2020 година. Потрошувачката на керозин во 2020 година ќе изнесува 23 ktоe.

Бидејќи на пумпните станици во Република Македонија се продава ТНГ кој не е наменет само за сообраќајот, туку и за други намени, статистичките податоци се корегирани заради проценка на потрошувачката на ТНГ во сообраќајниот сектор. Стварната потрошувачката на ТНГ во 2006 година во сообраќајот се проценува дека изнесуваше околу 11 ktоe. Потрошувачката на ТНГ во 2020 година, според ова сценарио, ќе биде 4 пати повисока и ќе изнесува 45 ktоe.

Потрошувачката на бензините ќе расте со годишна стапка од 3,51%. Во 2020 година ќе изнесува 188 ktоe и ќе биде за 57% повисока од потрошувачката во 2007 година. Стапката на пораст на потрошувачката на дизел горивата во сообраќајот е доста повисока, 5,3%, и до 2020 година со износ од 403 ktоe ќе биде двојно поголема од онаа во 2007 година.

Вкупната потрошувачка на нафтени продукти во периодот 2007 до 2020 година ќе расте со просечна годишна стапка од 4,81% и во 2020 година ќе изнесува 659 ktоe односно ќе биде за 84% повисока од онаа во 2007 година.

Застапеноста на нафтени продукти во сообраќајниот сектор во Македонија во 2020 година според основното сценарио е прикажана на слика 5.1.4.6. Најзастапен е дизелот со 61%, или за 1% повеќе во споредба со 2006 година (поглавје 4.4.4)⁶⁹. Учеството на бензините е и понатака високо, 28,5%, меѓутоа, истото, во споредба со 2006 година се намалува за 6,5%, додека учеството на керозинот се зголемува за 2% и на ТНГ за 3,4%.



Слика 5.1.4.6. Процентуално учество на поедини нафтени продукти во вкупната потрошувачка во сообраќајниот сектор за 2020 година - основно сценарио

Сценарио со забавен раст

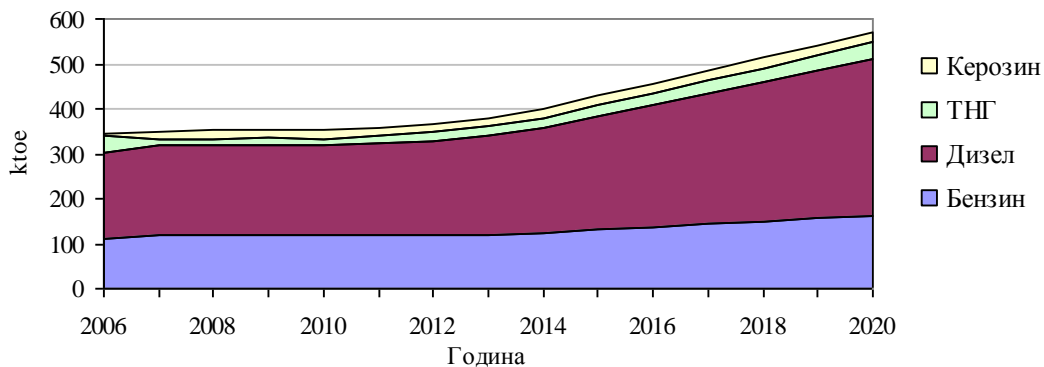
Прогнозата на потрошувачката на нафтени продукти до 2020 година според ова сценариото е дадена во табела 5.1.4.4 и на слика 5.1.4.7.

Од причините наведени при анализата на основното сценарио и во овој случај во анализата како основна се зема 2007 година.

⁶⁹ Со корекција на статистичкиот податок за ТНГ.

Табела 5.1.4.4. Прогноза на потрошувачка на поедини нафтени продукти во сообраќајниот сектор - сценарио на „забавен раст“ (ktoe)

	ktoe															
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Бензин	112	118	119	120	120	119	119	121	125	131	138	144	150	156	162	
Дизел	192	201	201	200	198	204	210	220	234	252	271	290	309	328	347	
ТНГ	37	12	14	15	16	17	18	20	21	24	27	30	33	36	39	
Керозин	5	19	19	19	19	19	19	20	20	21	21	22	22	23	23	
ВКУПНО	346	351	352	354	352	359	366	381	400	428	456	485	513	542	571	



Слика 5.1.4.7. Потрошувачка на поедини нафтени продукти во сообраќајниот сектор според сценариото на „забавен раст“

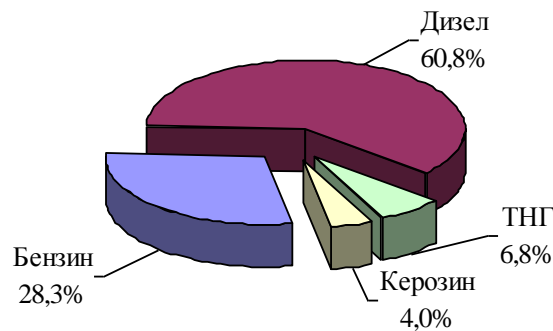
Потрошувачката на дизел ќе расте со просечна стапка од 4,3% и во 2020 година ќе изнесува 347 ktOE, што е за 56 ktOE помалку од предвидената потрошувачка според основното сценарио.

Потрошувачката на бензините ќе расте со просечна стапка од 2,5% и со вредност од 162 ktOE во 2020 година ќе биде помала за 26 ktOE во споредба со основното сценарио. ТНГ се прогнозира до 2020 година да достигне вредност од 39 ktOE, за 6 ktOE помалку отколку во основното сценарио.

Потрошувачката на керозинот според ова сценарио се очекува да расте со иста просечна стапка како и во основното сценарио од (1,48%) и во 2020 ќе изнесува 23 ktOE.

Вкупната потрошувачка на нафтени продукти во 2020 година според сценариото на забавен раст ќе изнесува 571 ktOE, и за 88 ktOE или за 13% ќе биде помало од прогнозираната потрошувачката во истата година според основното сценарио. Просечната годишна стапка на раст на потрошувачката на нафтени продукти во сообраќајот, во периодот 2007 -2020 година, според ова сценарио ќе изнесува 3,81%. Потрошувачката на нафтени продукти во сообраќајот во 2020 година ќе биде за 63% повисока од онаа во 2007 година.

На слика 5.1.4.8 е дадено процентуалното учество на поедини нафтени продукти во сообраќајниот сектор за 2020 година, според сценариото на „забавен раст“. Како што може да се забележи од сликата, процентуалната застапеност на одделните нафтени продукти е речиси иста како и во основното сценарио.



Слика 5.1.4.8. Процентуално учество на поедини нафтени продукти во вкупната потрошувачка во сообраќајниот сектор за 2020 година - сценарио на „забавен раст“

Потрошувачка на електрична енергија во сообраќајниот сектор

Директната потрошувачка на електрична енергија во сообраќајниот сектор во Република Македонија се однесува на потрошената електрична енергија во железничкиот сообраќај, на делниците кои се електрифицирани.

За да се надмине лошата состојба во железничкиот сообраќај потребни се големи капитални инвестиции во инфраструктурата и возниот парк, но и стабилна политичка состојба во регионот и прифаќање и примена на новите концепти на менаџмент и функционирање на железницата во поширокиот регион. Ова се претпоставки кои тешко ќе се остварат во периодот на прогноза.

Наместо тоа, се претпоставува дека ќе се задржи истата железничка инфраструктура и ќе продолжи постојниот тренд на постепено враќање на старите позиции на железницата во превозот на патници и стока, од времето пред осамостојувањето на Република Македонија. При тоа ќе се оствари просечен годишен пораст на потрошена електрична енергија од 2,8% годишно. Со ваков пораст, во 2020 година ќе се достигне нивото на превоз и потрошувачка на електрична енергија од годините непосредно пред осамостојувањето на Република Македонија (табела 5.1.4.5).

Табела 5.1.4.5. Потрошувачка на електрична енергија во железничкиот сообраќај во Република Македонија

	2006	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020
GWh/годишно	23	23	23	23	35	47	47	47

Потрошувачка на природен гас во сообраќајот

Употребата на природниот гас во сообраќајот во Македонија е само симболично. Единствен обид за негова примена е направен од ЈСП Скопје, со техничко прилагодување на 30 од постојните дизел автобуси во градскиот сообраќај во Скопје, за комбинирано користење на природен гас и дизел гориво. Потребата за техничко прилагодување на возилата, големиот потребен простор за резервоари – танкови во возилата и непостоење на продажна мрежа на овој вид на гориво, претставуваат големи лимитирачки фактори за позначајна примена на овој вид на енергент во сообраќајот. Ова заедно со најавите за зголемување на цените на природниот гас на светскиот пазар, како и зависноста на Македонија од увоз на овој енергент, доведува до претпоставка дека и во наредниот период природниот гас ќе нема некоја значајна улога во сообраќајниот сектор во Македонија.

Потрошувачка на биогорива во сообраќајниот сектор

Во насока на Директивата 2009/28/ЕС на ЕУ, се планира учество на ОИЕ во потрошувачката на финална енергија во сообраќајот во износ од најмалку 10% во 2020 година. Согласно наведената Директива во потрошувачката на финална енергија во сообраќајот се вбројуваат само бензинот, дизел горивото и биогоривото во патниот и железничкиот сообраќај и потрошувачката на електрична енергија. Во учеството на ОИЕ се вбројуваат сите облици на ОИЕ кои се користат во сообраќајот. Во Македонија се планира учеството на електричната енергија во потрошувачката на финална енергија во патниот и железничкиот сообраќај во 2020 година да биде помало од 1%. Исто така се планира и учеството на други ОИЕ во сообраќајот, покрај биогоривата, помало од 1%. Според тоа, прокламираната цел може да се пресмета преку учеството на биогоривата во потрошувачката на бензинските и дизел горива во сообраќајот.

Потрошувачката на биогорива до 2020 година ќе достигне вредност од околу 56 ktоe/годишно според основното сценарио и околу 48 ktоe/годишно според сценариото на забавен раст.

Овие количини на биогориво би замениле соодветни количини на потрошувачката на дизел и бензински горива во сообраќајот.

5.1.5. Земјоделство и шумарство

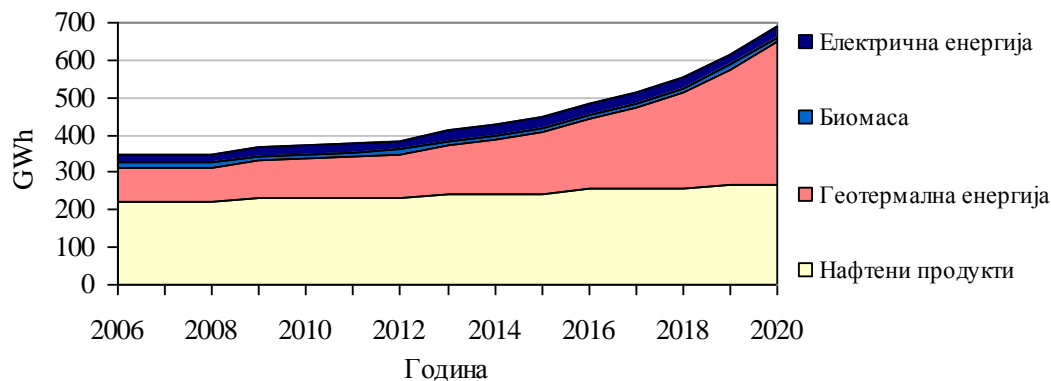
Потрошувачката на енергија во овој сектор е три пати пониска од потрошувачката кај развиените земји, кога се смета по жител и приближно иста кога се смета по единица БДП. Според тоа, може да се смета дека потрошувачката на енергија во овој сектор ќе почне да расте и ќе го прати порастот на БДП. Треба да се имаат предвид мерките што Владата ги презема за забрзан развој на овој сектор. Се очекува постепен пораст на користењето на геотермалната енергија за затоплување на оранжериски комплекси.

Вкупната потрошувачка во овој сектор е релативно мала, помалку од 2% од вкупната потрошувачка на финална енергија во Македонија и нема да влијае позначајно во вкупните енергетски биланси.

Според *основниот сценарио* се предвидува до 2020 година да се постигне користењето на геотермалната енергија на ниво од 32,8 ktоe (382 GWh) (табела 5.1.5.1 и слика 5.1.5.1). Електричната енергија и нафтните продукти ќе растат со просечна стапка од околу 1,6% и 1,4%, соодветно. Вкупната потрошувачка на енергија во овој сектор во анализираниот период ќе расте со просечна стапка од 5% годишно. Во 2020 година ќе достигне вредност од 59 ktоe (690 GWh, 2483 TJ).

Табела 5.1.5.1. Потрошувачка на енергија во земјоделството и шумарството според основното сценарио (ktоe)

	ktоe								%	
	2006	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020	П1	П2
Нафтени продукти	19	19	20	20	21	22	22	23	1,37	21,05
Геотермална	8	8,5	9	10	12,3	16	22	32,8	10,6	
Биомаса	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
Електрична енергија	2	2	2	2	2,5	2,5	2,5	32,5	1,61	25,00
ВКУПНО	30	30	32	33	36,8	41,5	47,5	59,3	4,99	97,67

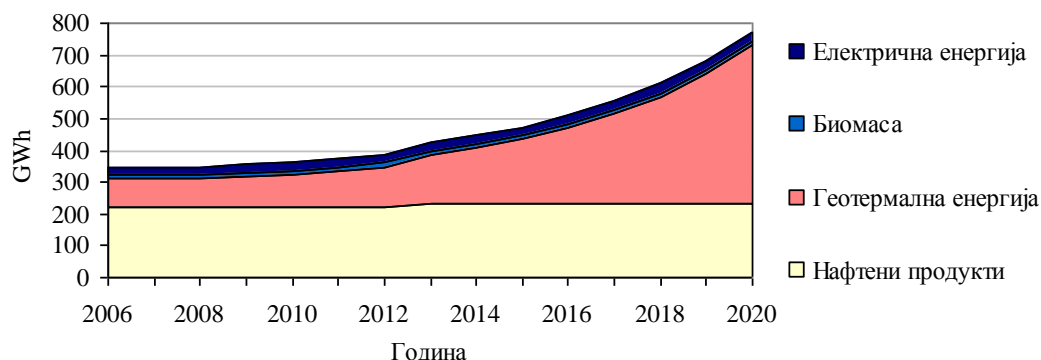


Слика 5.1.5.1. Потрошувачка на енергија во секторот земјоделство и шумарство - основно сценарио

Според сценариото со засилени мерки на енергетска ефикасност се предвидува позабавен раст на електричната енергија и нафтените продукти. Електричната енергија и нафтените продукти ќе растат со просечна стапка од околу 1,6% и 0,4%, соодветно (табела 5.1.5.2 и слика 5.1.5.2). Како резултат на зголеменото користење на геотермалната енергија, вкупната потрошувачка на енергија во овој сектор во анализираниот период ќе расте со просечна стапка од 5,9% годишно и во 2020 година ќе достигне вредност од 66,5 ktoe (773 GWh, 2784 TJ).

Табела 5.1.5.2. Потрошувачка на енергија во земјоделството и шумарството според сценариото со засилени мерки на енергетска ефикасност (ktoe)

	ktoe								%	
	2006	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020	П1	П2
Нафтни продукти	19	19	19	19	20	20	20	20	0,37	5,26
Геотермална	8	8	9	11	15	20,5	29	43	12,76	
Биомаса	1	1	1	1	1	1	1	1		
Електрична енергија	2	2	2	2	2,5	2,5	2,5	2,5	1,61	25,00
ВКУПНО	30	30	31	33	38,5	44	52,5	66,5	5,85	



Слика 5.1.5.2. Потрошувачка на енергија во секторот земјоделство и шумарство според сценариото со засилени мерки на енергетска ефикасност

5.1.6. Неенергетски потреби

Потрошувачката на енергија за неенергетски потреби во Македонија во 2006 година изнесува 29 ktoe (337 GWh, 1210 TJ) односно 1,7% од вкупната

потрошувачка на финална енергија во Македонија. Во изминатите десет години потрошувачката варира во интервалот од 16 до 43 ktoe (табела 4.4.6.1). Во развиените европски земји таа стагнира во последните десетина години. Не се согледува позначајна промена на оваа потрошувачка во Македонија во периодот до 2020 година.

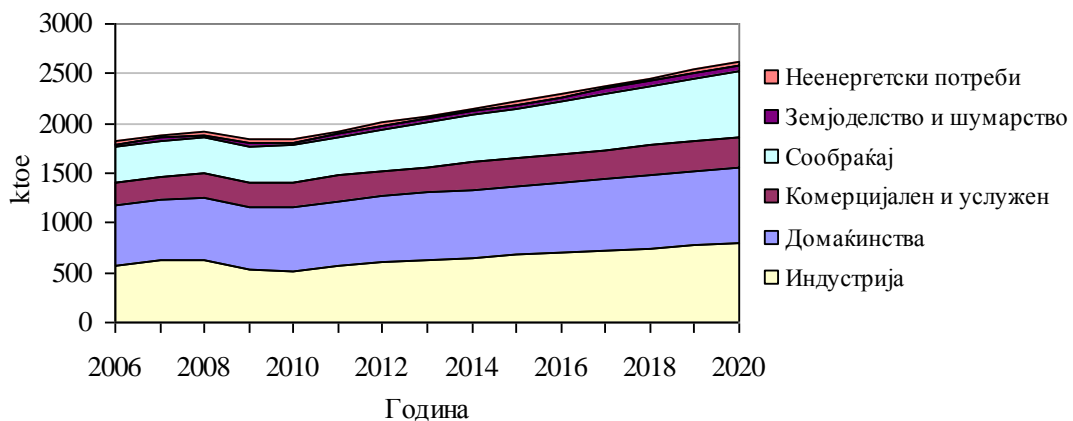
5.1.7. Потреба од вкупна финална енергија во периодот 2008-2020 година по сектори

Основно сценарио

Вкупната потрошувачка на финална енергија до 2020 година (табела 5.1.7.1 и слика 5.1.7.1) ќе расте со просечна годишна стапка од 2,6% и во 2020 година ќе изнесуваат 2618 ktoe. Вкупниот пораст изнесува 44%, односно во однос на 2006 потребите ќе се зголемат за 800 ktoe. Најголем пораст се забележува во сообраќајниот сектор и во земјоделството и шумарството кој изнесува околу 90% во однос на 2006 година.

Табела 5.1.7.1. Потреби од вкупна финална енергија според основното сценарио (ktoe)⁷⁰

	ktoe															%	
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	П1	П2
Индустрија	578	621	632	534	517	570	607	630	652	675	698	722	746	770	794	2,3	37,4
Домаќинства	609	617	625	633	642	652	661	672	683	694	707	720	733	747	760	1,6	24,9
Ком. и услужен	225	230	235	240	246	251	257	263	269	275	283	291	298	306	313	2,4	39,4
Сообраќај	348	360	363	365	370	388	416	447	476	508	538	569	600	632	663	4,7	90,4
Зем. и шумарство	30	30	30	32	32	33	33	36	37	39	42	44	48	53	59	4,99	97,7
Неенергетски	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	0,0	0,0
ВКУПНО	1818	1887	1914	1832	1836	1923	2004	2076	2147	2220	2297	2375	2453	2535	2618	2,6	44,0

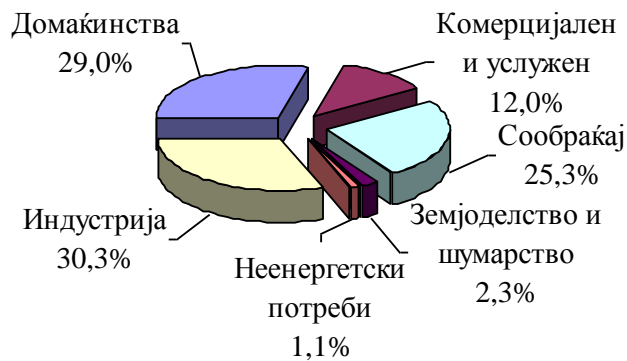


Слика 5.1.7.1. Потреби од вкупна финална енергија според основното сценарио

Се очекува, после извесна стагнација на потрошувачката на финалната енергија, истата после 2010 година да почне да расте со годишна стапка од 3,6%.

⁷⁰ Во потрошувачката на енергија за 2006 година земена е предвид и нерегистрираната потрошувачка на биомаса и електрична енергија како и сончевата енергија која исто така не е регистрирана во податоците на IEA

Според слика 5.1.7.2 во 2020 година најголеми потреби од енергија има во индустријата и домаќинствата кои учествуваат со по околу 30%. После нив доаѓаат сообраќајниот сектор со околу 25% и комерцијалниот и услужен сектор со 12%, а најмало учество имаат земјоделството и шумарството со 2% и неенергетските потреби со 1%.



Слика 5.1.7.2. Процентуално учество на секторите во потребите од финална енергија за 2020 година – основно сценарио

Сценарио со засилени мерки за енергетска ефикасност

Според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност потребите од финална енергија ќе растат со просечна годишна стапка од 2,2%, и во 2020 ќе достигнат вредност од 2466 ktce (слика 5.1.7.3 и табела 5.1.7.2) што е за 648 ktce повеќе од 2006 година.

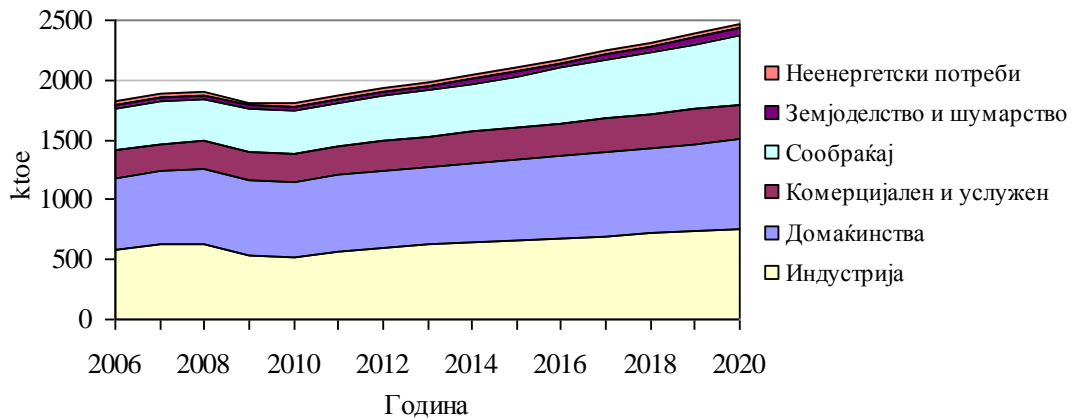
Најголем вкупен пораст на потребите во 2020 година во однос на 2006 се забележува во земјоделството и шумарството со повеќе од 100%, а после него е сообраќајниот сектор со околу 65%.

Табела 5.1.7.2 Потребите од вкупна финална енергија според сценарио со засилени мерки за енергетска ефикасност (ktce)⁷¹

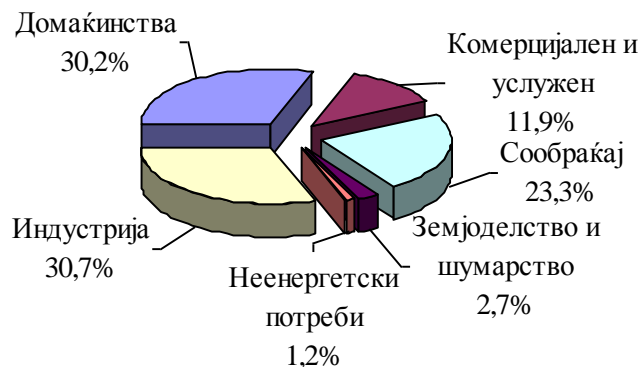
	ktce															%	
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	П1	П2
Индустрија	578	621	632	533	517	570	603	621	640	658	677	696	717	737	758	2,0	31,2
Домаќинства	609	619	627	630	633	639	646	656	667	679	693	706	719	733	745	1,5	22,4
Ком. и услужен	225	228	232	236	239	244	249	254	260	264	270	275	281	287	292	1,9	30,1
Сообраќај	348	353	354	356	354	361	368	384	403	432	460	489	517	546	575	3,7	65,2
Зем. и шумарство	30	30	30	31	31	32	33	37	39	41	44	48	53	59	67	5,9	121,7
Неенергетски	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	0,0	0,0
ВКУПНО	1818	1880	1905	1814	1803	1875	1928	1981	2037	2104	2172	2244	2315	2390	2466	2,2	35,6

Според ова сценарио, вкупната потрошувачка на финална енергија во 2020 година ќе биде помала за 152 ktce од предвидената потрошувачка во основното сценарио.

⁷¹ Во потрошувачката на енергија за 2006 година земена е предвид и нерегистрираната потрошувачка на биомаса и електрична енергија како и сончевата енергија која исто така не е регистрирана во податоците на IEA



Слика 5.1.7.3. Потребите од вкупна финална енергија според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност



Слика 5.1.7.4. Процентуално учество на секторите во потребите од финална енергија за 2020 година – сценарио со засилени мерки за енергетска ефикасност

Од процентуалната рапределба на потребите од финална енергија по сектори, дадена на слика 5.1.7.4, може да се забележи дека и според ова сценарио најголем дел отпаѓа на индустријата и домаќинствата, 30,7% и 30,2%, респективно. Сообраќаниот сектор учествува со 23,3%, а комерцијаниот и услужниот сектор со 11,9%. Повторно најмало учество имаат земјоделството и шумарството со 2,7% и неенергетските потреби со 1,2%

5.2. ПОТРЕБА ОД ФИНАЛНА ЕНЕРГИЈА ВО ПЕРИОДОТ 2008-2020 ПО ЕНЕРГЕНТИ

Потребите од финална енергија по енергенти директно произлегуваат од анализираните потреби од енергија по секторите.

Основно сценарио

Потребите од финална енергија по енергенти до 2020 година, според основното сценарио се дадени на табела 5.2.1 и слика 5.2.1. Просечната годишна стапка на раст во периодот 2006-2020 година изнесува 2,6% и во 2020 година потрошувачката на финална енергија достигнува вредност од 2618 ktoe што е за 800 ktoe повеќе во споредба со 2006 година.

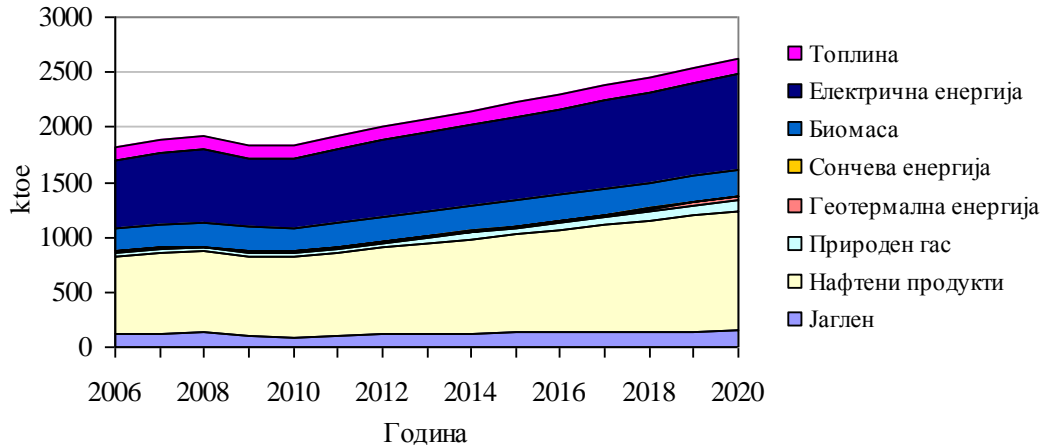
Табела 5.2.1 Потребите од финална енергија до 2020 година според основното сценарио (ktoe)⁷²

	ktoe															%	
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	П1	П2
Електрична	612	648	661	618	629	675	696	718	738	760	781	802	822	843	864	2,5	41
Топлина	118	120	121	119	119	121	123	125	127	129	131	134	136	138	140	1,2	18
Нафтени продукти и биогорива	711	729	736	720	724	749	784	822	858	896	936	975	1014	1055	1093	3,1	54
Природен гас	34	35	36	38	40	42	45	50	54	59	65	73	81	89	98	7,8	186
Јаглен	117	127	132	107	92	102	119	123	126	130	133	137	140	144	147	1,6	26
Биомаса за согорување	215	217	218	219	220	222	223	225	227	228	230	231	233	234	236	0,7	10
Геотермална	9	9	9	10	10	11	11	12	14	15	18	20	24	28	34	9,7	264
Сончева	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,4	1,6	1,9	2,2	2,6	3,1	3,5	4,0	4,6	5,2	14,5	567
ВКУПНО	1818	1887	1914	1832	1836	1923	2004	2076	2147	2220	2297	2375	2453	2535	2618	2,6	44

Вкупниот пораст на потребите од финална енергија во 2020 година во однос на базната 2006 година, изнесува 44%.

Потрошувачката на електрична енергија во разгледуваниот период ќе се зголеми за близу 3000 GWh (250 ktoe), од околу 7100 GWh (610 ktoe) во 2006 година на повеќе од 10000 GWh (860 ktoe) во 2020 година.

Најголема стапка на пораст се забележува кај сончевата енергија од околу 14,5%, а потоа следуваат природниот гас со 7,8%, геотермалната енергија со 9,7% и нафтени продукти заедно со биогоривата со 3,1%. Стапката на пораст на електричната енергија е 2,5%. Најниски стапки на раст се предвидуваат кај јагленот, 1,6%, топлината, 1,2% и кај биомасата за согорување, 0,7%.



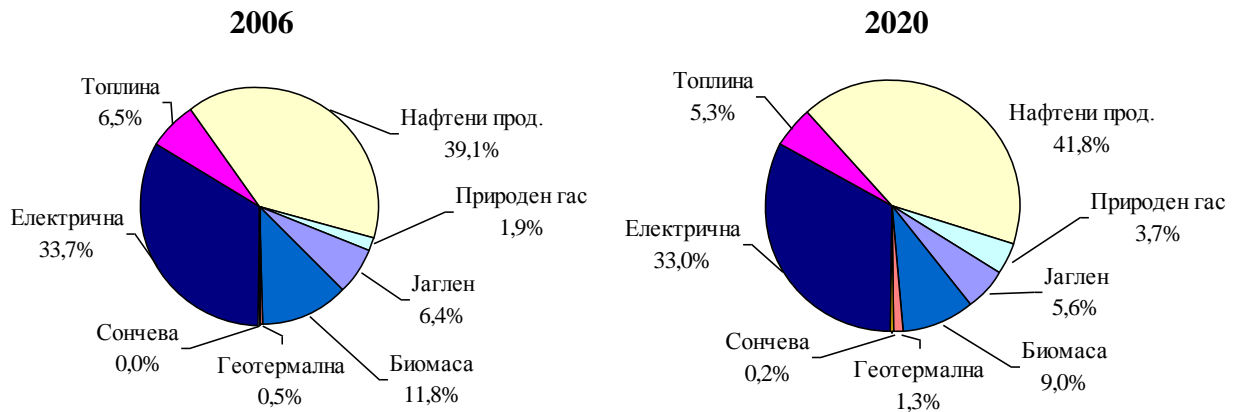
Слика 5.2.1. Потребите од финална енергија до 2020 година според основното сценарио

Очекуваниот пораст на потрошувачката на топлина се базира на состојбите во Македонија и искуствата од поразвиените земји. Во Скопје веќе е покриено околу 90% од конзумот кој е економски оправдан за топлификација а во другите градови топлификациони системи ќе се градат само во реони каде е тоа економски оправдано, односно, во реони со висока специфична потрошувачка на топлина (поголема од 25 MW/km²). Според основното сценарио, потрошувачката на

⁷² Во потрошувачката на енергија за 2006 година земена е предвид и нерегистрираната потрошувачка на биомаса и електрична енергија како и сончевата енергија која исто така не е регистрирана во податоците на IEA

топлина во периодот 2006-2020 година ќе се зголеми за 18%, од 1376 GWh (118 ktoe, 4954 TJ) во 2006 година до 1628 GWh (140 ktoe, 5861 TJ) во 2020 година.

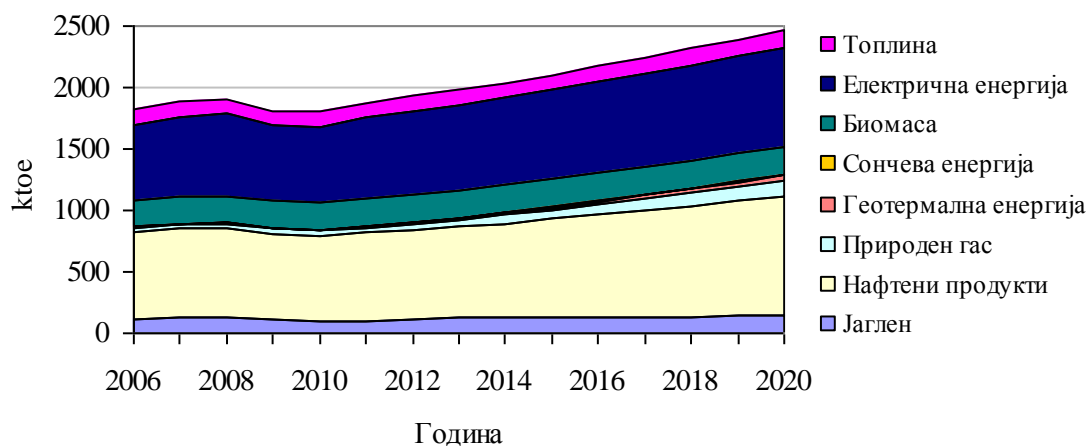
На слика 5.2.2. е споредена процентуалната распределба на потребите од финална енергија во 2006 и 2020 година по енергенти, според основното сценарио. Како што може да се забележи нафтените продукти ќе го зголемат своето учество на околу 42%, додека електричната енергија од околу 34% ќе го намали учеството на околу 33%. Биомасата ќе го намали учеството на 9%. Јагленот и топлината ќе го намалат учеството за еден процент. Учеството на природниот гас од 2% ќе нарасте на близу 4%. Ќе се зголеми и учеството на геотермалната и сончевата енергија.



Слика 5.2.2. Процентуална распределба на потреби од финална енергија по енергенти според основното сценарио

Сценарио со засилени мерки за енергетска ефикасност

Потребите од финална енергија по енергенти до 2020 година, според ова сценарио (слика 5.2.3 и табела 5.2.2). имаат просечна годишна стапка на пораст од 2,16% и во 2020 година достигнуваат вредност од 2466 ktoe што е за 648 ktoe повеќе во споредба со 2006 година. Вкупниот пораст на потребите од финална енергија во 2020 година во однос на базната 2006, изнесува 35,6%.



Слика 5.2.3 Потребите од финална енергија до 2020 година според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност

Табела 5.2.2 Потребни од финална енергија до 2020 година според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност (ktoe)⁷³

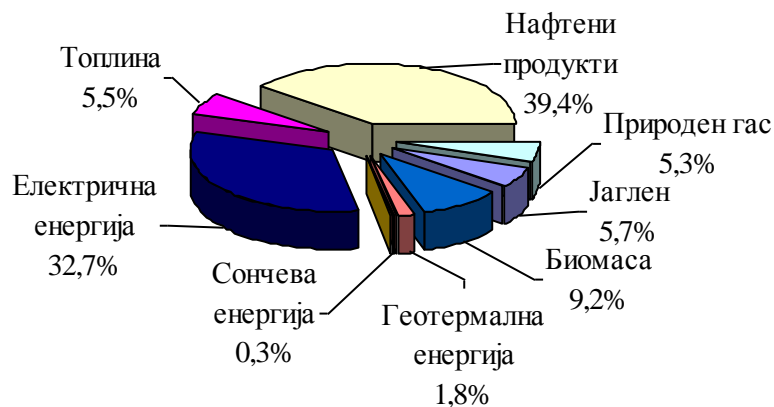
	ktoe															%	
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	П1	П2
Електрична	612	649	663	615	619	659	674	691	706	724	741	758	774	791	807	2,0	31,9
Топлина	118	120	121	119	119	120	121	123	125	127	129	131	133	135	137	1,0	15,5
Нафтени пр. и б.г.	711	721	724	705	700	713	725	745	769	802	835	869	902	937	971	2,2	36,5
Природен гас	34	35	36	37	40	45	51	59	67	75	84	95	107	118	130	10,0	
Јаглен	117	127	132	107	92	102	119	122	125	127	130	133	136	138	141	1,3	20,5
Биомаса за сог.	215	217	218	219	220	222	223	224	226	227	228	228	228	228	227	0,4	5,7
Геотермална	9	9	9	10	10	11	12	14	16	19	22	26	31	37	45	11,7	
Сончева	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	4	5	6	7	8	17,8	
ВКУПНО	1818	1880	1905	1814	1803	1875	1928	1981	2037	2104	2172	2244	2315	2390	2466	2,2	35,6

Најголема стапка на пораст повторно се забележува кај сончевата енергија од 17,8%, а потоа следуваат геотермалната енергија со 11,7% и природниот гас со 10%. Стапката на пораст на другите енергенти се движи во границите од 1%-2%.

Потрошувачката на електрична енергија во 2020 година ќе биде помала за 152 GWh во однос на основното сценарио.

Според ова сценарио вкупниот пораст на потрошувачката на топлина во наведениот период е 15,5% и во 2020 година, вкупната потрошувачка на топлина ќе изнесува 1590 GWh (137 ktoe, 5724 TJ).

На слика 5.2.4. е прикажано процентуалното учество на одделните енергенти за задоволување на потребите од финална енергија во 2020 година, според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност. Со најголем дел повторно учествуваат нафтениот продукт со околу 39%, потоа електричната енергија со нешто помалку од 33%, биомасата, 9%, јагленот 6%, топлината, 6%, природниот гас, 5%, геотермалната енергија, околу 2%, и сончевата енергија, 0,3%. Процентуалното учество на останатите енергенти е на приближно исто ниво како и кај основното сценарио.



Слика 5.2.4 Процентуална распределба на потреби од финална енергија во 2020 година по енергенти според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност

⁷³ Во потрошувачката на енергија за 2006 година земена е предвид и нерегистрираната потрошувачка на биомаса и електрична енергија како и сончевата енергија која исто така не е регистрирана во податоците на IEA

По ова сценарио, природниот гас ќе го зголеми своето учество на сметка на нафтените продукти и ќе се зголеми учеството на сончевата и на геотермалната енергија во споредба со основното сценарио.

6. МОЖНОСТИ ЗА ОБЕЗБЕДУВАЊЕ НА ПОТРЕБНАТА ЕНЕРГИЈА ВО ПЕРИОДОТ 2008-2020

При анализите за можностите за обезбедување на потребната енергија земено е предвид дека Македонија е дел од регионалниот енергетски пазар кој после 2015 целосно ќе се либерализира и ќе постане интегрален дел на поширокиот европски пазар. Според тоа, целосна транспарентност, конкурентност и недискриминација во енергетскиот сектор, водејќи сметка за либерализацијата во секторот како во доменот на производството, така и во доменот на снабдувањето со енергенти, особено со електричната енергија е предуслов за реализација на планираните сценарија.

За обезбедување на енергетската сигурност планирана е поголема разновидност на енергетските ресурси по видови, извори и снабдувачи. Во таа смисла предвидена е активна улога на регионалниот енергетски пазар и европската енергетска заедница како и намалување на високата увозна зависност на Македонија од енергија со максимално можно искористување на домашните ресурси.

6.1. МОЖНОСТИ ЗА ОБЕЗБЕДУВАЊЕ НА ПОТРЕБНАТА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И ТОПЛИНА ВО ПЕРИОДОТ 2008-2020

6.1.1. Електрична енергија

Имајќи го предвид посебното место на електричната енергија во енергетскиот биланс на државата, на овој енергент му е посветено посебно внимание. Направени се повеќе сценарија. Во основното сценарио анализиран е пораст на електричната енергија со годишна стапка од 2,5%, соодветно на порастот кој произлегува од основното сценарио по сектори. При реализација на сценариото со засилени мерки на енергетска ефикасност планираното снабдување со електрична енергија со годишна стапка на пораст од 2,5% ќе обезбеди дополнителна сигурност во снабдувањето со електрична енергија. Имајќи ја предвид структурата на нашата индустрија, во Стратегијата е анализирано и сценарио со можна годишна стапка на пораст од 3%, во случај на позабрзан раст на индустријата за челик и феролегури.

Развојот на ЕЕС на Македонија во делот на потенцијалните производни капацитети се заснова на реалните можности, при што се земени во предвид потребите од електрична енергија, состојбата на постојниот произведен систем, расположивоста на домашните ресурси, како и увозните енергенти кои се на располагање.

Базна година во периодот на развој е 2007 година со структура на реалниот конзум во Македонија од 2006 година кој е со фактор на оптоварување од 60,7%. Во базната година, почетната потребна енергија е 8590 GWh, а потребната максимална годишна моќност е 1616 MW.

Кандидати на ТЕ и ХЕ во ЕЕС на Македонија

Кандидати за развој на производниот систем на ЕЕС на Македонија по својата природа можат да се поделат во две категории: термоенергетски објекти и

хидроенергетски објекти⁷⁴. Како термоенергетски капацитети се земени термоелектраните на природен гас, лигнит и нуклеарната електрана. Како хидроенергетски објекти се земени големите хидроелектрани заедно со другите обновливи извори на енергија. Од другите ОИЕ во билансите се вградени малите хидроелектрани, фотоволтаичните системи и когенеративни постројки на биомаса. Ветерните електрани се анализираат во комбинација со термоелектраните и акумулационите хидроелектрани кои ја обезбедуваат потребната моќност во периодите со недоволна брзина на ветерот. Производство од ветерните електрани ќе придонесува пред сè во заштеда на горивото на термоелектраните и само делумно во енергетскиот биланс кога се користат во комбинација со акумулациони хидроелектрани.

Во табела 6.1.1.1 се дадени техничките и финансиските⁷⁵ параметри на кандидатите за термоелектрани во Македонија до 2020 година.

Како кандидати од термоенергетски објекти се когенеративните постројки на гас за производство на електрична енергија и топлина: ТЕ-ТО АД Скопје⁷⁶ (234 MW) која е во фаза на изградба и според плановите треба да влезе во погон во 2010 година, ТЕ-ТО КОГЕЛ⁷⁷ (30 MW) која е во завршна фаза на изградба и се очекува да влезе во погон до 2010 година и КоГЕЕ (300 MW) за која неодамна се распиша тендер. Како кандидати за ТЕ на лигнит се: ТЕ Битола 4, ТЕ Мариово и ТЕ Неготино,⁷⁸ сите со идентични параметри (300 MW) и кои според досегашните истражувања би работеле на лигнит од јамски подземен коп.

Во склад со заложбите за интегрирање во слободниот регионален пазар на електрична енергија како дел од поширокиот европски пазар, увозот на енергија секогаш е опција за задоволување на енергетските потреби на земјата под најповолни техно-економски параметри.

Во табела 6.1.1.2 дадени се основните параметри на планираните хидроелектрани. Како влезни параметри при пресметките, сите ХЕ се влезени со расположливите производни можности за сува, средна и влажна хидрологија⁷⁹.

ХЕ Св. Петка, која е во фаза на изградба, планирано е да влезе во погон во 2010 година.

Цена на произведената електрична енергија

Вкупната цена на електрична енергија на праг на електричните центри се формира од цената за инвестиција, цената на гориво и оперативните трошоци.

Цена на горивото. За новите термоелектрани на лигнит планирано е горивото да се добива со јамска експлоатација со цена од 15 € по тон лигнит⁸⁰ со калорична вредност на лигнитот од 8500 kJ/kg. Термоелектрани на лигнит со современа технологија која ги задоволува еколошките услови денес чинат околу

⁷⁴ Според софтверски пакет WASP со кој се направени пресметките за развој на ЕЕС на Македонија

⁷⁵ UBS Investment Research: European Power Prices

⁷⁶ ТЕ-ТО АД Скопје е акционерско друштво формирано од Топлификација АД и од руската холдинг група СИНТЕЗ

⁷⁷ ТЕ-ТО КОГЕЛ е прв приватен, пазарноориентиран објект во државата. Електричната енергија и топлината ќе ги продава по пазарни принципи

⁷⁸ Според ЕЛЕМ

⁷⁹ Веројатност на појава на хидрологија: сува со 12%, средна со 74% и влажна со 14 %

⁸⁰ Физибилити студијата за јамска експлоатација на јагленот за потребите на ТЕ Битола од наоѓалиштето „Живојно“, изработена од РИ-ПИЕРМ, Рударски институт д.о.о. Скопје и др., февруари 2004 год.

1200 €/kW и имаат коефициент на полезно дејство од 40%. Од претходно изнесените параметри произлегува дека цената на лигнитот е 1,59 с€/kWh.

Предвидените термоелектрани на природен гас се со технологија на комбинирано производство на електрична и топлинска енергија. Во пресметките на формирање на цената на произведена електрична енергија, не е земена валоризацијата на произведената топлинска енергија. Цена на природниот гас е земена со вредност од 231 € по 1000 Nm³ со калорична вредност од 35000 kJ/ Nm³. Инвестиционата цена на ваквите постројки изнесува околу 650 €/kW и тие имаат коефициент на полезно дејство од 51% (само за производство на електрична енергија). Цената на горивото изнесува 4,62 с€/kWh.

Нуклеарните електрани се објекти со високи инвестициони вложувања и ниски трошоци за гориво. За формирање на цената на произведена електрична енергија од НЕ се земени светските искуства и податоци, каде инвестиционата цена изнесува 2000 €/kW и трошоци за гориво од 1,09 с€/kWh.

Цена на инвестициите. Вредноста на инвестициите за поедините типови на термоелектрани (ТЕ) и за нуклеарната електрана (НЕ), како и времето на градба со каматната стапка за време на градба се дадени во табела 6.1.1.1 и за хидроелектраните во табела 6.1.1.2. Во последната колона од табелите се дадени инвестиционите трошоци земајќи предвид и отплата на кредитот за инвестицијата.

Табела 6.1.1.1. Параметри за инвестициони трошоци за ТЕ и НЕ

	Инвестиција	P	*Инвестиција	IDC	Време на градба	**Инвестиција
	€/kW	(MW)	(M€)	(%)	(години)	(M€)
ТЕ лигнит	1200	300	360	7	4	425
ТЕ гас	650	234	152	7	2	169
НЕ	2000	1000	2000	7	7	2597

*Инвестиција која се плаќа веднаш (Over Night Investment)

**Инвестиција со отплата на кредит за периодот на градба сведена со каматната стапка IDC (Interest During Construction) - стапка со која се исплаќа кредитот за време на градење

Табела 6.1.1.2. Параметри за инвестициони трошоци за ХЕ

ХЕ	Инвестиција	P	*Инвестиција	IDC	Вр. градба	**Инвестиција
	€/kW	(MW)	(M€)	(%)	(години)	(M€)
Б. Мост	1026	68.2	70	7	4	83
Л. Поле и ХЕ Црн К.	5625	8.0	45	7	4	53
Галиште	1034	193.5	200	7	7	260
Чебрн	956	333.0	319	7	7	414
Градец	2857	54.6	156	7	7	203
Велес	2699	93.0	251	7	7	326

*Инвестиција која се плаќа веднаш (Over Night Investment)

**Инвестиција со отплата на кредит за периодот на градба сведена со каматната стапка IDC (Interest During Construction) - стапка со која се исплаќа кредитот за време на градење

Во табелите 6.1.1.3 и 6.1.1.4 дадени се економските параметри на дисконтна стапка и годишна вредност на инвестициите кои што се потребни за вреднување на инвестиционите трошоци на произведената електрична енергија.

Табела 6.1.1.3. Формирање на инвестициони трошоци за произведена електрична енергија од термоелектраните и нуклеарната електрана

	**Инвестиција (М€)	Дисконтна стапка (%)	Време на експлоатација (години)	Годишна вредност на инвестицијата М€/god	Год. произв. (GWh)	Год. работа h/god	Инвест. цена на ел. енерг. с€ / kWh
ТЕ лигнит	425	7	30	34,26	2100	7000	1,63
ТЕ гас	169	7	20	15,88	1750	7479	0,91
НЕ	2597	7	60	185,03	7500	7500	2,46

Табела 6.1.1.4. Инвестициони трошоци за произведена електрична енергија од хидроелектраните

	**Инвести-ција (М€)	Дисконтна стапка (%)	Време на експлоа- тација (години)	Годишен рата за отплата на инвестицијата М€/god	Год. произв. (GWh)	Инвест. цена на ел. енерг. с€ / kWh
Б. Мост	83	7	50	5,99	134	4.47
Л. Поле и ХЕ Црн К.	53	7	50	3,85	140	2.75
Галиште	260	7	50	18,82	264	7.13
Чебрѐн	414	7	50	29,98	*447	6.71
Градец	203	7	50	14,68	245	5.99
Велес	326	7	50	23,63	298	7.93

*Чебрѐн е ПАХЕ со 840(Тур.) / 786(Пум.), односно со ефективно производство $447=840-0,5 \times 786$ (GWh)

Вкупна цена на произведената електрична енергија. Во табела 6.1.1.5 и во табела 6.1.1.6 се дадени поедините делови што ја формираат вкупната цена на електрична енергија на праг на електраните, а тоа се: цената за инвестиција, трошоците за гориво и оперативните трошоци. Оперативните трошоци се земени од светските искуства за соодветните производни капацитети

Табела 6.1.1.5. Формирање на вкупни трошоци за произведена електрична енергија

	Инвестиција	Гориво	О&М	ВКУПНО
	с€/kWh			с€/kWh
ТЕ лигнит	1,63	1,59	0,77	4,00
ТЕ гас	0,91	4,62	0,23	5,76
НЕ	2,46	1,09	1,77	5,32

Табела 6.1.1.6. Формирање на вкупни трошоци за произведена електрична енергија од хидроелектраните

	Инвестиција	О&М	ВКУПНО
	с€/kWh		с€/kWh
Б. Мост	4,47	0,23	4,70
Л. Поле и ХЕ Црн К.	2,75	0,23	2,98
Галиште	7,13	0,23	7,36
Чебрѐн	6,71	0,23	6,94
Градец	5,99	0,23	6,22
Велес	7,93	0,23	8,16

Може да се заклучи дека цената на произведената електрична енергија во планираните објекти ќе биде конкурентна на пазарот на електричната енергија⁸¹.

Сценарија на развој на производниот капацитет во ЕЕС на Македонија до 2020 година

Според можностите на постојните производни капацитети во Македонија, реалните потенцијални кандидати, а секако и според развојот на потрошувачката, анализирани се четири сценарија на развој на производниот систем на електрична енергија во ЕЕС на Македонија.

Сите сценарија на развој, се водени од следните основни принципи на развој:

- Максимално ангажирање на постојните ТЕ на лигнит со површински коп
- Искористување на хидропотенцијалот во Македонија
- Искористување на природниот гас за производство на електрична енергија
- Искористување на обновливите извори на енергија.

Сценарио 1 – Пораст на потрошувачката од 2,5%

Во првата опција на развој на ЕЕС на Македонија е работено со пораст на потрошувачката на електрична енергија од 2,5%. Според ова сценарио ТЕ-ТО Скопје, ТЕ-ТО КОГЕЛ и ХЕ Св. Петка би влегле во погон во 2010 година, КоГЕЕ во 2014, ХЕ Бошков Мост во 2015, Луково Поле со ХЕ Црн Камен и ХЕ Галиште во 2016 година, ХЕ Градец во 2017 и ХЕ Чебрин и ТЕ Битола 4 во 2019 година.

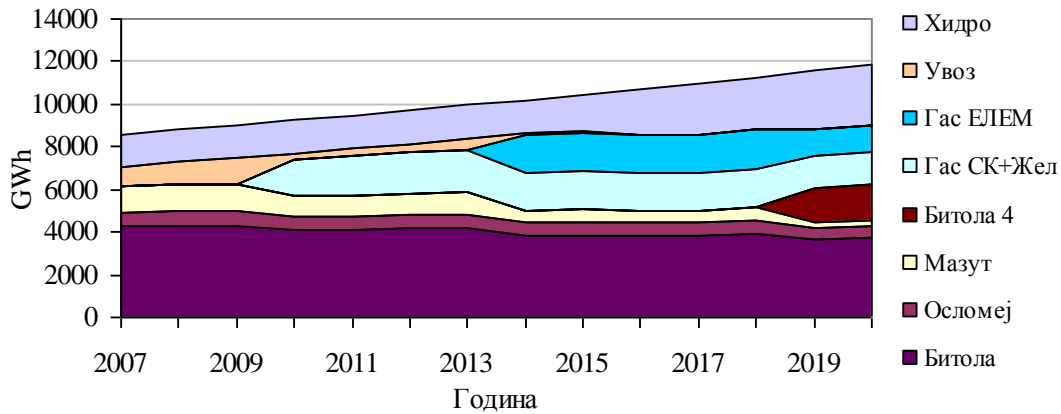
Малите ХЕ заедно со фотоволтаичните електрани и постројките на биомаса се земени интегрално, со динамика на развој од по 50 MW и со производство од по 140 GWh (12 ktce) годишно на секои 5 години (2015, 2020, 2025 и 2030 година). Ваквата динамика на развој на овие ОИЕ значи дека во 2020 година се проектирани со вкупна моќност од 100 MW и со производство од 280 GWh (24 ktce) годишно. Покрај нив, до 2020 година, планирани се и 90 – 180 MW ветерни електрани со производство од 180 - 360 GWh (15,5 - 31 ktce) годишно. Поради неопходната резервна моќност за нив, ова производство ќе придонесува пред сè во заштеда на горивото на термоелектраните и само делумно во енергетскиот биланс кога се користат во комбинација со акумулациони хидроелектрани.

Во табела 6.1.1.7 и на слика 6.1.1.1 е прикажано производството на електрична енергија при просечна хидрологија за ова сценарио.

⁸¹ Според „UBS Investment Research: European power prices“, (Ноември 2007) се очекува цената на електричната енергија во регионот во просек да се стабилизира на вредност од околу 70 €/kWh до 2013 година и понатака да продолжи да расте.

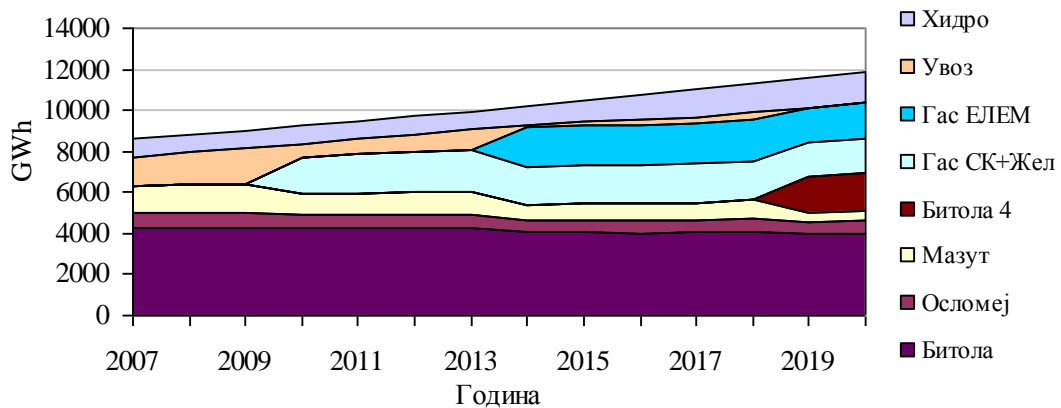
Табела 6.1.1.7 Производство за просечна хидрологија во GWh на поедини капацитети за сценарио 1⁸²

	GWh									
	Битола	Осломеј	Мазут	Гас СК + Когел	Гас КоГЕЕ	Битола 4	Увоз	Хидро	Термо	Вкупно
2007	4276	663	1225	0	0	0	898	1526	6164	8588
2008	4288	667	1267	0	0	0	1053	1526	6222	8801
2009	4297	670	1309	0	0	0	1216	1526	6276	9018
2010	4097	633	940	1702	0	0	291	1587	7372	9250
2011	4104	633	941	1913	0	0	303	1587	7591	9481
2012	4152	635	1005	1929	0	0	409	1587	7721	9717
2013	4196	644	1060	1941	0	0	533	1587	7841	9961
2014	3845	594	562	1790	1812	0	20	1587	8603	10210
2015	3872	599	496	1802	1831	0	4	1861	8600	10465
2016	3851	596	459	1762	1790	0	5	2263	8458	10726
2017	3865	598	475	1761	1783	0	5	2508	8482	10995
2018	3922	604	573	1804	1850	0	10	2508	8753	11271
2019	3694	541	173	1484	1213	1598	1	2849	8703	11553
2020	3700	502	160	1546	1253	1690	2	2989	8851	11842



Слика 6.1.1.1. Покриеност на конзумот за просечна хидрологија за сценарио 1

На слика 6.1.1.2 е дадена покриеноста на потребите од електрична енергија за сува хидрологија.



Слика 6.1.1.2. Покриеност на конзумот за сува хидрологија за сценарио 1

⁸² Во 2007 и 2008 година предвидувањата се за случај на просечна хидрологија и за случај на користење на ТЕ Неготино на мазут. Во стварноста тоа не се случи и увозот беше значителен

Производството на поедините електрани дадено во соодветните табели и слики е потребно за задоволување на планираната потрошувачка на електрична енергија во Македонија. Секое дополнително производство може да се користи за извоз.

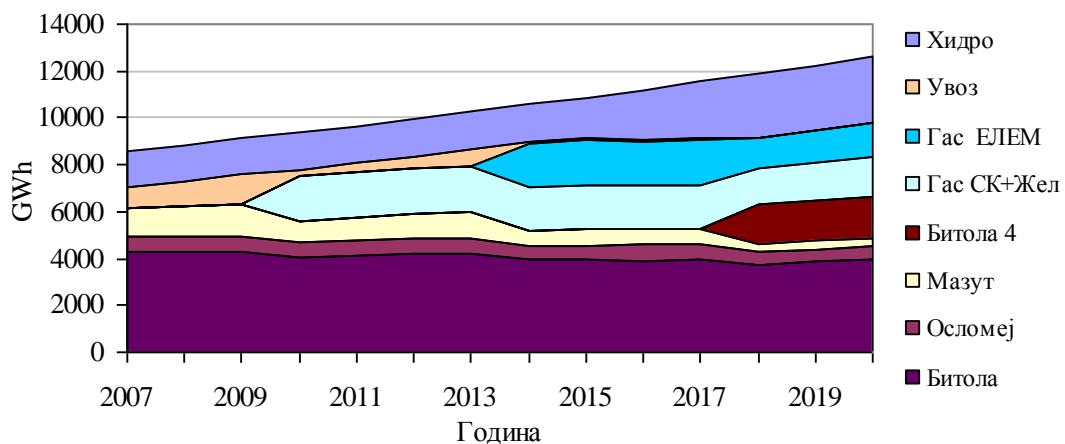
Сценарио 2 – Пораст на потрошувачката од 3,0%

Ова сценарио на развој суштински не се разликува од првото сценарио, само што годишната стапка на порастот на потрошувачката на електрична енергија е 3,0%. Ваквата поголема потреба од електрична енергија само би ја променила годината на влегување во погон на ТЕ Битола и ХЕ Чебрин кои наместо во 2019 година би требало да бидат во погон во 2018 година, додека преостанатите производствени капацитети влегуваат во погон со истата динамика како и според предходното сценарио..

Во табела 6.1.1.8 и слика 6.1.1.3 е дадено производството на електрична енергија при просечна хидрологија за ова сценарио.

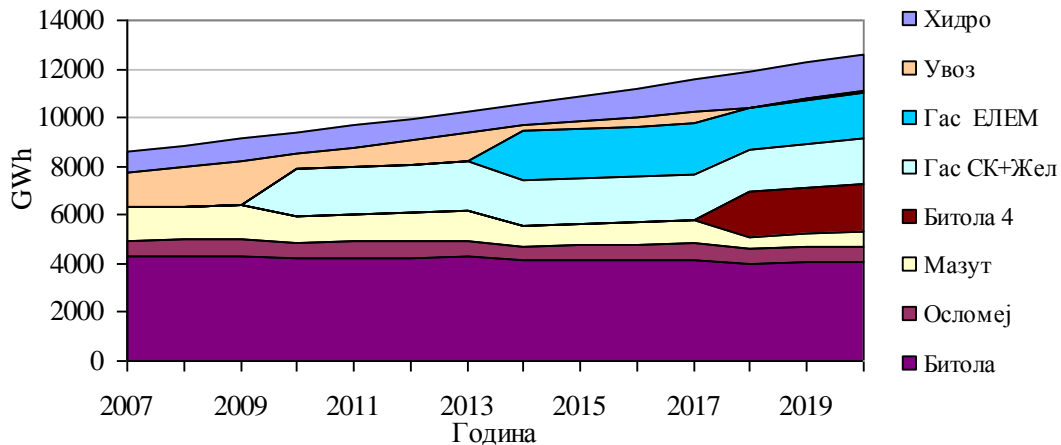
Табела 6.1.1.8. Производство за просечна хидрологија во GWh на поедини капацитети за сценарио 2

	GWh										
	Битола	Осломеј	Мазут	Гас Ск + Когел	Гас КоГЕЕ	Битола 4	Увоз	Хидро.	Термо	Вкупно	
2007	4271	663	1210	0	0	0	920	1526	6144	8590	
2008	4284	668	1260	0	0	0	1109	1526	6212	8847	
2009	4295	671	1308	0	0	0	1312	1526	6274	9112	
2010	4084	630	910	1908	0	0	267	1587	7532	9386	
2011	4142	635	992	1926	0	0	386	1587	7695	9668	
2012	4195	644	1060	1941	0	0	531	1587	7840	9958	
2013	4238	651	1119	1962	0	0	699	1587	7970	10256	
2014	3935	604	658	1832	1894	0	53	1587	8923	10563	
2015	3953	608	654	1849	1918	0	38	1861	8982	10881	
2016	3922	673	593	1845	1880	0	31	2263	8913	11207	
2017	3942	677	613	1859	1893	0	51	2508	8984	11543	
2018	3842	565	224	1665	1375	1369	2	2849	9040	11891	
2019	3844	559	283	1617	1365	1720	9	2849	9388	12246	
2020	3858	563	266	1657	1471	1802	10	2989	9617	12616	



Слика 6.1.1.3. Покриеност на конзумот за просечна хидрологија за сценарио 2

На слика 6.1.1.4 е дадена покриеноста на потребите од електрична енергија за сува хидрологија.



Слика 6.1.1.4. Покриеност на конзумот за сува хидрологија за сценарио 2

Покрај наведените, анализирани се уште две сценарија: сценарио со пораст на потрошувачката на електрична енергија при засилени мерки на енергетска ефикасност и сценарио со забавено инвестирање во изградба на производните капацитети.

Од анализата на четирите сценарија може да се заклучи следното:

- Во основното сценарио се предвидува пораст на потрошувачката на електрична енергија со просечна стапка од 2,5%. Од табелата и сликите е евидентен недостаток на производни капацитети во првите години на развојот се до 2010 година кога влегуваат во погон двете гасни когенеративни постројки ТЕ-ТО Скопје и ТЕ-ТО КОГЕЛ. Со изградба на КоГЕЕ во 2014 година производството на електрична енергија во Македонија ќе се изедначи со потрошувачката. Во периодот до 2020 година се планирани хидроелектраните: Бошков Мост, системот Луково поле со ХЕ Црн Камен, Галиште, Чебрен и Градец и термоелектраната Битола 4. Со реализација на ова сценарио, производствените капацитети во Македонија во 2020 година, заедно со дополнително производството од околу 100 GWh (8,6 ktOE) годишно од ветерните електрани (преку заштеда на акумулирана вода), при просечна хидрологија ќе обезбедуваат близу 14000 GWh (1204 ktOE) годишно без термоелектраната на мазут, ТЕ Неготино. Ова производство на електрична енергија е за близу 2000 GWh (172 ktOE) повеќе од планираната потрошувачка.

За реализација на ова сценарио, покрај доста извесното влегување во погон на ТЕ-ТО Скопје и ТЕ-ТО КОГЕЛ во 2010 година, најзначајно е благовремено влегување во погон на КоГЕЕ.

- Доколку се оствари сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност, потребното производство на електрична енергија во 2020 година ќе биде помало за околу 660 GWh (60 ktOE) во однос на основното сценарио. Ова сценарио, заедно со оптимистичкото сценарио за производство на електрична енергија од ОИЕ за дополнителни околу 250 GWh (21 ktOE) обезбедува порелаксирана

инвестициона активност. Хидроелектраните можат да се поместат до две години покасно, ТЕ Битола 4 за после 2020 година и ТЕ Осломеј да престане со работа во 2018 година. Меѓутоа, и во овој случај сè до пуштањето во погон на КоГЕЕ ќе постои значителен недостаток од електрична енергија кој може да се покрива со производство од ТЕ Неготино на мазут и/или со увоз.

- Доколку се оствари сценариото со просечна стапка на раст од 3%, потрошувачката на електрична енергија во 2020 година ќе се зголеми за дополнителни 800 GWh (69 ktce) во однос на основното. Ова не ја менува позначително динамиката на градба на нови објекти, само потребата од изградба на ХЕ Чебрин и ТЕ Битола 4 се поместува за една година напред. При просечна хидрологија, без ТЕ Неготино на мазут, во периодот 2014-2017 година ќе има потреба од увоз од околу 200 GWh (17 ktce), а со изградба на ТЕ Битола 4 во 2018 година ќе се остварува производство за околу 1000 – 1500 GWh (86 – 129 ktce) поголемо од потребите до 2020 година.
- Во случај на забавено инвестирање во производните капацитети, што би значило поместување на изградбата на КоГЕЕ од 2014 во 2017 година и на хидроцентралите Градец од 2017 во 2020, Галиште од 2016 во 2019 и Чебрин од 2019 во 2022, како и затварање на РЕК Осломеј на крајот од 2016 година, потребите од електрична енергија при пораст на потрошувачката со стапка од 2,5% би биле поголеми од производството од околу 1100 GWh (95 ktce) во 2010 година до повеќе од 2000 GWh (172 ktce) во 2016 година и за околу 800 – 1000 GWh (69 – 86 ktce) во 2017 и 2018 година при просечна хидрологија и за дополнителни 1000 GWh (86 ktce) при сува хидрологија. Дел од оваа разлика од околу 250 GWh (21 ktce) може да се надокнади со поинтензивна изградба на мали хидроелектрани и други обновливи извори на електрична енергија а остатокот од околу 1000 – 3000 GWh (86 – 258 ktce), зависно од хидролошките услови, со увоз.

Со реализација на предвидената динамика на изградба на нови производствени капацитети *ќе се подобри разнообразноста а со тоа и сигурноста во снабдувањето со електрична енергија*. Во изминатиот период, при просечна хидрологија, 80% од електричната енергија се произведуваше во термоелектрани на јаглен и 20% од обновливи извори на енергија (хидроелектрани). Во 2020 година планирано е производството на електрична енергија од термоелектрани на јаглен да изнесува 42% – 51%, зависно од сценариото, од природен гас и од обновливи извори на енергија по 24% - 28% и од термоелектраната на мазут 2% - 3%.

Со оглед дека од 2015 година во потполност ќе се организира единствениот регионален пазар на електрична енергија производството и продажбата на електричната енергија ќе зависи исклучиво од конкурентната способност на секој поединечен субјект во регионот. Избалансирано производство со потрошувачката на електрична енергија во Македонија само ќе значи избалансиран увоз и извоз, а не обврска да се продава и купува во границите на својата земја. Доколку било кој производствен капацитет не може да произведува електрична енергија по конкурентни цени или не може да ги задоволи еколошките стандарди ќе се наметне потребата за негова модернизација или затворање и изградба на нов посовремен. Увозот на електричната енергија, меѓутоа, во голем степен ќе зависи

и од севкупниот трговски дефицит на Македонија и од можностите за обезбедување на потребните девизи.

Пресметките изложени во поглавје 6.1.1 покажуваат дека цената на електричната енергија која ќе се произведува во планираните термоелектрани и хидроелектрани ќе биде конкурентна во регионалниот пазар на електрична енергија.

Развојот на електроенергетскиот сектор во голем степен ќе зависи и од обврските кои произлегуваат по Кјото договорот и кои ќе произлезат по неговото истекување како и од цената која ќе ја плаќаат компаниите за емисиите на стакленички гасови. При цена од 40 € по емитиран тон на CO₂, производната цена на електрична енергија од термоелектраните на лигнит приближно се удвојува. Имајќи предвид дека во земјите на регионот на Југоисточна Европа 54% од електричната енергија се произведува од јаглен и дека се планираат дополнителни големи капацитети на јаглен, јасно е дека при високи цени на емисиите на стакленички гасови од термоелектраните на јаглен значително ќе поскапи цената на електричната енергија во регионот а со тоа ќе се зголеми и конкурентната способност на нашите термоелектрани. Развојот на електроенергетскиот сектор ќе зависи и од ранливоста на нашето севкупно стопанство доколку Македонија мора да се откаже од лигнитот или доколку мора да плаќа економски неодржлива цена за користење на истиот за производство на електрична енергија. Не може да се очекува дека нашето стопанство до 2020 година ќе остварува доволен девизен прилив за да се обезбеди увоз на електрична енергија во износ кој се произведува во нашите термоелектрани. Уште повеќе од тоа, при затворање на еден капацитет од типот РЕК Битола се поставува проблемот со неколку илјади вработени во комбинатот и со стотици мали и средни компании кооперанти.

Основната придобивка со изградбата на големите ХЕ се состои во зголемувањето на учеството на ОИЕ. Со пристапувањето на Македонија кон ЕУ ќе се наметне и обврска за учество на ОИЕ во финалната потрошувачка на енергија од најмалку 21%. Македонија нема да биде во можност да ја изврши оваа обврска без изградба на големи хидроелектрани. ОИЕ за производство на топлина немаат доволен дополнителен капацитет за покривање на потребната разлика, додека ОИЕ за производство на електрична енергија нема да бидат конкурентни ниту по својата цена на производство, ниту по расположивиот капацитет.

Електроенергетскиот систем во Македонија се одликува со големи промени на потребната моќност во текот на годината и во текот на деноноќието. Во такви услови акумулационите хидроелектрани и особено реверзибилните имаат исклучително големо значење за покривање на врвните потреби. Во случаите кога одредено количество на акумулираната вода ќе се користи за иригациони потреби, истата нема да ја намалува максималната моќност туку само вкупното производство на електрична енергија, што не е од примарно значење. Цената на водата која ќе се користи за наводнување ќе оди во прилог на економската оправданост на проектот.

И на крај, а не помалку значајно, хидроелектраните Чебрин и Галиште се јавуваат и како предуслов за изградба на нуклеарна електрана во Мариово. Хидро-нуклеарниот комплекс би се карактеризирал со исклучително висок дијапазон на промена на моќноста, од минималната, кога енергијата од нуклеарната електрана би се користела за пумпање на водата, до максималната кога и нуклеарната и хидро електраните би работеле со своите максимални моќности. Дополнително, акумулираната вода би се користела и за ладење на кондензаторот на нуклеарната електрана.

6.1.2. Топлина

Според основното сценарио, согласно анализите од поглавје 5, потрошувачката на топлина во периодот 2006-2020 година ќе се зголеми за 18%, од 1376 GWh (118 ktoe, 4954 TJ) во 2006 година до 1628 GWh (140 ktoe, 5861 TJ) во 2020 година. Според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност вкупниот пораст во наведениот период е 15% и во 2020 година, вкупната потрошувачка на топлина ќе изнесува 1590 GWh (137 ktoe, 5724 TJ). Во анализираниот период не се очекува позначителен пораст на дистрибутивната потрошувачка. За затоплување на домовите треба да се обезбеди што е можно побрз и позначаен продор на природниот гас во сите градови во Македонија.

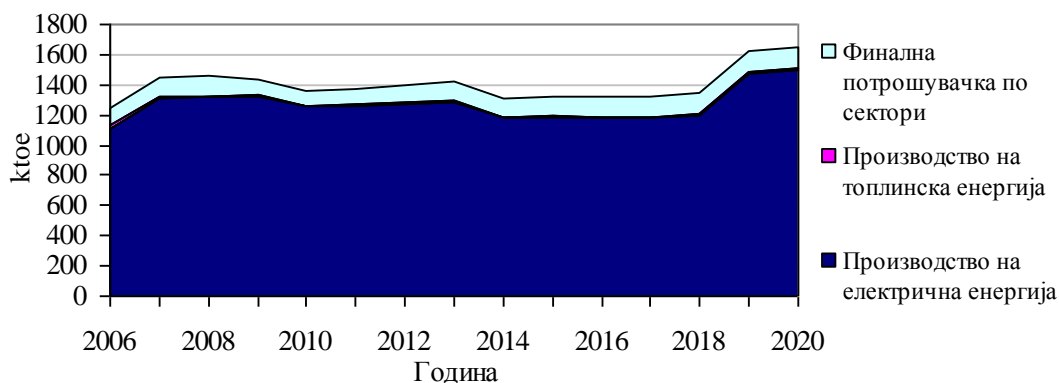
Имајќи предвид дека ТЕ-ТО Скопје и ТЕ-ТО КОГЕЛ ќе влезат во погон во 2010 година, и КоГЕЕ во 2014 година, кои, заедно со резервните (постојните) котларници на Топлификација АД Скопје ќе ја покриваат дистрибутивната потрошувачка на топлина во Скопје, како и капацитетите на постојните котлари во Македонија, не се очекуваат проблеми со обезбедување на соодветниот пораст на потрошувачката на топлина. При тоа се предвидува дополнителна изградба на мали когенеративни постројки за производство на електрична енергија и топлина на природен гас во градовите што ќе се гасифицираат или на природен гас под притисок како и когенеративни постројки на биомаса за покривање на потребите од топлина на одредени компании и/или за дистрибутивна потрошувачка во реони каде е тоа економски оправдано. За секој од градските реони потребна е посебна технокономска анализа за оправданоста на изградба на топлификационен систем.

6.2. ПОТРЕБА ОД ПРИМАРНА ЕНЕРГИЈА ВО ПЕРИОДОТ 2008-2020 ГОДИНА

Потребите од примарна енергија се добиени со собирање на потребната примарна енергија за производство на електрична енергија и топлина и потребната примарна енергија за енергентите кои во истиот облик се трошат и како финална енергија.

6.2.1. Јаглен

Потребите од јаглен се прикажани на слика 6.2.1.1 и во табела 6.2.1.1. Во вкупното количество на јаглен, најголемо учество има лигнитот кој се користи за производство на електрична енергија (околу 90%), додека јагленот кој се користи за производство на топлина учествува со помалку од 1%.



Слика 6.2.1.1. Потребни од јаглен до 2020 година

Табела 6.2.1.1. Потреба од јаглен до 2020 година, основно сценарио (ктое)

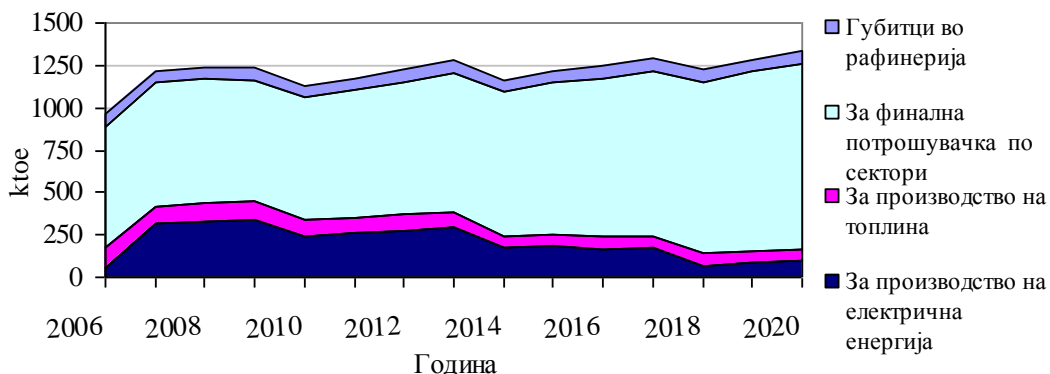
	ктое			
	За производство на електрична енергија	За производство на топлина	За финална потрошувачка по сектори	Вкупно
2006	1113	14	117	1254 ⁸³
2007	1311	9	127	1447
2008	1316	9	132	1457
2009	1319	9	107	1435
2010	1256	9	92	1357
2011	1258	9	102	1369
2012	1269	9	119	1397
2013	1283	9	123	1415
2014	1176	9	126	1311
2015	1183	9	130	1322
2016	1175	4	133	1312
2017	1179	4	137	1320
2018	1196	4	140	1340
2019	1469	4	143	1616
2020	1494	4	147	1645

Потрошувачката на јагленот во термоелектраните се намалува при вклучување на когенеративните постројки на природен гас во мрежата (2010 и 2014 година) и се зголемува со пуштање во погон на нова термоелектрана на јаглен во 2019 година.

Потрошувачката на јаглен во термоелектраните според сценариото со стапка на пораст на електричната енергија од 3%, во основа ќе остане иста само што порастот на потрошувачката ќе се помести од 2019 на 2018 година.

6.2.2. Нафта, нафтени продукти и биогорива

Потребното количество нафта и нафтени продукти според основното сценарио е претставено на слика 6.2.2.1 и во табела 6.2.2.1. Најголем дел од нафтениите продукти се троши како финална енергија, пред сè во сообраќајот. Во тој дел се вклучени и биогоривата чие процентуално учество ќе расте до износ од најмалку 10% од потрошувачката на дизел и бензински горива во 2020 година.



⁸³ Статистичка разлика 10 ktOE

Слика 6.2.2.1. Потреби од нафта и нафтени продукти до 2020 година, основно сценарио

Табела 6.2.2.1. Потреба од нафта и нафтени продукти до 2020 година, основно сценарио (ktoe)

	ktoe				
	За производство на електрична енергија	За производство на топлина	За финална потрошувачка по сектори	Вкупно нафтени продукти	Вкупно нафта
2006	57	119	711	887	965
2007	316	105	729	1150	1219
2008	329	106	736	1171	1241
2009	341	105	720	1166	1236
2010	237	105	724	1066	1130
2011	259	95	749	1103	1169
2012	276	95	784	1155	1224
2013	292	95	822	1209	1281
2014	172	69	858	1099	1165
2015	184	69	896	1149	1218
2016	168	69	936	1173	1244
2017	173	69	975	1217	1290
2018	71	69	1014	1154	1224
2019	87	69	1055	1211	1283
2020	95	69	1093	1257	1333

Според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност, потрошувачката на нафтени продукти во 2020 година ќе биде помала за околу 120 ktoe (за 9%) од предвидената потрошувачка во основното сценарио.

6.2.3. Природен гас

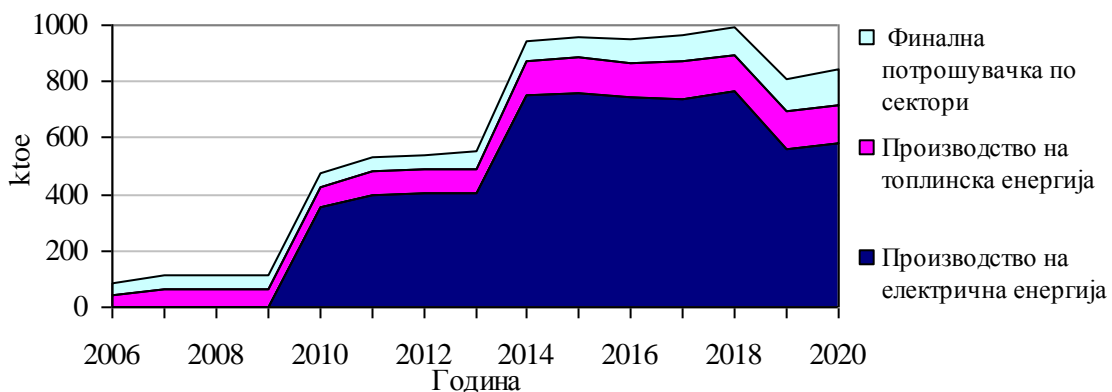
Потребите од природен гас според основното сценарио се дадени во табела 6.2.3.1 и на слика 6.2.3.1.

Табела 6.2.3.1. Потреба од природен гас до 2020 година, основно сценарио

	За производство на електрична енергија		За производство на топлина		За финална потрошувачка по сектори		Вкупно	
	ktoe	10 ⁶ Nm ³	ktoe	10 ⁶ Nm ³	ktoe	10 ⁶ Nm ³	ktoe	10 ⁶ Nm ³
2006	0	0	32	40	34	42	66	82
2007	0	0	46	57	40	50	86	107
2008	0	0	53	67	40	50	93	117
2009	0	0	53	66	38	47	91	113
2010	285	356	53	66	40	50	378	472
2011	320	400	65	81	42	52	427	533
2012	323	403	67	83	45	56	435	542
2013	325	406	69	86	50	62	444	554
2014	602	752	97	121	54	67	753	940
2015	608	759	99	124	59	74	766	957
2016	594	742	101	126	65	81	760	949
2017	593	741	103	129	73	91	769	961
2018	611	763	105	132	81	101	797	996
2019	451	563	108	134	89	111	648	808

2020	468	585	108	134	98	122	674	841
------	-----	-----	-----	-----	----	-----	-----	-----

Потрошувачката на природниот гас зависи пред сè од вклучувањето во погон на когенеративните термоелектрани-топлани. Во прогнозирањето на производството на електрична енергија земен е предвид капацитетот на постојниот гасовод. Како што може да се види, во анализираниот период гасоводот, според основното сценарио ќе биде искористен до капацитетот од 1000 милиони Nm³ годишно (2018 година). Доколку се реализира сценариото со пораст на потрошувачката на електрична енергија од 3%, тогаш потрошувачката на природниот гас до 2020 година ќе се зголеми за уште околу 70 милиони Nm³ (56 ktoe) и доколку се оствари сценариото со поголем продор на природниот гас во домаќинствата, потрошувачката на природниот гас ќе се зголеми за дополнителни 45 милиони Nm³ (36 ktoe) годишно. Овие две претпоставки се спротивставени и неможат да се остварат истовремено, затоа, реално е да се очекува вкупна потрошувачка на природниот гас до 2020 година од 1000 до 1070 милиони Nm³ (800 до 860 ktoe) годишно.



Слика 6.2.3.1. Потребни од природен гас до 2020 година

Во оваа потрошувачка не се земени предвид двете планирани когенеративни гасни електрани на Топлификација АД, Скопје север АД (со електрична моќност од 40 MW и топлинска моќност од 30 MW) и ТЕ-ТО Запад (со електрична моќност од 200 MW и топлинска моќност од 160 MW), како ни ТЕ-ТО Енергетика од ЕЛЕМ (2×15 MW) со вкупна потрошувачка на природен гас од преку 400 милиони Nm³ годишно.

Земајќи ги предвид сите напред наведени побарувања, вкупната потреба од природен гас во периодот 2015-2020 година се проценува на повеќе од 1400 милиони Nm³ (1120 ktoe) годишно. Меѓутоа, не е реално да се изградат во Скопје три големи ТЕ-ТО до 2020 година. Оттука, реално се очекува потрошувачката на природниот гас во Македонија до 2020 година да расте до вредност од 1100 милиони Nm³ годишно.

6.2.4. Обновливи извори на енергија

Биомаса за сожорување⁸⁴

Потребите од биомасата за сожорување како финална енергија се дадени во табела 5.2.1. На овие потреби треба да се додаде и потрошувачката на биомаса од 13 – 17 ktOE за производство на електрична енергија и топлина. Според тоа, вкупната потрошувачка на биомаса до 2020 година ќе се зголеми до 249 ktOE (2900 GWh), односно 244 ktOE (2840 GWh) за основното сценарио и сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност, соодветно.

Хидроенергија

Според основното сценарио хидроенергијата за производство на електрична енергија е планирана на ниво од 2920 GWh (251 ktOE) од кои 2620 GWh (225 ktOE) би се добивале од големи ХЕ и околу 300 GWh (26 ktOE) од мали ХЕ (поглавие 6.1.1). Меѓутоа, во случај на забавени инвестиции во изградбата на големите ХЕ нивното производство во 2020 година може да се сведе на 2000 - 2300 GWh (172 - 198 ktOE). Од малите ХЕ може да се очекува производство од преку 400 GWh (34 ktOE).

Геотермална енергија

Потрошувачката на геотермалната енергија како финална енергија (табела 5.2.1) заедно со загубите во дистрибуцијата во износ од околу 10% ја сочинуваат потребата од примарната енергија. Се очекува вкупна потрошувачка на геотермалната енергија од 38 до 50 ktOE (440 до 570 GWh, 1584 до 2052 TJ) во 2020 година.

Сончева енергија

Сончевата енергија ќе се користи како топлинска во домаќинствата и во комерцијалниот и услужен сектор и делумно во индустријата во износ од 5,2 до 8 ktOE (60-90 GWh) во 2020 година за основното сценарио и за сценариото со поголемо користење на сончевата енергија. Кога ќе се додаде и делот на сончевата енергија за производство на електрична енергија од 1,2 – 3,6 ktOE (14 – 42 GWh), вкупната искористеност на сончевата енергија во 2020 година ќе изнесува, приближно, 6,4 – 11,6 ktOE (74 – 13 GWh).

Ветерна енергија

Се предвидува ветерната енергија во производството на електрична енергија во 2020 година да учествува со околу 15,5 - 31 ktOE (180 - 360 GWh) годишно.

6.2.5. Биланс на примарна енергија

Во табелата 6.2.5.1 е дадена потрошувачката на примарна енергија според основното сценарио. Вкупната потрошувачка на примарната енергија во 2020 година ќе изнесува 4211 ktOE и ќе биде повисока од потрошувачката во 2006 година за 50% (П2). Просечната годишна стапка на раст на примарната енергија ќе изнесува 2,93% (П1).

⁸⁴ Потребите од биогорива до 2020 година се обработени во поглавието 5.1.4. Потребите од енергија во сообраќаен сектор, и дадени се во табела 5.1.4.7.

Просечната годишна стапка на раст на потрошувачката на јаглен е близу 2% и на нафтата 2,3%. Потрошувачката на биомаса во 2020 година ќе биде поголема од онаа во 2006 година за 14%. Потрошувачката на природниот гас од 66 ktce (82 милиони Nm³) ќе се зголеми до преку 800 ktce (1000 милиони Nm³) во периодот 2014-2020 година, меѓутоа, вкупните потреби од природен гас ќе го надминат капацитетот на постојниот гасовод (поглавје 6.2.3).

Користењето на геотермалната енергија, до 2020 година ќе се зголеми за 3,8 пати. Сончевата и ветерната енергија во 2020 година ќе бидат користени со по 7 ktce и 15 ktce, соодветно.

Увозот на електричната енергија треба да се сфати само како разлика помеѓу увезената и извезената електрична енергија до вкупните потреби од електрична енергија во Македонија. Секој од производителите и потрошувачите ќе може да бира каде ќе продава и од кого ќе купува во рамките на регионалниот и европскиот пазар, по за него најповолни пазарни услови.

Табела 6.2.5.1. Потреба од примарна енергија до 2020 година, основно сценарио, (ktce)

	ktce															%	
	2006 ⁸⁵	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	П1	П2
Јаглен	1254	1447	1457	1435	1357	1369	1397	1415	1311	1322	1312	1320	1340	1616	1645	1,96	31,2
Нафта и биогор.	965	1219	1241	1236	1130	1169	1224	1281	1165	1218	1244	1290	1224	1283	1333	2,33	38,1
Природен гас	66	86	93	91	378	427	435	444	753	766	760	769	797	648	674		
Биомаса (согор.)	218	220	221	222	223	225	228	231	234	236	239	241	244	246	249	0,95	14,1
Хидро	142	85	131	131	136	136	136	136	136	148	192	213	213	242	251	4,15	76,8
Геотермална	10	10	10	11	12	12	13	14	15	17	19	22	26	31	38	9,67	263,9
Сончева	1	1	1	1	1	1	2	3	3	4	4	5	6	6	7		
Ветерна	0	0	0	0	0	0	4	4	4	8	12	12	12	15	15		
Електрична	154	216	220	105	25	26	35	46	0	0	0	0	0	0	0		
ВКУПНО	2810	3284	3374	3232	3261	3365	3473	3574	3621	3719	3781	3872	3861	4087	4211	2,93	49,8

Во 2020 година (слика 6.2.5.1) најмногу ќе се користи јагленот (39%), нафтените продукти заедно со биогоривата (31,6%) и природниот гас (16%). Биомасата за согорување и хидроенергијата ќе учествуваат со по околу 6%. Сончевата и ветерната енергија заедно ќе придонесуваат во производството на примарната енергија околу 0,6%, а геотермалната со близу 1%.

Во текот на изработката на Стратегијата непредвидено се случи глобалната финансиска криза која од ден на ден ја погодуваше и Македонија. Поради тоа, почетните проценки за пораст на БДП во периодот 2009-2020 година од 6,7% беа коригирани на 5,8% и соодветно на тоа се направени нови анализи и проценки на потрошувачката на енергија.

Со проектираната просечна годишна стапка на раст на БДП од 5,8% во периодот 2009-2020 година (5,66% за периодот 2009-2020 година), специфичната потрошувачка на енергија по единица БДП, во 2020 година, според основното сценарио ќе изнесува 0,49 toe/1000САД\$2000. Во 2006 година специфичната потрошувачка на енергија изнесуваше 0,71 toe/1000САД\$2000. Ова претставува **йодобрување на енергетската ефикасност, изразена преку овој йараметар, за 31%.**

⁸⁵ Во потрошувачката на биомасата за согорување во 2006 година пресметана е и неидентификуваната потрошувачка

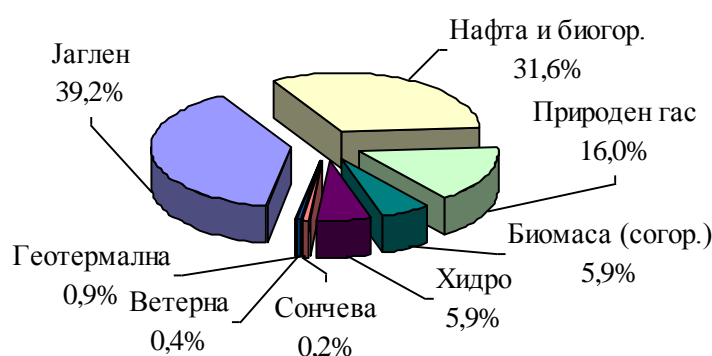
Потрошувачката на примарна енергија според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност, соодветно на потребите за финална енергија според ова сценарио (табела 5.2.2) и потребите од енергенти за производство на електрична енергија и топлина, во 2020 година ќе биде за 6,7% помала (за 281 ktoe) од потрошувачката по основното сценарио и ќе изнесува 3930 ktoe. Специфичната потрошувачка на енергија по единица БДП, во 2020 година, според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност би изнесувала 0,46 toe/1000САД\$2000. Ова претставува **йодобрување на енергетската ефикасност во 2020 година** во однос на 2006 година, изразена преку овој параметар, **за 35%, што е за дојолнишелни 4% йовеќе во однос на основниот сценарио.**

Табела 6.2.5.2. Планиран промена на потрошувачката на енергија и на енергетските индикатори

	ППЕ		ПФЕ		БДП	ППЕ/БДП		Население	ППЕ/жител	
	ОС	ЕЕф	ОС	ЕЕф		ОС	ЕЕф		ОС	ЕЕф
	ktoe		ktoe			10 ⁶ \$	toe/1000\$		10 ⁶	toe/жител
2006	2810		1818		3952	0,71		2,036	1,38	
2020	4211	3930	2618	2466	8546	0,49	0,46	2,025	2,08	1,94
П1(%)	2,9	2,4	2,6	2,2	5,7	-2,6	-3,1	0,0	3,0	2,5
П2(%)	50	40	44	36	116	-31	-35	-1	51	41

ППЕ – Потрошувачка на примарна енергија; ПФЕ – Потрошувачка на финална енергија; (Во ППЕ и ПФЕ земена е и неидентификуваната потрошувачка на дрва и електрична енергија); БДП – Бруто домашен производ; ОС – Основно сценарио; ЕЕф – Сценарио со подобрена енергетска ефикасност; П1 – Просечна годишна стапка на пораст; П2 – Вкупен пораст; \$ - САД\$2000

Во завршната фаза на изработка на Стратегијата беше јасно (и покрај тоа што откажаа сите светски модели за предвидувања) дека кризата е подлабока и дека е можно (длабочината на кризата од ден на ден се проценува различно) и помал пораст на БДП во Македонија за периодот 2009-2020 година. Во тој случај, нема позначително да се промени проектираниот пораст на потрошувачката на енергија. Во одредени сектори ќе се намали потрошувачката на енергија во однос на проектираната, меѓутоа ќе се намалат и вложувањата за заштеда на енергија и за подобрување на енергетската ефикасност. Како резултат, ќе се оствари поголема специфичната потрошувачка на енергија по единица БДП во 2020 година во однос на планираната. Сепак, нашите пресметки покажуваат дека и во тој случај енергетската интензивност до 2020 година ќе биде помала за најмалку 30% во однос на енергетската интензивност во 2006 година.



Слика 6.2.5.1. Производство на примарна енергија во 2020 година

Соодносот на потрошувачката на финална енергија и потрошувачката на примарна енергија од 0,65 во 2006 година ќе се намали на 0,56 во 2010 година со вклучувањето на ТЕ Неготино (со релативно низок степен на корисно дејство) и со просечна хидрологија (релативно на високата хидрологија во 2006 година) за да расте постепено со вклучување на нови хидроелектрани и термоелектрани со висок степен на корисно дејство, и достигне 0,62 во 2020 година. Овој сооднос има приближно иста вредност за двете сценарија.

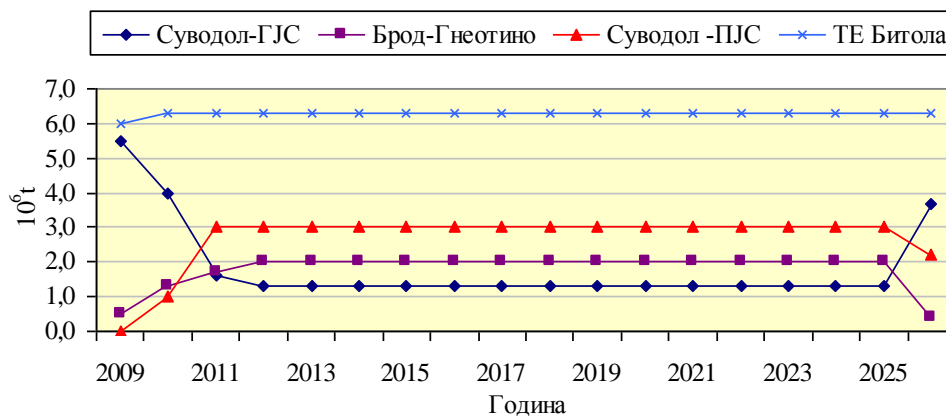
До 2020 година се предвидува подобрување на енергетската разновидност во снабдувањето со примарна енергија. Јагленот заедно со нафтата и нафтените продукти ќе го намалат процентуалното учество од 81% во 2006 година на 70,8% во 2020 година, додека учеството на природниот гас, од 2,4% во 2006 година ќе се зголеми на 16% во 2020 година и учеството на обновливите извори на енергија во вкупната примарна енергија, во истиот период ќе се наголеми од 11,5% на 13,3%.

6.3. МОЖНОСТИ ЗА ОБЕЗБЕДУВАЊЕ НА ПОТРЕБНАТА ПРИМАРНА ЕНЕРГИЈА ВО ПЕРИОДОТ 2008-2020

6.3.1. Јаглен

Обезбедување на јаглен за потребите на три блока на ТЕ Битола

Во основа концептот за подолгорочно континуирано работење на ТЕ Битола мора да се базира на обезбедување на сите услови за паралелна работа на трите копови: ПК Суводол-ГЈС, Брод-Гнеотино и Суводол-ПЈС, (слика 6.3.1.1).



Слика 6.3.1.1. Динамика и количини на произведен јаглен од поедини копови за потребите на ТЕ Битола 1, 2 и 3, во периодот од 2009-2026 година

Од особено е значење да се обезбедат сите предуслови за реализација на зацртаната динамика на експлоатација на рудниците. Епилогот на било какво временско пролонгирање ќе овозможува зголемена потрошувачка на јаглен од ПК Суводол-главен јагленов слој, немање на можност за хомогенизација на јаглените и доминирање на експлоатација на јаглени со релативно понизок топлотен ефект и високи содржини на пепел, со непосредна условеност за зголемена кумулативна потрошувачка на јаглен и со евидентни рефлексии врз процесот на согорувањето и во краен случај неможност за задоволување на потребите за континуирана работа на трите блока на ТЕ Битола според енергетската проекција.

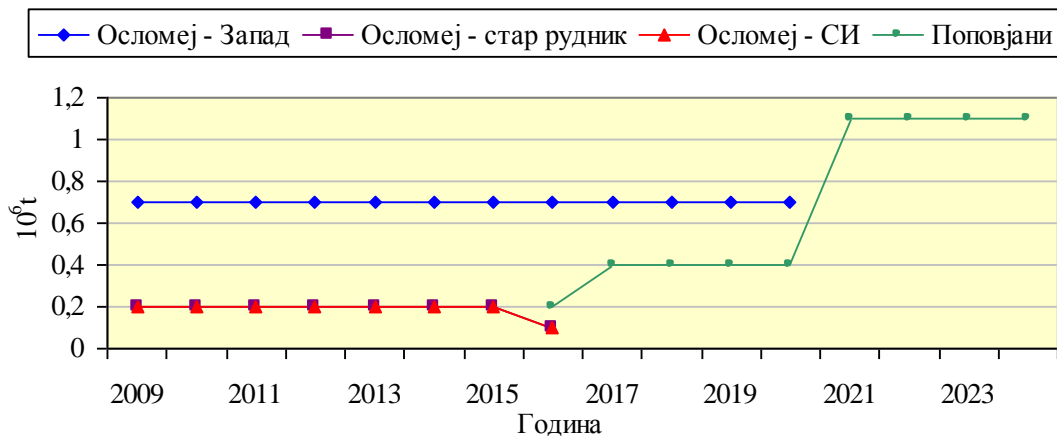
Имајќи предвид дека рудникот Суводол е во завршна експлоатациона фаза не се исклучува и увоз на одредени количества јаглен (околу 10% од потребите) за задоволување на потребите во поедини периоди.

Обезбедување на јаглен за ТЕ Осломеј

Изминатите години ТЕ Осломеј работи со скоро половина од својот капацитет. Една од причините за ваквата состојба е неблагоприятното отварање на нови рудници. Од таа причина треба посебно внимание да му се посвети на овој проблем.

Според презентираната динамика на слика 6.3.1.2 следи констатацијата дека во билансирањето на годишните потреби за ТЕ Осломеј, со цел да се постигне негов произведен континуитет, мора да се вклучи и јагленовиот потенцијал од наоѓалиштето Поповјани веќе во 2016 година.

Може да се смета и на увоз на мали количества на лигнит.



Слика 6.3.1.2. Динамика на годишно производство на јаглен од поедини локалитети за потребите на ТЕ Осломеј

Бидејќи локалитетот Поповјани не е доволно истражен, во прегледот е внесена само проценка за неговите можности. Останува да се потенцира потребата од дополнителни истражувања, кои би условиле изработка на Елаборат за резервите на јаглен и Физибилити студија за негова можна експлоатација.

Обезбедување на јаглен за ТЕ Битола 4

Наоѓалиштето **Живојно** се планира за потребите на новата термоелектрана Битола 4. Експлоатацијата на јагленот би била јамска. Цената на јагленот добиен од рудникот Живојно се проценува на 15 евра по тон⁸⁶ и е доста пониска од цената на јаглен со ист квалитет кој би се увезувал. Покрај тоа се работи за домашен енергент и со тоа се намалува увозната зависност и зголемува вработувањето и порастот на домашната економија. Транспортот на поголеми количества јаглен од увоз е доста комплексен проблем и од технички и од еколошки аспект.

⁸⁶ „Физибилити студијата за јамска експлоатација на јагленот за потребите на ТЕ Битола од наоѓалиштето Живојно”, изработена од РИ-ПИЕРМ, Рударски институт д.о.о. Скопје и др., февруари 2004 год.

6.3.2. Природен гас

Основни правци на развој на преносната мрежа

Развојот на основните правци на преносната мрежа на природен гас во Република Македонија е во согласност со очекуваната потрошувачка во одредени делови на земјата.

Првиот инвестиционен зафат кој треба да се реализира во гасоводниот систем на Република Македонија е затварањето на гасниот прстен во град Скопје. Со тоа ќе се овозможи користење на природниот гас во јужниот и западниот дел на градот каде и во моментот има потрошувачи кои веднаш би можеле да го користат овој енергент, а тоа во прв ред се Комплексот на Клиничкиот центар и Топланата Запад на Топлификација АД.

Во поглед на понатамошниот развој на преносната мрежа во Република Македонија од прв приоритет се правците Клевовце-Св. Николе-Штип-Радовиш-Струмица-Гевгелија и Скопје-Тетово-Гостивар кои треба први да се реализираат.

Магистралата Клевовце-Гевгелија со вкупна должина од 166 km и со дијаметар на цевководот од 500 mm со крак Св. Николе-Велес (26 km) е од посебно стратешко значење, поради можноста за приклучување на гасоводите јужно и југозападно од Македонија. Со овој магистрален цевковод би се покриле во првиот период сите потреби на природен гас во централниот дел на државата во кој има значителен број индустриски потрошувачи, кои би можеле веднаш да се приклучат на природен гас.

Со магистралата Скопје-Тетово-Гостивар, со вкупна должина од 65 km ќе се опфати целокупната потрошувачка на енергија во овој исклучително развиен дел од државата во кој во последните десетина години се развија доста мали индустриски објекти и голем број на нови згради за домување.

Следни магистрални правци се Штип-Неготино-Кавадарци-Прилеп-Битола-Охрид-Струга (180 km) и Гостивар-Кичево-Струга (100 km) со краци за Дебар и за Крушево и за други помали места (100 km). Овие магистрални правци овозможуваат поврзување на Македонскиот преносен систем со Албанскиот.

За дел од помалите градови може да се размислува за снабдување преку т.н. виртуелни гасоводи (транспорт на природен гас под притисок со цистерни), систем кој веќе се применува и во соседните земји.

Друг правец на снабдување со кој би се покриле потребите на југоисточниот дел на државата е Петрич-Струмица. Должината на овој гасовод ќе биде околу 40 km, а дијаметарот на цевката не поголем од 350 mm. Со овој магистрален гасовод би се покривале потребите на овој дел од државата кои согласно прелиминарните анализи не би требале да бидат поголеми од 70 милиони Nm³. Во оваа количество најголем дел треба да е потрошувачката во пластеници и оранжерии каде би се одгледувале различни земјоделски култури.

Поврзувањето со Србија би се остварило преку Клевовце. За обезбедување на потребниот капацитет и поголема сигурност во снабдувањето на Скопје и на западниот дел на Републиката се планира и дополнителен гасовод Клевовце-Скопје.

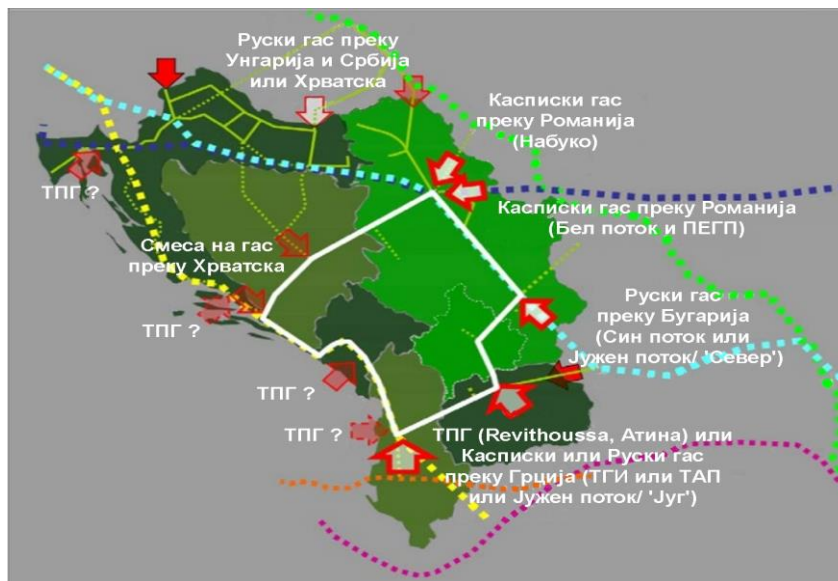
Можни извори за снабдување со природен гас

Од предходната анализа на очекуваните потреби од природен гас произлегува дека капацитетот на постоечкиот магистрален гасовод не може да ги задоволи потребите од природен гас. Во такви услови Република Македонија мора

да мисли на нови приклучоци на регионалните гасоводи кои се планираат во околината.

Реални извори на снабдување на регионот со природен гас, во иднина, се (слика 6.3.2.1):

- Сегашниот правец на снабдување на Република Македонија со природен гас. Извор во Западен Сибир, транспортен коридор: Русија, Украина, Молдавија, Романија, Бугарија. Руски гас;
- Јужен поток, јужен дел. Бугарија-Грција-Албанија-Италија. Руски гас или мешавина од руски и каспијски гас;
- Јужен поток, северен дел. Бугарија-Србија-Хрватска-Словенија. Руски гас или мешавина руски и касписки гас;
- Син поток. Руски гас преку Бугарија;
- Бел поток. Касписки гас преку Романија;
- Набуко. Касписки гас преку Романија;
- ТПГ влезови на пристаништа во Грција, Албанија, Црна Гора и/или Хрватска. Алжирски и арапски течен природен гас. Транспортирање преку нови гасоводи кои би ги поврзале пристаништата со магистралните цевководи на државите во регионот.



Слика 6.3.2.1. Можни правци за снабдување со природен гас

Од списокот на можни извори за снабдување на регионот со природен гас може да се заклучи дека регионот во иднина треба да има солидни можности за снабдување со количини кои можат во следните 30 години во целост да ги покријат потребите од природен гас.

Оптимистичките прогнози за добра и доволна снабденост на регионот со природен гас произлегуваат и од можноста со предложените рути да се доведе гас во регионот од различни реални извори на природен гас. Што е уште побитно, тие реални извори на природен гас се меѓу најзначајните извори на природен гас.

Како што е наведено во списокот на можни извори и правци за снабдување на регионот, тој ќе се снабдува од:

- Руските извори во Западен и Источен Сибир и од останатите извори контролирани од Руската федерација;
- Од каспијските извори на природен гас во Туркменистан, Азербејџан, Казахстан;
- Од изворите на гас во Иран и Ирак;
- Од Алжир и арапските држави.

Со таква разновидност на снабдување на регионот, гасот треба во иднина да биде еден од сериозните извори за покривање на енергетските потреби на регионот, особено за помалите и енергетски сиромашни држави, каква е Република Македонија.

Од сите споменати рути на снабдување значителен дел треба да се во функција на регионот до 2015 година. Како најбитни од таа група секако се:

- Јужниот поток, северната гранка, кој може сериозно да ги зголеми можностите за снабдување на државата со природен гас од источна или североисточна страна.
- Јужниот поток, јужна гранка, кој може сериозно да ги зголеми можностите за снабдување на државата со природен гас од југозападна страна.

Една од многу реалните варијанти за снабдување на Балканот со природен гас е и течниот природен гас (ТПГ), преку влезови кои ќе се градат во Солунското пристаниште и во едно од идните големи пристаништа во Република Албанија, Црна Гора и/или Хрватска. Во Солунското пристаниште веќе постои помал влез за растовар на ТПГ, но за поголеми количини ќе треба да се гради нов влез. ТПГ влезовите на пристаништата во Грција и Албанија е многу реално да бидат реализирани и пред 2015 година.

Република Македонија во наредниот период треба да реши од каде и како ќе ги донесе во државата потребните дополнителни количества природен гас од околу 200 – 300 милиони Nm³ годишно за периодот 2015 – 2020 година и уште 300 – 700 милиони Nm³ годишно (вкупно 500 – 1000 милиони Nm³ годишно) во периодот до 2030 година.

Со оглед дека потрошувачката на природниот гас во Македонија во 2020 година ќе учествува со висок процент (16%) во вкупната потрошувачка на енергија, за обезбедување на сигурно снабдување со енергија потребно е да се обезбеди разновидност на снабдувањето со природен гас. Тоа најдобро ќе се обезбеди со приклучување на планираниот регионален прстен кој би ги поврзал Македонија, Албанија, Црна Гора, Хрватска, Босна и Херцеговина, Србија и Косово (обележен на слика 6.3.2.1 со полна линија) и кој ќе има можности за снабдување од поголем број различни извори. Можни се и другите, напред анализирани правци на снабдување од јужната, источната и од западната страна.

Македонија нема услови за изградба на резервоар на природен гас со што би се обезбедила сигурност во снабдувањето. Закупување на резервоарски простор во соседните земји е една од опциите кои им стојат на располагање на снабдувачите со природен гас и/или на поголемите потрошувачи.

6.3.3. Нафта и нафтени продукти

Планираната потрошувачка на нафтени продукти во 2020 година е пониска од проектираниот капацитет на Рафинеријата ОКТА од 2,5 милиони тони годишно, а пониска е и од максималниот постигнатиот капацитет од 1,36 милиони

тони во 1988 година. Според тоа не се очекуваат посебни проблеми во обезбедувањето на нафтените продукти.

Со оглед дека од 2011 година увозот на нафтените продукти нема да подлежи на царински давачки, ОКТА ќе мора да ја задржи својата конкурентност со дополнителни вложувања во подобрување на ефикасноста и на заштитата на околината. Во спротивно, пазарот ќе наложи увоз на нафтени продукти наместо сурова нафта.

6.3.4. Обновливи извори на енергија

Со учество на обновливите извори на енергија (ОИЕ) од 13,8% во потрошувачката на финална енергија во 2005 година, Македонија спаѓа во земјите со релативно големо искористување на овој вид извори на енергија⁸⁷. Имајќи предвид дека се работи за еколошки прифатливи домашни ресурси, максимално можно искористување на ОИЕ спаѓа во приоритетните активности зацртани во Стратегијата.

Во изминатиот период од ОИЕ во Македонија се користеа пред се хидроенергијата (за производство на електрична енергија), биомасата (во најголем дел дрвна маса за добивање на топлина во домаќинствата), геотермалната енергија (во најголем степен за затоплување на оранжерии) и во скромен износ сончевата енергија (за топла вода во домаќинствата) и биогоривата. Во иднина се планира зголемено користење на напред наведените ОИЕ и дополнително користење на ветерната и сончевата енергија и биогасот за производство на електрична енергија и отпадната биомаса за комбинирано производство на електрична енергија и топлина.

Хидроенергија

Македонија располага со технички потенцијал на хидроенергија за производство на околу 5500 GWh (473 ktce) електрична енергија годишно при просечна хидрологија⁸⁸. Од овој потенцијал досега се изградени хидроелектрани со вкупна инсталирана моќност од 580 MW (табели 3.2.1.2 и 3.2.3.1) и со просечно производство од околу 1500 GWh (129 ktce) што претставува 27% од расположивиот потенцијал. Според наведената Студија, планирана е изградба на нови хидроелектрани со производство од околу 2500 GWh (215 ktce) со што вкупното производство би изнесувало 4000 GWh (344 ktce) или 71% од расположивиот технички потенцијал.

Во Стратегијата се планира изградба на 6 големи хидроелектрани во периодот до 2020 година (ХЕ Св. Петка до 2010 година, ХЕ Бошков Мост до 2015, Луково Поле со ХЕ Црн Камен и ХЕ Галиште до 2016 година, ХЕ Градец до 2017 и ХЕ Чебрин до 2019 година, табела 6.4.1.1) со вкупна инсталирана моќност од околу 690 MW (табела 6.1.1.2 плус Св. Петка) и со просечно годишно производство од близу 1200 GWh (103 ktce). Имајќи предвид дека акциите за издавање под концесија (тендерите) во неколку наврати не завршија успешно, постои можност за извесно пролонгирање на изградбата на овие електрани. Со каснење на нивната изградба за по неколку години, може да се очекува изградбата

⁸⁷ Во базната, 2005 година (во согласност со Директивата 2009/28/ЕС), само 10 членки од ЕУ-27 имаа повисоко учество на ОИЕ.

⁸⁸ Energy Sector Development Strategy for Macedonia - Final Report, Ministry of Economy, Research Center for Energy Informatics and Materials of the Macedonian Academy of Sciences and Arts and Electrotek Concepts Inc., July 2000

на ХЕ Градец и ХЕ Чебрен да заврши после 2020 година. Во тој случај производството од новите големи хидроелектрани во 2020 година би се свело на 600 GWh (52 ktOE).

Расположивиот потенцијал за изградба на мали хидроелектрани на можни 400 локации се проценува⁸⁹ на 255 MW. Согласно просечното производство од расположивите мали хидроелектрани, годишното производство на овие нови 255 MW би изнесувало 670 GWh (58 ktOE). Министерството за економија на три тендери за градба на мали електрани има издадено под концесија вкупно 71 локација со вкупна моќност од 65 MW. Нивното годишно производство би изнесувало околу 175 GWh (15 ktOE). И покрај одредени административни проблеми како и проблеми со нејасната хидрологија на локациите, во Стратегијата реално се очекува изградба на вкупно 80 MW мали хидроелектрани до 2020 година со производство од 210 GWh (18 ktOE) годишно. Воедно се предвидува и оптимистичко сценарио со изградба на 120 MW мали хидроелектрани до 2020 година и со производство од 310 GWh (27 ktOE) годишно.

Ветерна енергија

Во изминатиот период направени се неколку студии за одредување на потенцијалот на ветерната енергија во Македонија и за избор на најпогодни локации за изградба на ветерни електрани. Согласно изготвениот атлас на ветерна енергија⁹⁰ направен е избор на 15 најповолни локации за изградба на ветерни електрани. На 4 од нив извршени се детални мерења и во тек е обработката на податоците. Во тек се и припреми за мерења на дополнителни 5 локации. Се изработува и Студија за апсорпционата моќ на електроенергетскиот систем на Македонија за ветерни електрани⁹¹.

Врз основа на досегашните истраги, реално може да се очекува градба на 90 – 180 MW ветерни електрани до 2020 година со производство од 180 – 360 GWh (15,5 – 31 ktOE) годишно.

Долната граница е на ниво од 5% од капацитетите за производство на електрична енергија во Македонија во 2010 година и според досегашните искуства не би претставувала никаков проблем во електроенергетскиот систем. Капацитетот на слични системи како нашиот се проценува на 10%. Планираната горна граница од 180 MW ветерни електрани би претставувала 6% од планираниот капацитет за производство на електрична енергија во Македонија во 2020 година.

Фотоволтаична сончева енергија

Македонија располага со солиден соларен потенцијал и има високи повластени тарифи за електричната енергија добиена од сончевата енергија. Меѓутоа, Македонија нема сопствено производство на оваа технологија и цената за повластените тарифи е во потполност на терет на потрошувачите на електрична енергија без индиректна корист за стопанството. Од оваа причина не се планира висок продор на фотоволтаиците во Македонија и покрај високата заинтересираност за нивна изградба поради високите повластени тарифи. Во Стратегијата се предвидува изградба на вкупно 10 – 30 MW фотоволтаици до 2020 година со производство од 14 – 42 GWh (1,2 – 3,6 ktOE) годишно.

⁸⁹ Студија за хидроенергетскиот потенцијал на мали ХЕ, 1980 година

⁹⁰ Wind Energy Resource Atlas and Site Screening of the R. of Macedonia, AWSTruewind, June 2005

⁹¹ Студијата ја финансира Светска банка и е наменета за МЕРСО

Општа биомаса за комбинирано производство на електрична енергија и топлина

Во Македонија во тек се активности за согледување на овој потенцијал, меѓутоа сè уште нема поконкретни резултати. Според нашите согледувања можна е изградба на вкупно 5 – 10 MW до 2020 година со годишно производство од 25 – 50 GWh (2,1 – 4,3 ktce) електрична енергија.

Биоџас

Потенцијалот за производство на електрична енергија од биоџас исто така не е доволно истражен. Во Стратегијата се предвидува вкупна моќност на овие постројки од 7 – 10 MW до 2020 година со производство од 20 – 30 GWh (1,7 – 2,6 ktce) годишно.

Биомаса за соџорување

Биомасата за соџорување со застапеност од 11,8% во потрошувачката на финална енергија (финална енергија без губитоци и сопствена потрошувачка) во Македонија во 2006 година претставува значаен енергент за задоволување на потребите од енергија. Биомасата особено е застапена во домаќинствата, со задоволување на 30 – 33% од вкупните потреби од енергија. Околу 430000 домаќинства (76%) користат биомаса за затоплување.

Од вкупната биомаса која што се користи за енергетски потреби, дрвото и дрвениот јаглен заземаат 80%. Во Република Македонија се користи и дел од гранките од винова лоза, оризови луспи и гранки од овошни дрвја за енергетски цели, но голем дел од сламата главно се користи за ѓубрива, сточна храна и за добивање целулоза. Затоа таа не е достапна за енергетски цели.

Планираното искористување на биомасата за соџорување која ќе се користи како топлинска во 2020 година е за помалку од 10% поголемо од потрошувачката во 2006 година кога ќе се земат збирно евидентираната и неевидентираната потрошувачка. Во табелата 6.5.1 за 2005 година земен е статистички податок⁹² во кој не влегува неевидентираната потрошувачка. Во периодот до 2020 година се очекува постепено намалување на неевидентираната потрошувачка и премин на истата во евидентирана. Со тоа вкупната потрошувачка за периодот 2006-2020 ќе се наголеми само за 10%, што е на ниво на расположивиот потенцијал, и покрај тоа што евидентираната потрошувачка ќе се наголеми за повеќе од 40%.

Според основното сценарио потрошувачката на биомаса за соџорување во 2020 година која ќе се користи како топлинска ќе изнесува 236 ktce (2740 GWh), на колку се проценува расположивиот потенцијал.

Во сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност се предвидува пораст на потрошувачката на биомаса за соџорување за наведената намена во периодот 2006-2020 година од само 5,7%, до износ од 227 ktce (2640 GWh) во 2020 година.

Кога ќе се земе предвид и отпадната биомаса за комбинирано производство на електрична и топлинска енергија, тогаш, потрошувачката на биомаса за соџорување во 2020 година ќе изнесува 244 - 249 ktce (2840 – 2900 GWh). Ова претставува зголемување на потрошувачката на биомасата за соџорување во наведениот период за 12 - 14 %.

⁹² © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

Сончева енергија како топлинска

Во изминатиот период искористувањето на сончевата енергија како топлинска зазема скромно место во енергетскиот биланс во Македонија. При тоа, Македонија има мало искористување на сончевата енергија како во однос на земјите од регионот така и во однос на многу посеверни земји. Со само околу 4000 колекторски системи за искористување на сончевата енергија за затоплување на вода во 2006 година сончевата енергија во потрошувачката на финалната енергија учествуваше со скромни 7,4 GWh (0,6 ktOE), односно, со 0,04%.

Од 2007 година владата го подржува финансиски воведувањето на сончевите колектори, меѓутоа тоа не е доволно за помасовно воведување на овој енергенс во Македонија. Главна причина е ниската цена на електричната енергија, со што средствата вложени во воведувањето на сончевата енергија како топлинска во домаќинствата имаат период на поврат од 10 години.

За поголем продор на соларната енергија за производство на топлина во домаќинствата потребно е да се наголеми финансиската поддршка и промени начинот на субвенционирање од кампањски во модалитет со континуирана поддршка. Поддршката од страна на владата би се намалувала паралелно со покачувањето на цената на електрична енергија до моментот кога ќе ја достигне пазарната вредност. Една од мерките за стимулирање на воведувањето на сончеви колектори би можела да биде давање на поволни кредити за замена на азбестните кровови со истовремена монтажа на сончеви системи.

Што се однесува за поголемо воведување на соларните системи во индустријата, особено кај индустриските гранки кои трошат поголемо количество топла вода (млекарска, месна и текстилна), каде повратот на вложените средства е од редот на 2-3 години, потребно е да се стимулираат домашните производители за масовно производство на соларни системи со олеснување на извозот и административните процедури. Со тоа би се подобрил квалитетот на системите и би се остварила економска добит.

Во Стратегијата се предвидува користење на сончевата енергија како топлинска пред се во домаќинствата. До 2020 година планирани се 60000 - 90000 инсталации во домаќинствата, со што вкупното искористување на сончевата енергија (заедно со комерцијалниот и услужен сектор и индустријата) би изнесувало 60 – 90 GWh (5,2 – 7,7 ktOE) годишно.

Геотермална енергија

Геотермалната енергија, како финална, е планирана на ниво од 400 – 520 GWh (34 – 45 ktOE, 1440 – 1872 TJ) до 2020 година, со што таа има значителен придонес во користењето на ОИЕ. За остварување на оваа цел, покрај веќе превземените активности за искористување на постојните извори и изнаоѓање на нови, потребни се дополнителни акции и од страна на Владата. Започнувањето на активностите за истражување на нафта сигурно ќе придонесе и во изнаоѓање на нови извори со повисоки температури на водата. Во потрошувачката на примарната енергија во 2020 година, геотермалната ќе учествува со 440 - 570 GWh (38 – 49 ktOE, 1584 – 2052 TJ).

Биогорива

Учеството на биогоривата во вкупната потрошувачка на горивата во сообраќајот во 2008 година изнесуваше скромни 0,2%.

Со исполнување на обврската од Директивата за учество на ОИЕ во потрошувачката на финална енергија во сообраќајот, биогоривата ќе учествуваат во износ од најмалку 10% во вкупната потрошувачка на бензин и дизел гориво во сообраќајот до 2020 година. Со тоа, нивната потрошувачка во 2020 година ќе изнесува 560 - 655 GWh (48-56 ktOE).

Обезбедувањето на биомаса за производство на биогорива не е доволно истражено и потребни се посебни студии и поттикнувачки мерки за решавање на ова прашање. Според досегашните анализи, максималните капацитети на Македонија за производство на биомаса за таа намена, заедно со рециклирање на истрошените масла и користење на маст од животинско потекло, можат да обезбедат производство на биогорива до околу 12 ktOE годишно⁹³, меѓутоа, не се исклучува можноста за надминување на овој износ со развојот на нови технологии за производство на биогорива. Покрај поттикнувачките мерки за производство на суровините, особено значајно е воведување на поттикнувачки мерки за производство и користење на биогоривата. Имајќи предвид дека Директивата дозволува и увоз на биогоривата, најзначајни треба да бидат стимулациите и обврските за користење на истите.

6.3.5. Учество на обновливите извори на енергија во потрошувачката на финална енергија и во производството на електрична енергија

Учеството на ОИЕ во потрошувачката на финалната енергија е дефинирано⁹⁴ како сооднос на енергијата добиена од ОИЕ и потрошувачката на финална енергија, каде:

- Енергијата од ОИЕ претставува сума од:
 - произведената електрична енергија од *сите* ОИЕ,
 - финалната потрошувачка на ОИЕ за греење и ладење, и
 - биогоривата кои се користат во сообраќајот;
- Потрошувачката на финална енергија е дефинирана како сума од:
 - потрошувачката на финална енергија (од индустријата, домаќинствата, сообраќајот, комерцијалниот и услужен сектор и секторот земјоделие и шумарство),
 - губитоци на електрична енергија и топлина во дистрибуцијата, и
 - сопствената потрошувачка на енергетските компании (за производство на електрична енергија и топлина).

Како базна година според Директивата се зема 2005 година. При тоа, производството на електрична енергија во 2005 година од хидроцентралите се зема според моќноста на сите хидроцентрали во земјата во таа година и производството кое одговара на просечно релативно производство по единица моќност во последните петнаесет години. Со тоа се добива производство за зададената моќност во 2005 година и за просечна хидрологија за последните 15 години. Аналогно на тоа е и планираното производство во периодот до 2020 година се пресметува за просечна хидрологија. За ветерната енергија се спроведува слична постапка со усреднување за последните 4 години.

Во табела 6.3.5.1 е прикажано учеството на ОИЕ и потрошувачката на финална енергија (ПФЕ) за најниските предвидени граници (ДГ), највисоките предвидени граници (ГГ) и планираните вредности (ПВ). Планираните вредности

⁹³ Славе Арменски, Енергија од производство на биодизел, (во Обновливи извори на енергија во Македонија, К. Поповски и др., МАГА, Скопје, 2006)

⁹⁴ Директива 2009/28/ЕС

можат да се остварат со сите можни комбинации на ОИЕ и на потрошувачката на финална енергија во претставените граници. Процентуалното учество на ОИЕ во Македонија, според реално усреднетите вредности, ќе порасне од 13,8% во 2005 година до 21% во 2020 година. Овој процент одговара на обврските кои важат за земјите членки на ЕУ. Пресметката за членките на ЕУ се базира на процентуалното учество на ОИЕ во 2005 година, плус 5,5% за секоја членка и плус одреден процент сразмерно на бруто домашниот производ по жител. Сразмерно за Македонија целта би била 20,5% (13,8+5,5+1,2)⁹⁵. Според утврдената пракса на ЕУ овој процент се заокружува на 21%.

Табела 6.3.5.1. Учество на обновливите извори на енергија во финалната потрошувачка на енергија (GWh)

	GWh			
	2005	2020 ДГ	2020 ГГ	2020 ПВ
Електрична енергија од ОИЕ	1144	2539	3482	2889
Хидроелектрани	1144	2300	3000	2650
Големи хидроелектрани	1090	2000	2600	2350
Мали хидроелектрани	54	300	400	300
Ветерни електрани	0	180	360	180
Фотоволтаици	0	14	42	14
Биомаса	0	25	50	25
Биогас	0	20	30	20
Топлина од ОИЕ	1872	3100	3350	3210
Биомаса	1756	2640	2740	2700
Сончева енергија	0	60	90	80
Геотермална енергија	116	400	520	430
Биогорива	0	560	655	600
ВКУПНО ОИЕ	3016	6199	7487	6699
Потрошувачка на финална енергија	21783	32873	30825	31850
Учество на ОИЕ (%)	13,8	18,9	24,3	21,0

При пораст на производството на електрична енергија со просечна годишна стапка од 3%, 2% и 2,5% и при производство на електрична енергија од ОИЕ според ДГ (2539 GWh, табела 6.3.5.2), ГГ (3482 GWh) и ПВ (2924 GWh), процентуалното учество на ОИЕ во производството на електрична енергија во 2020 година би изнесувало 20,1%, 31,5% и 24,7% соодветно.

Табела 6.3.5.2. Учество на ОИЕ во производството на електрична енергија

Електрична енергија од ОИЕ	2020 ДГ	2020 ГГ	2020 ПВ
GWh	2539	3482	2924
Вкупно производство на ел.ен. со стапка	3%	2%	2,5%
GWh	12616	11060	11842
Учество на ОИЕ (%)	20,1	31,5	24,7

⁹⁵ Базна студија за ОИЕ на РМ, МАНУ, нацрт верзија, февруари 2010

6.4. АКТИВНОСТИ КОИ СЕ ПЛАНИРААТ НА ПОСТОЈНАТА ЕНЕРГЕТСКА ИНФРАСТРУКТУРА И ГРАДБА НА НОВИ ЕНЕРГЕТСКИ ОБЈЕКТИ

6.4.1. Електроенергетски сектор

Со Стратегијата до 2020 година се предвидува ревитализација и користење на постојните термоелектрани на лигнит и мазут за производство на електрична енергија со моќност од 1010 MW и изградба на една нова со моќност од 300 MW. Се предвидува завршување на ревитализацијата и користење на постојните хидроелектрани (ХЕ) со инсталирана моќност од 580 MW и изградба на нови со вкупна инсталирана моќност од 690 MW (табела 6.4.1.1). До 2020 година се предвидува искористување на природниот гас во три когенеративни постројки за производство на електрична енергија и топлина (ТЕ-ТО) со вкупно инсталирана моќност за производство на електрична енергија од 564 MW.

Со цел да се одржи кондиционата способност на постојните термоелектрани на лигнит планирана е *ревитализација на опремата на ТЕ Битола и ТЕ Осломеј* со зголемување на нивната моќност за повеќе од 30 MW. Покрај тоа, потребно е вградување на системи за десулфуризација на чадните гасови до 31 декември 2017 година, согласно обврските кои произлегуваат од Директивата 2001/80/ЕС. Со оглед дека постојните термоелектрани на јаглен ќе бидат при крај на својот работен век потребно е да се спроведе детална техноекономска анализа за замена на ТЕ Битола 1 и 2 и ТЕ Осломеј со нова од 600 MW наместо нивна ревитализација и монтажа на системи за десулфуризација. Со тоа би се задоволеле еколошките барања од наведената Директива и поради повисокиот степен на полезно дејство би се намалила емисијата на стакленични гасови и би се заштедело значително количество на јаглен.

Потребна е и *реконструкција на ТЕ Неготино* со која би и се овозможила поголема флексибилност со цел да се зголеми нејзиното учество во електроенергетскиот систем во Македонија и истата да придонесе како за зголемување на производството на електрична енергија, така и за зголемување на стабилноста на системот со нејзиното вклопување во променливиот режим на работа. Во фазата на зголемување на флексибилноста на електраната потребно е да се направи надградба на управувачкиот систем и вградување на современ турбински регулатор кој би овозможил оваа електрана да се вклопи во регулациониот систем давајќи примарна и секундарна регулација на целокупниот македонски електроенергетски систем. Во такви услови се зголемуваат капацитетите на системот и за прифаќање на поголема моќност на ветерни и сончеви електрани. Имајќи ја предвид Директивата 1999/32/ЕС за редукција на содржината на сулфур во определени течни горива и Директивата за измена 93/12/ЕЕС, ТЕ Неготино ќе може да работи со планираната динамика без нарушување на обврските кои произлегуваат од Директивата 2001/80/ЕС. Во Стратегијата не се предвидува промена на статусот на АД ТЕЦ Неготино од правен аспект ниту промена на горивото. Наша препорака е да се користи ТЕЦ Неготино на мазут како ладна резерва и/или како ротирачка резерва секогаш кога е економски оправдано или кога не може да се задоволат потребите од електрична енергија со увоз.

Во престојниот период планирано е комплетирање на *ревитализацијата на хидроелектраните*, вклучувајќи и инсталација на еден нов агрегат, (втора фаза) со што нивната вкупна инсталирана моќност ќе се зголеми за околу 50 MW.

Периодот од 2010 до 2020 година се карактеризира со интензивно влегување во погон на нови ТЕ-ТО и хидроенергетските објекти.

Во сценаријата се претпоставува завршување на започнатите активности кај постојните хидроелектрани и тоа: зголемување на инсталираниот капацитет на ХЕ Матка и влегување во погон на ХЕ Св. Петка во 2010 година.

Влегување во погон на ХЕ Бошков мост во 2015 година, Луково поле со ХЕ Црн камен и ХЕ Галиште во 2016 година, ХЕ Градец во 2017 година и ХЕ Чебрин во 2018-2019 година.

При влегување во погон на ХЕ Чебрин, направена е поправка на факторот на оптоварување на конзумот од 60,7% во 2020 на 65% во 2030 година, која се одвива постепено заради ангажирање на ХЕ Чебрин како потрошувач во ноќните часови кога работи во пумпен режим.

Последна од големите потенцијални хидроелектрани е ХЕ Велес која влегува во погон во 2021 година. Со изградба на планираните хидроелектрани во електроенергетскиот систем покрај постојните хидроелектрани со вкупна моќност од 580 MW ќе се вклучат и нови со вкупна моќност од 780 MW со што производството на електрична енергија од хидроелектраните ќе се зголеми за повеќе од два пати.

Табела 6.4.1.1. Временска динамика на изградба на новите производни капацитети во Македонија за двете сценарија

	СЦЕНАРИО 1*	СЦЕНАРИО 1a**	СЦЕНАРИО 2
	Конзум 2,5%	Конзум 2,5%	Конзум 3,0%
2010	ТЕ-ТО Скопје, ТЕ-ТО КОГЕЛ, ХЕ Св. Петка	ТЕ-ТО Скопје, ТЕ-ТО КОГЕЛ, ХЕ Св. Петка	ТЕ-ТО Скопје, ТЕ-ТО КОГЕЛ, ХЕ Св. Петка
2014	КоГЕЕ		КоГЕЕ
2015	ХЕ Бошков Мост	ХЕ Бошков Мост Луково поле	ХЕ Бошков Мост
2016	ХЕ Галиште, Луково поле		ХЕ Галиште, Луково поле
2017	ХЕ Градец	КоГЕЕ	ХЕ Градец
2018		ХЕ Градец	ТЕ Битола 4, ХЕ Чебрин
2019	ТЕ Битола 4, ХЕ Чебрин	ТЕ Битола 4, ХЕ Галиште	

* Основно сценарио; ** Сценарио со забавена инвестициона активност (поглавие 6.1.1)

Во Стратегијата се планира изградба на двете најголеми хидроелектрани од Вардарската долина ХЕ Градец и ХЕ Велес за кои постои техничка документација на ниво на идеен проект. Ова решение е најповолно од аспект на ерозијата и таложеење на наносите. За другите десет помали хидроелектрани на реката Вардар техничката документација е само на ниво на идејно решение и според тоа тие не можеа да се планираат во моментот на изработка на Стратегијата. До колку се обезбедат инвеститори и се искористи поголем или целиот капацитет на Вардарската долина тоа би ги зголемило производството на електрична енергија и стабилноста на електроенергетскиот систем на Македонија.

Проектот Вардарска долина е доста комплексен и бара солидна документација врз основа на која би се носеле соодветни одлуки. Согласно сегашните планови за изградба на хидроелектраните на Вардарската долина според предвидената динамика, потребно е поместување на пругата на делниците што ќе бидат потопени со соодветните вештачки езера. За тоа се потребни дополнителни инвестиции кои се земени предвид во Стратегијата. Меѓутоа, на

стратешкиот правец Табановце – Гевгелија секако треба да се изгради нова современа пруга (со два колосеци). Наш став е дека треба во најкус можен рок да се започне со изградба на оваа пруга и со изградба на хидроелектраните на Вардарска долина да се започне после тоа.

Малите ХЕ заедно со фотоволтаичните електрани и постројките на биомаса се земени интегрално, со динамика на развој од по 50 MW и со производство од по 140 GWh годишно на секои 5 години (2015, 2020, 2025 и 2030 година). Ваквата динамика на развој на овие ОИЕ значи дека во 2020 година се проектирани со вкупна моќност од 100 MW и со производство од 280 GWh годишно. Покрај нив, до 2020 година, планирани се и 90 – 180 MW ветерни електрани со производство од 180 - 360 GWh годишно. Поради неопходната резервна моќност за нив, ова производство ќе придонесува пред се во заштеда на горивото на термоелектраните и само делумно во енергетскиот биланс кога се користат во комбинација со акумулациони хидроелектрани.

Со вака претпоставена динамика на градба на потенцијалните хидроелектрани, вкупните хидрокапацитети во Македонија (постојни и нови) до крајот на 2020 година би достигнале околу 1350 MW со просечно годишно производство од околу 2800 GWh.

Термоелектраните на гас со комбинирано производство на електрична енергија и топлина се земени со динамика на влегување во погон соодветно започнатите и тековните активности. ТЕ-ТО Скопје на АД Топлификација со инсталирана моќност од 234 MW влегува во погон во 2010 година, а ТЕ-ТО КОГЕЛ со инсталирана моќност од 30 MW во 2010 година. Третата гасна КОГЕЕ од 300 MW, која е во фаза на распишување тендер, влегува во погон 2014 година.

Со овие активности се заокружува искористувањето на постојниот гасовод за производство на електрична енергија. Со изградба на предвидените три гасни ТЕ-ТО со вкупна инсталирана моќност од 564 MW, можат максимално годишно да се произведат до 4000 GWh, за што се потребни 800 милиони Nm³ гас.

За изградба на дополнителни ТЕ на гас, потребно е изградба на нови гасоводни линии до Македонија.

Во 2018-2019 предвидено е влегување во погон на ТЕ на лигнит од јамски коп со инсталирана моќност од 300 MW. Постојната инфраструктура во РЕК Битола дава одредена предност во однос на другите локации на нова ТЕ Битола 4.

Согласно анализите изнесени во поглавие 6.1.1, основните активности кои треба да се спроведат за задоволување на потребите од електрична енергија можат да се сумираат во следните:

- зајакнати мерки и активности за заштеда на енергија и за подобрување на енергетската ефикасност,
- изградба на втората голема ТЕ-ТО на природен гас во Скопје во најкус можен рок и изградба на мали ТЕ-ТО на природен гас таму каде што за тоа постои економска оправданост,
- ревитализација на постојните производствени капацитети,
- зајакнати мерки и активности за брз и широк продор на природниот гас и на сончевата енергија во домаќинствата,
- поголем и брз продор на обновливите извори на енергија за производство на електрична енергија (вклучувајќи ги и големите хидроелектрани и мали ТЕ-ТО на отпадна биомаса),
- припремни активности за нови термоелектрани и/или нуклеарна електрана.

Изградба на рудници

Површински коп **Брод-Гнеојино** е во фаза на отворање и е во државна сопственост, во рамките на АД ЕЛЕМ- Електрани на Македонија. Според очекувањата планираниот годишен капацитет од $2 \cdot 10^6$ тони би се постигнал во третата година од почетокот на експлоатацијата на јагленот, односно во текот на 2011 година а најкасно во почетокот на 2012 година.

Експлоатацијата на ПК **Суводол-Њодинска јагленова серија** планирано е да започне во 2010 година и во 2011 година да го постигне планираниот капацитет од $3 \cdot 10^6$ t/год.

За потребите на новата термоелектрана Битола 4 се планира отворање на рудникот **Живојно**. Експлоатацијата на јагленот би била јамска. Цената на јагленот добиен од рудникот Живојно се проценува на 15 евра по тон⁹⁶ и е доста пониска од цената на јаглен со ист квалитет кој би се увезувал.

Периодот на постигнување на оптималниот планиран капацитет на рудникот Живојно од 3 милиони тони јаглен годишно се проценува на 5 години од моментот на обезбедување на потребните инвестициони средства. Со оглед дека Македонија нема искуство во јамска експлоатација на лигнит, потребно е да се започне со активностите доста порано (2010-2011 година).

Развој на преносната мрежа на Македонија

За остварување на енергетската стратегија на градба на нови производствени електроенергетски објекти, потребно е да се направат и одредени активности за подобрување на инфраструктурата на преносната мрежа во Македонија. Според МЕРСО⁹⁷ активностите за подобрување на преносната мрежа се однесуваат на ревитализација на постојните и изградба на нови 110 kV далноводи внатре во Македонија, како и инвестициони активности на поврзување на ЕЕС на Македонија со соседните ЕЕС преку 400 kV далноводи. Во табела 6.4.1.2 се дадени тековните и краткорочно планираните активности во електропреносната мрежа на Македонија.

Табела 6.4.1.2. Планирани краткорочни активности за подобрување на преносната мрежа

Напонско ниво	Делница / Проект	Должина (km)	Инвестиција (милиони €)
110 kV	Двосистемски ТС Битола 3 – ТС Битола 4	12	3,25
110 kV	ХЕ Магпа -ТС Скопје 3	8	1,6
400 kV	Македонија – Србија , Штип – Ниш	70 (МК)	14

Други планирани ревитализации:

- Четири трансформаторски станици 400/110 kV (Скопје 1, Скопје 4, Битола 2 и Дуброво) со инвестиција од 6,25 милиони евра;
- Реконструкција на 110 kV ДВ-и на потегот Вруток – Тетово со изградба на двосистемски ДВ, изградба на ТС Петровец и приклучниот 110 kV ДВ за ТС Петровец, како и изградба на повеќе

⁹⁶ Физибилити студијата за јамска експлоатација на јагленот за потребите на ТЕ Битола од наоѓалиштето Живојно”, изработена од РИ-ПИЕРМ, Рударски институт д.о.о. Скопје и др., февруари 2004 год.

⁹⁷ МЕРСО – Идни електропреносни објекти

110 kV ДВ полиња, со вкупна вредност на кредитот од 27 милиони евра, со реализација во период до 2009 година;

- Изградба на нов 2 × 110 kV ДВ ТС Битола 3 – ТС Битола 4, реконструкција на постоен 110 kV ДВ ТС Скопје 1 – ТС Тетово 1, ревитализација и надградба на ТС 110/x kV (ревитализација на ВН опрема, управување, заштита итн.) со вкупна вредност на кредитот од околу 25 милиони евра, со реализација во период до 2011 година.

Планирани електропреносни објекти за периодот после 2010 година се следните, за кои се изработуваат почетните физибилити студии/елаборати:

- 400 kV интерконективен далновод Македонија – Албанија., 16,7 милиони евра,
- 400 kV интерконективен далновод Македонија – Косово, 6,4 милиони евра,
- 110 kV далновод за поврзување на ХЕ Бошков Мост на преносната мрежа. 4,65 милиони евра.

На слика 3.2.2.1 е дадена постојната и планираната инфраструктура на преносната мрежа на Македонија.

Со реализација на хидросистемот на Црна Река преку изградба на ХЕ Чебрин и ХЕ Галиште, потребно е да се реализира 400 kV поврзување на овие хидроелектрани со ЕЕС на Македонија, каде е најблиску врската Битола-Дуброво. Дополнително инвестирање и зајакнување на овој произведен јазол со 400 kV трафостаници и далноводи на локацијата Мариово ќе биде потребна после 2020 година кога се планира да влезе ТЕ на лигнит Мариово со 300 MW, или нуклеарна електрана од 1000 MW.

За подобрување на преносната инфраструктура во западниот дел на Македонија, заради значителната потрошувачка и концентрацијата на инсталирана моќност од хидроелектрани во тој дел од земјата, треба да се проанализира изградба на 400 kV мрежа.

Развој на дистрибутивниот електроенергетски систем

Потребни се дополнителни вложувања во дистрибутивниот систем на Македонија за подобрување на квалитетот на испорачаната електрична енергија и сигурноста во снабдувањето. При тоа треба да се нагласи и потребата за сведување на минимум на неевидентираниот и на ненаплатената потрошувачка на електричната енергија. Во таа насока потребен е дополнителен ангажман и на Министерството за внатрешни работи и на судството за обезбедување на несметано извршување на обврските од страна на вработените на ЕВН Македонија, за благовремено и квалитетно решавање на поднесените судски пријави и за реализација на донесените пресуди.

6.4.2. Сектор за производство на топлина

Активности кои се планираат на постојната енергетска инфраструктура на Топлификација АД за период до 2012 година, до 2020 и до 2030

Зголемувањето на енергетската ефикасност и намалувањето на енергетските загуби Топлификација ќе го прави со:

- *Вградување на додатни грејни површини-утилизатори* за доискористување на отпадната топлина на котлите, односно енергијата која се содржи во чадните гасови;
- Вградување на инструменти за континуирано мерење на содржината на кислород во излезните чадни гасови;
- Редовно одржување на веќе поставената термоизолација и постојано надградување со нова.

Зголемувањето на доверливоста на работењето Топлификација ќе го овозможува со:

- редовно одржување на постројките во топланите,
- редовно одржување на топлификационата мрежа,
- вградување на софистицирана опрема за управување,
- замена на постоечката механичка опрема за регулација со автоматика,
- вградување на опрема и софтвер за континуирано следење и управување со процесот на производство и испорака на топлина.

Ревитализацијата и модернизацијата на опремата се прави континуирано и така ќе се продолжи и во наредниот период и тоа:

- Замена на постоечките економајзери на котлите со нови типови. Предвидено е во наредните 10 години да се изврши замена на сите постоечки типови на економајзери со нови;
- Замена на екраните од ложиштата на котлите. Предвидено е во наредните 20 години да се изврши комплетна замена на сите екрани од ложиштата;
- Модернизација на старата автоматика, мерно-регулациона и заштитна опрема;
- Вградување на мерно регулациона опрема за делумно греење на станбените објекти.

Со поскапувањето на енергентите, се поголема станува и веројатноста секое домаќинство да набави и инсталира опрема за мерење на потрошената топлина на ниво на стан.

Топлификација АД веќе учествува во изградбата на првата паро-гасна когенеративната постројка со произведен капацитет на електрична енергија од 230 MW и топлина од 160 MW. Почетокот со редовна работа на овој капацитет е предвиден во првата половина од 2010 година.

До 2011 година се планира изградба и пуштање во работа на когенеративна постројка во топланата Скопје Север со инсталирана електрична снага од 40 MW и топлинска снага од 30 MW. Оваа постројка годишно ќе може да произведува 280 GWh електрична енергија и 60 GWh топлина.

До 2013 година се планира изградба и пуштање во работа на когенеративна постројка во западниот дел на град Скопје со инсталирана електрична снага од 200 MW и топлинска снага од 160 MW. Оваа когенеративна постројка треба да ги покрие основните потреби за топлина на топлификациониот конзум приклучен на топланата Запад. Топланата Запад би ги покривала врвните потреби на овој конзум, на сличен начин како што ќе работи и топланата Исток во спрега со ТЕ ТО АД Скопје. Оваа постројка годишно ќе може да произведува 1600 GWh електрична енергија и 200 GWh топлина.

6.4.3. Сектор за нафта и нафтени продукти

Инвестиционите активности во ОКТА ќе бидат ориентирани пред сè на модернизација на рафинеријата со цел на зголемување на енергетската ефикасност и намалување на енергетските загуби, подобрување на заштитата на околината, зголемување на доверливоста на работењето и на изградба на нови бензински пумпни станици. Покрај тоа се планираат и следните инвестициони активности:

- **2009 год.**
 - Изомеризациска постројка - производство на високо квалитетен моторен бензин;
 - Постројка за прочистување на отпадни води;
- **2010-2015 год.**
 - Реконструкција на инфраструктурата за утовар на нафтени продукти
 - Радарски систем- надградба на постојниот мерен систем на нивоа на резерварите
 - Надградба на ТЕ во ОКТА за производство на индустриска пареа и електрична енергија
 - Надградба и подобрување на HDS постројката
 - Проширување со цел покривање на зголемените потреби од енергија во анализираниот период

Во рамките на овој сектор планирана е и изградба на нафтоводот АМБО кој треба да го преспои бугарското пристаниште Бургас на Црното Море со албанското пристаниште Валона на Јадранското Море преку Македонија.⁹⁸ Нафтоводот треба да е долг близу 900 km и со капацитет од близу 120 t нафта дневно. Трите држави ги имаат дефинирано влезно излезните точки на меѓусебните граници и имаат потпишано Конвенција за изградба, користење и одржување на нафтоводот, која е ратификувана од соодветните Собранија. Средствата за изградбата на нафтоводот се проценети на околу 1,5 милијарди САД\$. Проектот е подржан од страна на Владата на САД која ја финансираше изработката на Фисибилити студијата за нафтоводот. Се очекува дека нафтоводот ќе биде изграден пред 2015 година.

Придобивките од изградбата на нафтоводот АМБО се повеќекратни: дополнителна сигурност во обезбедувањето со нафта, наплаќање на транзитна такса и ангажирање на домашни компании во изградбата.

6.4.4. Сектор за природен гас

Можните активности во секторот за природен гас се детално опишани во поглавието 6.3.3. Овде треба повторно да се нагласи потребата од регионално поврзување на Република Македонија со нова гасоводна мрежа.

⁹⁸ Bulgaria-Macedonia-Albania Oil Pipeline Project, W&C Draft, Washington, D.C., March 2000

7. ВЛИЈАНИЕ ВРЗ ОКОЛИНАТА

Основните цели на европската политика за енергија и животна средина вклучуваат: сигурност во снабдувањето со енергија, конкурентност, зголемена енергетска ефикасност и обновливи извори на енергија и еколошка одржливост. Реализацијата на целите се следи преку следните шест прашања⁹⁹:

- Колкави се влијанијата на производството и користењето на енергија врз животната средина
- Какви се трендовите на составот на енергетските горива и соодветните последици по животната средина
- Колку брзо се имплементираат технологиите базирани на обновливи извори на енергија
- Дали производствените системи на енергија стануваат поефикасни
- Дали трошоците заради влијанието по животната средина се вклучени во цената на енергијата на соодветен начин
- Кои се трендовите на потрошувачка на енергија во домаќинствата и кои се политиките за подобрување на енергетската ефикасност

Ова се насоките според кои, во следниот период треба да се гради и усогласува и енергетската политиката на Република Македонија, секако, имајќи ги предвид и националните специфики. Имплементацијата на овие цели води кон одржлив енергетски развој, бидејќи покрај придобивки за животната средина, ќе обезбеди и економски и социјални придобивки.

7.1. ПРЕГЛЕД НА ЗАГАДУВАЊЕТО

Во Македонија близу 90% од примарната енергија се добива од фосилните горива, главно лигнит и мазут. Најголемиот дел од тоа се трансформира во електрична енергија или топлина во термоенергетските објекти. Еколошките компоненти врз кои дејствуваат термоенергетските објекти се групираат во три целини, воздух, вода и почва и посредно преку нив влијанијата врз живиот свет, флората, фауната и особено врз здравјето и квалитетот на живеењето на луѓето. Во Македонија еколошки најоптоварена компонента од страна на термоенергетските објекти е воздухот. Термоенергетските објекти го загадуваат воздухот како со честички и гасови (SO₂, NO_x, CO) со директно негативно влијание на живиот свет и материјалите во нивната околина така и со гасови (CO₂, CH₄, N₂O) со глобално негативно влијание преку ефектот на стаклена градина.

Локално загадување

Во повеќето случаи емисијата на SO₂ е висока и повеќекратно ги надминува максимално дозволените вредности. Сепак, во одредени случаи приземните концентрации на SO₂ во околината на термоенергетските објекти се во границите на максимално дозволените вредности, како на пример максималните вредности на приземните концентрации на SO₂ во околината на топланите „Исток“ и „Запад“ на Топлификација АД во Скопје, при користење на мазут со 2% сулфур се до 28%,

⁹⁹ Европска агенција за животна средина (ЕЕА): Енергија и животна средина 2008, Извештај бр.6/2008; http://reports.eea.europa.eu/eea_report_2008_6/en/Energyandenvironmentreport2008.pdf

односно, до 57% од максимално дозволените вредности¹⁰⁰. Во изминатиот период концентрациите на SO₂ во околината на РЕК Битола само во мал број случаи ја надминуваа максимално дозволената вредност¹⁰¹. Меѓутоа, преостанатите резерви на лигнит од Суводол и особено подинските слоеви, како и резервите од Брод-Гнеотино и Живојно се со повисок процент на согорлив сулфур. .

Термоенергетските објекти се големи загадувачи и на водите. И покрај тоа што постојат јасно дефинирани обврски за пречистување на отпадните води на овој проблем сè уште не му е посветено соодветно внимание. Особено е значајно да се обезбеди пречистување на сите отпадни води кои се испуштаат во Црна Река (не само од термоенергетските објекти) пред да почне полнењето на планираните акумулации Чебрен и Галиште.

Загадувањето на тлото особено е значајно кај рудниците. За секој од нив постојат соодветни елаборати за заштита на животната средина само е потребно доследно спроведување на истите.

Глобално загадување

Вкупните емисии на стакленички гасови во Република Македонија за периодот 1990-2002 година се движат од 11,9 до 14,4 Mt CO₂-екв. Емисиите за 2000 година изнесуваат 14318 kt CO₂-екв, односно 7,16 t CO₂-екв по жител¹⁰². Главен загадувач е секторот енергетика, којшто учествува со околу 70% во вкупните емисии. Во рамките на овој сектор доминантни се емисиите на CO₂.

7.2. СТРАТЕШКИ И ЛЕГИСЛАТИВНИ АСПЕКТИ

На стратешко ниво, политиката за животна средина (како дел од политиката за одржлив развој) е покриена со следните документи: Националната стратегија за одржлив развој¹⁰³ и Националниот акционен план за животна средина (NEAP).

Во Националната стратегија за одржлив развој енергетиката и климатските промени заедно се идентификувани како еден од клучните предизвици и во македонски услови, што е во согласност со Европската стратегија за одржлив развој¹⁰⁴. NEAP ги дефинира проблемите во животната средина и политиките во соодветните медиуми и сектори (енергетиката е еден од секторите во NEAP). Единиците на локалната самоуправа подготвуваат стратешки документи на локално ниво - Локални акциони планови за животна средина (LEAPи). Од аспект на енергетика, LEAP-ите треба да содржат активности и мерки за енергетска ефикасност и обновливи извори на енергија.

Законот за животна средина¹⁰⁵ вклучува легислатива за оцена на влијанијата врз животната средина (EIA), систем на интегрирани дозволи за интегрирано спречување и контрола на загадувањето (IPPC) пред сè преку концептот на „Најдобри достапни технологии“, а предвидува и усвојување на посебна регулатива за еколошки планови за управување и еколошки аудити. Исто така,

¹⁰⁰ Каневче Г., Пресметка на приземните концентрации на полутантите во околината на топланите „Исток“ и „Запад“, Елаборат за Топлификација АД, Скопје, 2007.

¹⁰¹ Каневче Г., РЕК Битола – еколошки аспекти, Зборник на трудови, Тркалезна маса: РЕК Битола - перспективите како енергетски стожер на РМ, ЗЕМАК, Битола, 2003

¹⁰² Извор: Втор национален извештај кон Конвенцијата за климатски промени на ОН, Министерство за животна средина и просторно планирање, УНДП-ГЕФ, ноември 2008

¹⁰³ Се очекува да биде усвоена во 2009

¹⁰⁴ Совет на Европската унија: Обновена стратегија за одржлив развој (EU SDS), јуни 2006

¹⁰⁵ Службен весник на Република Македонија бр. 53/2005

Законот за животна средина вклучува и еко-етикетирање што од аспект на енергетика има значителен придонес за енергетска ефикасност на страната на потрошувачката.

Понатаму, при изградба на нови енергетски капацитети треба да се имаат предвид обврските кои произлегуваат од меѓународните конвенции кои се ратификувани од Република Македонија, и тоа, во прв ред, Конвенцијата за оценка на прекуграничните влијанија врз животната средина и Конвенцијата за биолошка разновидност, но и Конвенцијата за заштита на водните живеалишта со меѓународно значење за заштита на водните птици, Конвенцијата за заштита на миграторни видови диви животни и Конвенцијата за заштита на дивиот растителен и животински свет и природните живеалишта во Европа.

7.3. КЛИМАТСКИ ПРОМЕНИ

Република Македонија ја ратификува Рамковната конвенција на Обединетите нации за климатски промени (UNFCCC) и Протоколот од Кјото како земја која не е во Анекс I. Во националното законодавство, некои аспекти од климатските промени се содржани во Законот за животна средина, како што се подготовката на инвентар на стакленичките гасови, како и акционен план со мерки и активности за да се намали порастот на емисиите на стакленички гасови и да се ублажат неповолните влијанија од климатските промени. Исто така, во дополнетиот Закон за животна средина е воведен член кој го третира Механизмот за чист развој (CDM).

Министерството за животна средина и просторно планирање (МЖСПП) ги координира сите активности поврзани со Конвенцијата и Протоколот и има улога на Назначен национален орган (DNA) за примена на Протоколот од Кјото. CDM е единствениот флексибилен механизам кој може да го користи Република Македонија. Владата има усвоено Стратегија за CDM за првиот период на обврски според Протоколот од Кјото 2008-2012¹⁰⁶ во која за енергетскиот сектор се идентифицирани следните приоритети: ревитализација на големи електрани; гасификација (промена на јаглен и нафта со гас); когенеративно производство на топлина и електрична енергија; енергетска ефикасност во индустријата; и хидроенергијата и геотермалната енергија.

7.3.1. Емисии на стакленички гасови

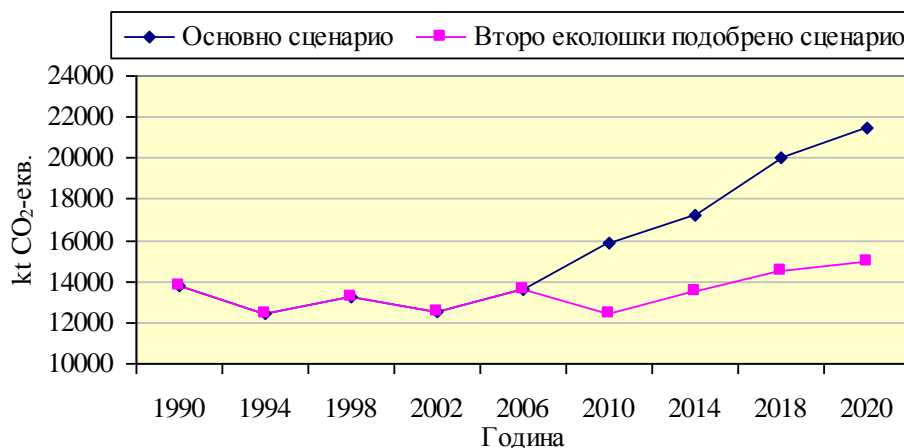
Посебно важен дел од аспект на енергетиката во Националните извештаи за климатски промени¹⁰⁷ е тематската област за ублажување на климатските промени. Во македонски услови, анализата ги опфаќа следните сектори – „електроенергетика“, „индустриски енергетски трансформации и греење“, „сообраќај“, „отпад“ и „земјоделство“. За секој од секторите се дефинирани неколку развојни сценарија за периодот од 2008 до 2025 година - основно сценарио и еколошки подобрени сценарија, коишто вклучуваат соодветни мерки/практики/проекти/интервенции за смалување на емисиите (слика 7.3.1.1).

Согласно сценариото базирано само на јаглен, или таканаречена црна варијанта, емисиите од околу 13800 kt CO₂-екв во 1990 би пораснале на 21500 kt CO₂-екв во 2020 година. Според второто подобро еколошко сценарио како резултат на воведувањето на гасните постројки за когенеративно производство,

¹⁰⁶ www.moepp.gov.mk

¹⁰⁷ Владата има усвоено два Национални извештаи за климатски промени (вториот во ноември 2008)

намалувањето на порастот на потрошувачката на електричната енергија и зголемената употреба на обновливи извори на енергија во 2020 година емисиите ќе изнесуваат околу 15000 kt CO₂-екв, или за 30% помалку во однос на основното сценарио. При тоа специфичната емисија на стакленички гасови од електроенергетскиот сектор (мрежниот фактор) од околу 1,2 kg/kWh во 2006 година, според основното сценарио останува на приближно истото ниво, со благ раст, додека според еколошки подобреното сценарио, се намалува на вредност од околу 0,9 kg/kWh, односно за 22%.



Слика 7.3.1.1. Проекции на вкупните емисии на стакленички гасови

7.3.2. Обврски

Во моментот како земја која не е во Анексот I, Македонија нема квантифицирани обврски за редукција на емисиите на стакленички гасови. Како ЕУ кандидат земја (со перспектива за членство) Македонија ќе мора да биде вклучена во заедничките европски напори и цели во врска со климатските промени. Специфичните обврски кои може да се очекуваат би биле во форма на ограничување на порастот на емисиите на стакленички гасови. Заради тоа, при планирањето на идните проекти во енергетскиот сектор треба да се имаат предвид следните два клучни елементи:

- Зголемени оперативни трошоци на термоелектраните на јаглен заради наметнување на обврска да купуваат дозволи за емисии на стакленички гасови;
- Зголемени инвестициони трошоци при градење на нови и ревитализација на термоелектрани на јаглен заради барањето за користење на ВАР („чист јаглен“ технологии), односно генерално за почитување на европските стандарди за големи постројки.¹⁰⁸

Во меѓувреме Македонија треба соодветно да се подготви институционално, законодавно и технички. Во таа смисла, исклучително важно е преземање на пилот подготвителни проекти за реализација на шемата за тргување со емисии - ETS во македонски услови, со воспоставување на национални регистри и национален план за алокација на дозволи на емисии помеѓу загадувачите. Исто така треба да се работи и на јакнење на преговарачките капацитети на Македонија во процесот на определување на квантифицираните обврски.

¹⁰⁸ Директива за големи постројки (Large Combustion Plant Directive)

8. ПОЛИТИКА НА ЦЕНИ ВО ЕНЕРГЕТИКАТА

8.1. КЛУЧНИ ЕКОНОМСКИ ПРОБЛЕМИ НА ЕНЕРГЕТСКИОТ СЕКТОР

Клучните економски проблеми со кои е оптоварен енергетскиот сектор на Република Македонија, можат да се сумираат на следниов начин: (1) нагласена енергетска дефицитарност; (2) со години депресирана цена на енергијата, посебно на електричната енергија, со што се обесхрабруваше штедењето на овој скап ресурс и се дестимулираше една битна функција на претприемничкото однесување на фирмите - замена на поскапите ресурси со поевтини; (3) депресираната цена на енергентите продуцираше загуби и недостаток на средства за инвестирање во одржувањето, модернизацијата, проширувањето и изградбата на нови капацитети во енергетскиот сектор; (4) неповолна индустриска структура која детерминира висока енергетска интензивност - речиси 1/3 од вкупната потрошувачка на електричната енергија на земјата отпаѓа на енергоинтензивните индустриски гранки. Овде треба да се има предвид фактот дека Македонија влегува во редот на земјите со анемичен економски раст и бавни структурни промени. Забавените структурни промени ќе влијаат врз задржување на стабилен образец на структурата на потрошувачката на енергија, без брзи фундаментални структурни поместувања. Емпириските искуства покажуваат дека за посериозни структурни промени се потребни 15 до 20 години; (5) високи вкупни загуби на електричната енергија (технички и комерцијални); (6) ниска енергетска ефикасност; (7) отсуство на комплексни програми за штедење на енергија, посебно во секторот на домаќинствата, но и во другите сектори кои се значајни потрошувачи. Ваквите состојби во крајна линија детерминираат ниска енергетска одржливост на Република Македонија, т.е. ниска способност на земјата да обезбеди сигурна понуда на енергија (производство, пренос, дистрибуција и снабдување), на начин кој нема да го загрози долгорочниот развоен потенцијал на енергетскиот сектор и на економијата во целина, т.е. нема да ја загрози сигурноста на идните генерации.¹⁰⁹ Според пресметките на експертите на Европската банка за обнова и развој Индексот на одржлива енергија на Македонија изнесува 0,36 и е два пати понизок од оној на Германија, Шпанија, Велика Британија и Холандија, но и, речиси, два пати понизок од оној на Словенија, Литванија и Романија.

Поради ваквите состојби евидентно е дека увозот на енергија претставува растечка и се позначајна ставка во вкупниот увоз на македонската економија. Ако во 2003 година, вредноста на увозот на енергијата изнесуваше 323 милиони САД \$, во 2004 година тој износ достигна 398 милиони САД \$, во 2005 година 618 милиони САД \$ и во 2006 околу 680 милиони САД \$¹¹⁰. Во овој контекст, посебно загрижува и се поголемата увозна зависност на земјата од електрична енергија – трендот на пораст на увозот на електрична енергија особено се засили по 1999 година, за во 2006 година увозната зависност од електрична енергија да надмине 25%¹¹¹. Ваквите трендови се резултат на зголемената економска активност во земјата, рестартирањето на индустриските капацитети кои влегуваат во групата на големи потрошувачи на енергија, но и на покачувањето на цената на суровата

¹⁰⁹ EBRD Transition report, London 2008

¹¹⁰ Министерство за економија на Република Македонија – Енергетски биланси за соодветните години

¹¹¹ © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

нафта и нафтените продукти, како и на цените на другите енергенти на светскиот пазар. Учеството на енергетскиот дефицит во вкупниот трговски дефицит на земјата се зголеми од околу 27% во 2003, на 38% во 2006 година¹¹². Негативните ефекти на високата енергетска зависност преку трговскиот дефицит се одразуваат врз тековната сметка на билансот на плаќање и врз вкупната платно-билансна позиција на земјата, понатаму врз девизните резерви, врз задолженоста на приватниот сектор, а долгорочно можат да имаат одраз и врз девизниот курс. Негативните ефекти врз инфлацискиот индекс, иако засега се мали (околу 11%, при што трансмисиониот механизам се реализира главно преку зголемените трошоци на домаќинствата за енергија – електрична енергија, цврсти горива и нафта, а помалку преку трошоците врзани за користење на сообраќајните средства и услуги), долгорочно не смеат да се потценат. Главните детерминанти на цената на одделните видови енергија и предвидувањата на релевантни институции, потврдуваат дека цената на енергијата и во иднина ќе се оддржува на високо рамниште¹¹³.

8.2. ЕКОНОМСКА РЕГУЛАЦИЈА НА СЕКТОРОТ И ПОЛИТИКА НА ЦЕНИ

8.2.1. Улогата на регулаторното тело

Во енергетскиот сектор се присутни елементи на природен монопол (овој во современата микроекономска наука се третира како домен на пазарен неуспех), поради што е неопходна негова економска регулација. Економската регулација е насочена кон контрола на цените, условите за влез во и излез од секторите и стандардите врзани за добрата и услугите. Основната задача на економската регулацијата е најнепосредно врзана за прашањето како да се постигне конзистентност помеѓу основната цел на фирмите - максимизација на профитот и јавната благосостојба.

Регулацијата на секторот на енергетиката и е препуштена на Регулаторната комисија за енергетика на Република Македонија. За Комисијата да може успешно да ја извршува оваа значајна функција, неопходно е:

- да биде независна (како од страна на Владата така и од страна на регулираните субјекти) и да осигура транспарентна и фер регулација за сите економски субјекти во секторот – домашни и странски
- раководните кадри и другите вработени да се назначуваат врз основа на компетентност, стручност и професионалност. Со Законот за енергетика од 2006 година (член 26) на овој план е направен значаен пробив. Имено, Законот бара членовите на Регулаторната комисија за енергетика да бидат експерти во енергетскиот сектор „со најмалку 10 години работно искуство во последните 15 години, од кои во последните пет години во технички, правни, финансиски, советодавни, економски или академски институции од енергетскиот сектор“. Сепак, потребни се и понатамошни допрецизирања на Законот за енергетика во делот за регулаторното тело за да се избегнат одредени нејаснотии и недоречености.

Процесот на дерегулација и либеризација на пазарот со електрична енергија, природен гас и топлина е директно условен со јасното разграничување на

¹¹² НБРМ, 2006

¹¹³ UBS Investment Research: European power prices, P. Lekander, A. Gandolfi, S. Comper, A. Wright, November 2007

производството, снабдувањето, преносот и дистрибуцијата. Во такви услови, како природен монопол подложен на регулација ќе останат само преносот и дистрибуцијата. Истовремено, сè позначајно ќе биде инволвирањето на регулаторите во пропишување на стандарди – за квалитет, сигурност и сл.

Процесите на дерегулација и либерализација на пазарот на електричната енергија на регионално ниво го потенцираат и проблемот на т.н. глобално загушување на преносните капацитети - проблем кој произлегува од се поголемиот обем и фреквенција на размена и трговија со електрична енергија. Во ваква констелација на услови растат апетитите на преносните компании за зголемување на цената на услугата и за остварување на високи профити (екстрапрофити), на штета на потрошувачите на електричната енергија или на производителите на електричната енергија кои сакаат да извезат електрична енергија. За разрешување на овој проблем, поголем број преносни компании користат аукции за закуп на преносните капацитети, на годишно, месечно, неделно, па дури и на дневно ниво. Во овој контекст, се предложува Операторот на преносниот систем на РМ – МЕРСО, да се ангажира во имплементација на заеднички постапки за управување со загушувањата и во отварањето на Канцеларија за координирана алокација на прекугранични преносни капацитети¹¹⁴. На овој начин ќе се зголеми транспарентноста во работењето, ќе се избегнат вештачки створените загушувања, ќе се зголеми конкуренцијата и сигурноста во преносот и снабдувањето со електрична енергија. Заради постигнување на истите цели, но и заради фактот што кај нас веќе се одвива процес на либерализација на пазарот на електричната енергија (тоа значи дека се повеќе корисници на електричната енергија ќе можат слободно да го избираат својот снабдувач со електрична енергија), Македонија треба во најкраток можен рок да воведо берза на електрична енергија. Како земја која увезува големи количества на електрична енергија на Македонија и е неопходна транспарентна набавка на овој енергент. Изборот на моделот треба да е во функција на потребниот временски период за брза реализацијата на проектот. Во таа смисла, редоследно, треба да се анализираат можностите за отварање на регионална берза на електрична енергија, пристап кон некоја од постојните, веќе разработени, берзи за електрична енергија кои би отвориле своја истурена платформа во земјата и воведување на национална берза.

Процесот на дерегулација и либеризација на пазарот со електрична енергија е условен и со спроведувањето на Договорот за основање на Енергетска заедница според кој од 2015 година ќе се воведо пазарна цена на електричната енергија и природниот гас и за домаќинствата.

Владата на Република Македонија, на својата седница од 1 октомври 2009 година, усвои *Акционен план* за натамошно усогласување на националното законодавство со законодавството на ЕУ во делот на електрична енергија и природен гас¹¹⁵ со кој е опфатен голем дел од напред анализираната проблематика, вклучително и заштитата на социјално загрозените категории на потрошувачи.

Спогодбата за асоцијација со Европската унија предвидува постепено укинување на царинските давачки за увоз на течни горива, така што од 2011 година тие ќе бидат потполно укинати и со тоа пазарот на нафтените продукти и

¹¹⁴ Согласно дополнувањето на Регулативата 1228/2003 со што се формира 8. регион и согласно Меморандумот за разбирање од 2 март 2009 година чии потписник е МЕРСО.

¹¹⁵ Акционен план за натамошно усогласување на националното законодавство со законодавството на ЕУ во делот на електрична енергија и природен гас, Влада на РМ, 1 октомври 2009.

практично ќе биде либерализиран и ќе се работи согласно со принципите на пазарната економија.

8.2.2. Политика на цени

На политиката на утврдување на цените на енергентите и припаѓа круцијална улога во подобрување на инвестиционата клима во секторот и осигурување на негово непречено функционирање и одржување како и долгорочен и одржлив развој.

Електрична енергија

Светската практика познава два основни метода на регулација на цената на електрична енергија.

Според *првиот метод*, на природниот монопол му е загарантирана фиксна стапка на повратување на инвестициите. Ваквиот метод на ценовна регулација на природниот монопол уште се нарекува и регулација на профитната стапка - експертите на Светската банка, за овој метод го употребуваат терминот *cost plus regulation*¹¹⁶. Најзначајната слабост на овој метод се огледа во фактот што тој има негативни импликации врз ефикасноста на работење на економските субјекти. Згора на тоа, кај овој метод на ценовна регулација, кај регулираното претпријатие постои тенденција за примена на што поголема маса на капитал, или за преценување на масата на инвестиран капитал, а со крајна цел да се зголеми основницата за реализирање на профит.

Вториот метод, експертите на Светската банка го нарекуваат механизам на повеќегодишна тарифа¹¹⁷. Кај овој метод Регулаторната комисија ја поставува цената на ниво коешто ќе овозможи покривање на планираните трошоци за одреден број години (од 5 до 7 години). Еднаш воспоставената цена за подолг временски период го поттикнува претпријатието да ги намали производните трошоци и да го зголеми профитот во рамки на утврдената цена. По истекот на временскиот период, при повторното утврдување на цената, таа се поставува на пониско рамниште (поради оствареното намалување на трошоците), од што бенефицираат потрошувачите. Овој метод е попогоден за земјите во транзиција.

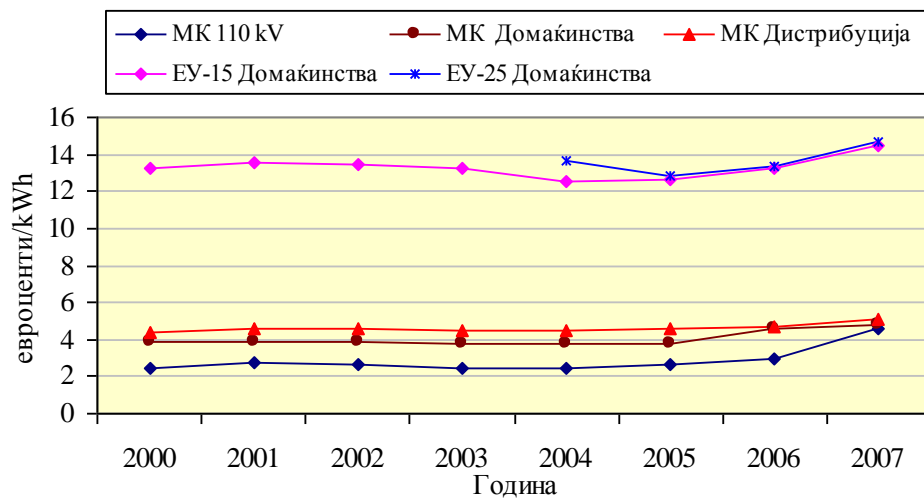
Кај двата метода се поставува дилемата што да се земе како основа за утврдување на капиталните трошоци – книговодствената вредност или пак трошоците на замена на капиталот. Со оглед на фактот што трошоците на замена имаат тенденција на пораст, како што беше претходно елаборирано, прифаќањето на овој начин на искажување на трошоците ќе резултира со пораст на цената на електрична енергија. Затоа, за земји во транзиција, како што е случајот со Македонија, поприфатливо е трошоците на капиталот да се искажат преку книговодствената вредност, освен ако според маѓународните сметководствени стандарди истата не е позначајно потценета.

Долгогодишното одржување на нереална и крајно депресирана цена на електрична енергија во Република Македонија, како што претходно е елаборирано, веќе испорачува крајно негативни (краткорочни и долгорочни) економски импликации во доменот на производството и потрошувачката на електрична енергија и во доменот на развојот на електроенергетскиот сектор.

¹¹⁶ World Bank, July 23 2004, p. 23

¹¹⁷ multi year tariff mechanism - World Bank, July 23 2004, p. 23

На сликата 8.2.2.1 е дадено движењето на цената на електричната енергија во Македонија и во ЕУ¹¹⁸. Може да се забележи дека во последните неколку години цената на електричната енергија покажува одредено покачување но таа заостанува зад цената на електричната енергија во земјите на ЕУ. Во 2007 година, просечната цена на електричната енергија за домаќинствата во Република Македонија е три пати помала од онаа на секторот на домаќинствата во Европската унија. Цената на електричната енергија за домаќинствата во Македонија е ниска и во однос на земјите од регионот. Во Бугарија и во Албанија е за повеќе од 50% повисока, додека во Романија, Словенија, Грција и Хрватска е за околу два пати повисока од цената во Македонија. Цената на електричната енергија за домаќинствата во Македонија е пониска и од цената во Србија и во Косово.



Слика 8.2.2.1. Движење на цената на електрична енергија во Македонија и во ЕУ

Цената на електричната енергија ја одредува Регулаторната комисија според утврдена методологија. Цената која се одобрува за произведената електрична енергија, за преносот и за дистрибуцијата **треба** да им овозможи на компаниите да ги покријат трошоците со вклучена фер стапка на повратување на инвестициите. Во тарифната методологија не се предвидуваат субвенции ниту пак социјални и слични мерки.

Од 2008 година големите потрошувачи преминаа во категоријата квалификувани потрошувачи и самостојно се снабдуваат со електрична енергија по пазарни цени.

После 2015 година со целосно воспоставување на либерализираниот пазар на електрична енергија како една од превземените обврски на Република Македонија со Договорот за основање на Енергетска заедница, сите потрошувачи, вклучително и домаќинствата ќе добијат право на избор на сопствен снабдувач со енергенти и електрична енергија по пазарни услови од било кој домашен или странски снабдувач кој ќе обезбеди лиценца за вршења на таа дејност.

Тарифните потрошувачи на електрична енергија од индустријата и комерцијалниот и услужен сектор треба да преминат во категоријата

¹¹⁸ Eurostat, декември 2008 за ЕУ и за домаќинства МК, Регулаторната комисија за енергетика на Република Македонија, годишни извештаи, за потрошувачите на 110 kV и на дистрибутивна мрежа

квалификувани во најкраток можен рок. Заштита на конкурентната способност на одредени индустриски гранки, во колку е потребно, треба да се обезбеди со други економски мерки. Цената на електричната енергија за домаќинствата треба да расте постепено до пазарната вредност за да не дојде до преголем скок во 2015 година. Паралелно со поскапувањето на електричната енергија за домаќинствата треба да се активираат и мерките за заштита на социјално загрозените потрошувачи на електрична енергија. Со сегашната цена на електричната енергија практично се субвенционираат сите слоеви на становништвото при што најсиромашните 20% добиваат само 3% од субвенциите¹¹⁹.

Пазарна цена на електричната енергија е предуслов за:

- воведувањето на природниот гас во домаќинствата и во комерцијалниот и услужен сектор
- масовно користење на сончевата енергија и топлински пумпи за производство на топлина
- поинтензивна инвестициона активност во енергетскиот сектор
- намалување на потрошувачката на електрична енергија
- подобра заштита на социјално загрозените слоеви.

Цената на електричната енергија и социјалниот аспект

Процесот на либерализацијата на енергетскиот сектор, а во тој контекст и на потсекторот електрична енергија, има основна цел и задача да ја зголеми конкуренцијата помеѓу стопанските субјекти во производството и снабдувањето со електрична енергија, да придонесе за креирање на поволна инвестициона клима, т.е. да привлече нови инвеститори (домашни и странски) во секторот, да воспостави реална пазарна цена на овој исклучително значаен енергент, да поттикне рационално користење на електричната енергија, да придонесе за зголемување на енергетската ефикасност на македонската економија итн. Долгогодишната егзистенција на ниска (дисторзирана) цена на електричната енергија, односно третирањето на електричната енергија како социјална категорија, во претходниот општествено – економски систем, но и долго потоа, практично до денешни дни, имаше за цел да го штити стандардот на домаќинствата, односно граѓаните. Но сега е извесно дека од 2015 година Македонија ќе мора да воведи пазарна цена на електричната енергија и за домаќинствата. Исто така е извесно дека во меѓувреме ќе расте цената на електричната енергија и за домаќинствата и постепено ќе се затвора јазот помеѓу реалната пазарна цена и регулираната цена на електричната енергија. Фактот што дел од домаќинствата, поради нискиот доход, не ќе можат да го издржат товарот на порастот на цената на електричната енергија, налага потреба од воведување на соодветни механизми за заштита на социјално загрозените категории на населението.

Во практиката се познати два модела (механизми) за социјална поддршка на загрозените потрошувачи на електрична енергија: блок тарифна структура и таргетиран субвенции¹²⁰.

Механизмот на *блок тарифната структура* претпоставува ниски цени на електричната енергија (под реалните трошоци) за социјално погодените семејства кои би се компенzirале со повисоки цени на електричната енергија за другите категории потрошувачи. Добрата страна на овој систем е што не бара

¹¹⁹ The World Bank Report No. 48983-MK, FYR of Macedonia Energy Policy Note (Draft), june 2009

¹²⁰ World Bank, July 23, 2004, p. 22

дополнителни средства, т.е. дополнителни буџетски субвенции. Слабата страна на овој систем, пак, се огледа во тоа што може да предизвика значително зголемени маргинални (дополнителни) тарифи, т.е. цени на електричната енергија за другите категории потрошувачи.

Механизмот на *таргетираните субвенции* се сведува на еден вид ваучери за плаќање на електричната енергија од страна на социјално загрозените слоеви на населението. Негови добри страни се што е директно фокусиран кон поддршка на посиромашните слоеви на популацијата и што не предизвикува дисторзии на цената на електричната енергија (различни цени за различни категории на населението). Слаба страна е што овој механизам бара дополнителни буџетски средства што може да биде проблематично од аспект на постоење на буџетски ограничувања.

Заедничка, лоша страна, на двата механизма се проблемите во објективното утврдување на социјално загрозените категории на население.

Македонија треба да го применува вториот модел. При тоа за социјално загрозените потрошувачи на електрична енергија не треба да се издаваат ваучери туку треба директно да се плаќаат сметките, со буџетски средства, за точно дефиниран износ на потрошена електрична енергија за секој од корисниците на социјалната помош за оваа намена поодделно. За да се намалат овие трошоци, државата треба да финансира во подобрување на енергетската ефикасност во домаќинствата на социјално загрозените случаи и да нуди прифатливи можности за замена на електричната енергија со природен гас.

Македонија со потпишувањето на Меморандумот за разбирање за социјалните прашања во контекст на Енергетската заедница¹²¹ презеде обврска да ги прати последиците и да презема мерки за намалување на негативните социјални ефекти поврзани со спроведувањето на Договорот за основање на Енергетска заедница. Се разбира, социјалните аспекти врзани за цената на електричната енергија и на другите енергенти, се во надлежност на Министерството за труд и социјална политика, кое, овие прашања треба да ги решава во соработка со Министерството за економија, Министерството за Финансии и Регулаторната комисија за енергетика. Владата на Република Македонија усвои *Социјално акциони планови*¹²² во кои се детално опишани активностите од оваа сфера.

Цената на другите позначајни енергенти

Под регулација, покрај цената на електричната енергија, подлежат и цените на: нафтените продукти, природниот гас, топлината и геотермалната енергија.

При регулацијата на цените и услугите на другите енергенти (цените на производство на енергија за тарифни потрошувачи, услугите за снабдување на тарифните потрошувачи како и цените на услугите за пренос и дистрибуција на енергијата) појдовен принцип, исто така, треба да биде *покривањето на вкупните трошоци, вклучувајќи и разумна стапка на повратување на капиталот*. Доколку ваквиот принцип не се почитува се јавува нерационалност и економска неефикасност. Нерационалноста се огледа во фактот што потрошувачите на енергија не се мотивирани да ја штедат енергијата. Економската неефикасност произлегува од депресирани цени – овие креираат загуби на економските субјекти во енергетскиот сектор кои, доколку се работи за претпријатија во

¹²¹ Memorandum of Understanding on Social Issues in the context of the Energy Community, Vienna, 18 October 2007.

¹²² Социјално акциони планови, Влада на РМ, септември 2009.

државна сопственост, ќе мораат да се покриваат од буџетот, со сите негативни последици што од тоа произлегуваат - прераспределба на доходот, дисторзии на пазарниот механизам и сл. Низ вакви искуства Република Македонија поминала. Тоа, покрај со електричната енергија беше случај и со нафтените продукти кои во текот на 1990 – те години имаа депресирана цена - тезата беше дека Македонија, како мала и отворена економија, е подложна на силни екстерни шокови, вклучувајќи ги тука и нафтените, и дека, според тоа, регулираната цена на нафтените продукти не треба да подлежи на чести промени. Во таква ситуација, скопската рафинерија за нафта не можеше да ги покрива трошоците на работењето, доцнеша со уплатата на акцизите итн. Од друга страна, депресираните цени на енергијата како резултат на несоодветната регулација го дестимулираат влезот на приватен капитал (домашен и странски) во секторот. Оттука, практиката на депресирани цени во секторот на енергијата за Македонија треба да биде минато, т.е. да не се повтори во иднина. Законот за енергетика (член 20) сега ги обврзува регулаторите: „при формирањето на цените на одделни видови на енергија и регулирани услуги ... да им се овозможи на носителите на лиценци покривање на трошоците за вршење на енергетската дејност и соодветен повраток на капиталот“.

Член 100 од Законот за енергетика експлицитно бара при утврдување на цените на *нафтените производи* да се обезбеди покривање на сите трошоци како и регулиран принос на капиталот, водејќи, притоа, сметка и за движењето на цените на светскиот пазар на сурова нафта и нафтени продукти. Во Република Македонија, според тоа, денес, *цената на нафтените продукти* се утврдува пазарно, врз основа на движењата на цените на овие енергенти на меѓународниот пазар. Усогласувањето на цените на домашниот пазар, според постојната методологија, се врши на секои две недели. Од еколошки аспект би било упатно да се направи позначајна диференцијација на цените на нафтените продукти, во смисла на намалување на цените на горивата за моторни возила кои помалку загадуваат. Тоа може да се реализира со откажување на Владата од дел на акцизните приходи кај еколошки почистите горива за моторните возила, а во функција на намалување на трошоците што општеството ги трпи како резултат на повисокиот степен на загадување на животната средина.

Регулаторната комисија при утврдувањето на цената на природниот гас ги зема предвид следните елементи: набавната цена на природниот гас, цената за тргување и снабдување на тарифните потрошувачи директно приклучени на системот, цената на пренос и управување со системот и ДДВ. Регулаторот, исто така ги зема предвид и промените на цената на мазутот и дизелот на светскиот Пазар, како и курсот на денарот во однос на американскиот долар. Атинскиот меморандум бара да се воспостави посебно регулаторно тело за природниот гас. Во земјите членки на ЕУ се присутни различни решенија – некаде постои посебно регулаторно тело, а некаде тоа им е препуштено на регулаторните институции надлежни за цените на другите енергенти. Поаѓајќи од фактот дека Република Македонија е мала земја, поради што е соочена со дизеконии од формирање на бројни регулаторни институции (големи трошоци врзани за функционирањето на регулаторите во услови на релативно мал обем на работа), мислиме дека е упатно и опортуно регулацијата на цената на гасот да остане во рамките на Регулаторната комисија. При тоа, јасно разграничување на снабдувањето, преносот и дистрибуцијата како и разнообразност на снабдувањето со природен гас од различни правци и од различни извори се предуслов за исполнување на обврските, превземени со Договорот за основање на Енергетска заедница, за дерегулација и

либеризација на пазарот со природен гас. Во такви услови, како природни монополи подлежат на регулација ќе останат само преносот и дистрибуцијата.

За либерализација на пазарот на топлинска енергија потребно е покрај регулираните производители да егзистираат и независни производители на топлина, дистрибутери на топлина, снабдувачи, корисници (објекти) и потрошувачи на топлина (поедини субјекти во рамките на објектот). Мерењето на потрошената топлина треба да биде на ниво на објект приклучен на топлификациониот систем додека распределбата на вкупниот трошок за греење на објектот треба да се врши на ниво на поединечен потрошувач во објектот со помош на мерни уреди за распределба. Со реализација на наведените предуслови за либерализација на пазарот на топлина би се обезбедила конкуренција во двата клучни сегменти, производството и снабдувањето. Регулираниот производител би бил под конкуренција на независните производители, а снабдувачите би се конкурирале помеѓу себе со можноста било кој објект во системот да се снабдува со топлина од било кој лиценциран снабдувач. Со тоа се создаваат услови за подобрување на квалитетот во производството, дистрибуцијата и снабдувањето со топлина.

Цената на преносот и дистрибуцијата

Политиката на цените на преносот и дистрибуцијата на одделни видови на енергија преку мрежите коишто претставуваат природен монопол треба да овозможи непречено функционирање, одржување и развој на овие мрежи, особено на оние мрежи кои што ќе бидат определени како критична инфраструктура.

9. СОПСТВЕНИЧКА СТРУКТУРА НА ЕНЕРГЕТСКИОТ СЕКТОР

Во енергетскиот сектор постојат големи производствени капацитети, често, со карактеристики на природен монопол. Во рамките на високоразвиените земји природните монополи во државна сопственост беа преовладувачка практика во Западна Европа до доцните 1980 – те години, главно во три сектори: *енергија* (електрична енергија, природен гас, вода); *телекомуникации* и *транспорт*¹²³. Пред да отпочне процесот на приватизација на природните монополи (во Англија по 1984, а во другите западноевропски земји кон крајот на осумдесеттите и во текот на деведесеттите), во многу западноевропски земји енергетскиот сектор беше во доминантна државна сопственост. Имено, во доменот на електричната енергија и природниот гас државната сопственост беше застапена со повеќе од 75% во Велика Британија, Австрија, Франција, и Швајцарија, а со над 50% во Шведска, Италија и Германија. Во САД случаите на претпријатија со елементи на природен монопол во државна сопственост се ретки (на пример, во некои градови, вклучувајќи го тука и Лос Анџелес, постојат јавни претпријатија за електрична енергија)¹²⁴. Во Јапонија не постојат државни претпријатија во доменот на енергетиката. Во Австралија, пред приватизацијата, државната сопственост во енергетскиот сектор учествуваше со повеќе од 75%. Слична беше состојбата и во низа земји во развој: Бразил, Индија, Мексико и др.

Со отворањето на нагласени процеси на дерегулација и приватизација, денес, претпријатијата во државна сопственост во енергетскиот сектор на Западна Европа се многу помалку застапени.

Во енергетскиот сектор во земјите членки на ЕУ, егзистира *мешан тип на сопственост*, при што државната сопственост е поприсутна во новите членки на ЕУ (напредните земји во транзиција), а помалку присутна во ЕУ 15.

Во **Словенија**, на пример, државата директно или индиректно, е доминантен сопственик на сите компании што произведуваат електрична енергија, освен на нуклеарната електрана во Кршко, каде што поседува 50% од сопственоста – другите 50% ѝ припаѓаат на Владата на Република Хрватска¹²⁵.

Случајот на **Чешката Република** е посебно интересен. Во 1992 година била основана ЧЕЗ, како компанија производител и оператор во доменот на електричната енергија, со доминантно учество на државен капитал. Набрзо потоа, дошло до раздвојување на производството од дистрибуцијата (при тоа се формирале осум дистрибутивни компании). Во периодот до 1995 година се присутни приватизациони процеси во дистрибуцијата преку влез на стратешки инвеститори. Меѓутоа, Владата со посебна Резолуција го запрела процесот на приватизација, а во 1999 година го откупува и повратува управувачкиот пакет на акции од сопствениците на дистрибутивните компании. Истото се случило и во областа на гасот. Денес ЧЕЗ влегува во редот на петте најголеми компании во Централна и Источна Европа, вредна околу 25 милијарди САД \$, присутна во дистрибуцијата во Бугарија, Романија и Полска¹²⁶.

¹²³ Dieter Bos 1994, p. 8 – 9

¹²⁴ Krugman and Wells 2005, p. 349.

¹²⁵ Report on the Energy Sector in Slovenia 2005, Javna agencija Republike Slovenije za energijo, juli 2006, p. 40 -42.

¹²⁶ World Energy Council, Energy Sector in the Czech Republic, 2004

Во Балтичките земји (Естонија, Латвија и Литванија) енергетскиот сектор исто така е во доминантна државна сопственост – во Естонија во комплетна државна сопственост, во Латвија приватизацијата со закон е ограничена, а во Литванија приватизирана е дистрибуцијата.

Според информациите од Southadtern Europe Energy Data, statistics, приватизационите процеси во енергетскиот сектор на Бугарија се интензивираа последниве неколку години – во сферата на дистрибуцијата на електричната енергија влезе австриски, чешки и германски капитал, а во тек е приватизација и на капацитети за производство на електрична енергија (во Варна и др.).

Слична е состојбата и во Романија каде што влезе чешки и германски капитал, додека учеството на приватни компании во потсекторот на гас (Романија е најголем производител на гас во Југоисточна Европа) достигна 70%, наспроти просекот од околу 90% во Централна Европа.

Во некои од развиените земји членки на ЕУ (Франција и Австрија), државата има значајна сопственост во доменот на енергетиката. Така, на пример, EDF (Electricite de France) влегува во редот на најпрестижните енергетски групи во Европа (апсолутен лидер во Франција, но и група со добри позиции во Велика Британија, Германија и Италија), со околу 159000 вработени и со близу 60 милијарди евра вкупни годишни продажби, е во доминантна сопственост на државата – 84,8% од акциите поседува државата, 13, 3% широката публика и 1,9% вработените во компанијата¹²⁷. Според Уставот на Австрија, енергетската компанија Verbund, останува 51% во сопственост на државата, а со цел да се зголеми влијанието на владата во работењето на Verbund, законот предвидува дополнителни рестрикции на гласачките права, врзани за 5% од акциите со право на глас на компанијата. Verbund во Австрија денес останува и компанија број еден во доменот на дистрибуцијата и заедно со шест други енергетски компании ја чинат Енергетската Алијанса на Австрија¹²⁸.

Сопственичката структура во подсекторот ЕЕ во земјите на поблиското економско окружување е во доминантна државна сопственост. Имено, во Србија државата е 100% сопственик на Електропривреда Србије. Во Црна Гора, Законот за приватизација наложува државата да задржи 55% од сопственоста на Електропривреда Црне Горе. Во Хрватска, Законот за приватизација, исто така, обврзува да се задржи 51% од сопственоста во НЕР (Хрватска електропривреда), а остатокот би се приватизирал по влегувањето на земјата во ЕУ, со посебен закон за приватизација.

9.1. ПРОФИЛИРАЊЕ НА СОПСТВЕНИЧКАТА СТРУКТУРА НА ЕНЕРГЕТСКИОТ СЕКТОР ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА

Република Македонија, de facto, прифати модел на егзистенција на мешана сопственост во енергетскиот сектор, како што е тоа случај и со низа други земји во светот. Имено, ЕВН Македонија АД е во доминантна приватна сопственост, во земјата ќе се гради и приватна електрана на природен гас, приватниот сектор е инволвиран во производството и дистрибуцијата на топлина, во преносот на природен гас, во изградба на дистрибутивни мрежи на природен гас, понатаму, дерегулацијата овозможува учество на приватниот капитал во изградба на нови енергетски капацитети итн.

¹²⁷ EDF website

¹²⁸ [http:// iflr.com/Article/2027046](http://iflr.com/Article/2027046), 2008

При одлучувањето за профилирањето на идната сопственичка структура во енергетскиот сектор на Република Македонија, посебно треба да се имаат предвид слабостите и предностите на државната и приватната сопственост.

Најсилен аргумент против постоење на државни претпријатија (вклучувајќи ги и оние во секторот на енергетиката) е нивната пониска економска ефикасност во споредба со приватните претпријатија. Како позначајни извори на неефикасност на државните претпријатија се наведуваат следниве¹²⁹:

- отсуство на мотивот на профит и егзистенција на феноменот на меко буџетско ограничување;
- злоупотреба на јавните набавки и растурањето што од тоа произлегува;
- кадровски ограничувања; буџетски ограничувања; бирократски процедури и аверзија спрема ризикот;
- државата (Владата) директно или индиректно ги регулира овие претпријатија, поставувајќи ја цената на нивните производи или услуги на ниско ниво, со што се креираат загуби кои, потоа, мораат да се покриваат, и се предизвикува неефикасна алокација на ресурсите;
- cost-benefit анализата – анализата на трошоците и ефектите кај големите инфраструктурни објекти често покажува економска исплатливост, но нивната градба трае долго и е поврзана со појава на неочекувани, скриени трошоци;
- државните претпријатија се помалку профитабилни, затоа што креираат превработеност и се насочени кон помош на локалното население и граѓаните, итн.

Како аргументи за постоење на државни претпријатија, обично се наведуваат следниве:

- државните претпријатија со елементи на природен монопол произведуваат производи од витално значење за националната економија (како што е, впрочем, случајот и со енергијата);
- доколку Владата (надлежното министерство) назначи способни менаџери и ги обврзи на ефикасно работење со јасни менаџерски договори кои инкорпорираат награди и казни и државните претпријатија можат да бидат ефикасни;
- дерегулацијата и приватизацијата, којашто фактички значи пренесување на природниот монопол од државни во приватни раце, доколку не биде проследена со добра регулација, т.е. ререгулација, може да предизвика значајни негативни реперкусии – претерано високи цени, незадоволителен квалитет на добрата и услугите, непочитување на другите стандарди (еколошки, безбедносни и сл.).

Од друга страна, одржувањето, модернизацијата и развојот на енергетскиот систем бара големи капитални вложувања (трошоците за производство на електрична енергија во последниве 3 – 4 години, во светски размери, пораснаа за 30 до 60% во зависност од користените енергенти и технологии), поради што привлекувањето на странски капитал во *енерџетскиот сектор е нужност за мала земја со крајно ограничени ресурси* (природни, материјални, финансиски). Згора на тоа, странските вложувања во енергетскиот сектор имаат и низа предности:

¹²⁹ Stiglitz 2005, str. 202 -208; Bos 1994, p. 5 -6; Boyes and Melvin 2005, p.651

- се ублажува јазот помеѓу силата на националната акумулација и посакуваната стапка на инвестиции, не само во енергетскиот сектор, туку и во економијата во целина и тоа преку некредитни извори на финансирање;
- доколку земјата воспостави добра и фер регулатива, вклучувајќи ги тука и концесиите, ефикасната заштита на сопственичките права и доколку дојде до деблокирањето на евроатланските процеси, а во услови на евидентна енергентска дефицитарност на регионот, приливот на странски капитал во енергетскиот сектор на земјата може да биде значаен. Тоа ќе придонесе за стабилен и одржлив развој на македонската економија;
- приватните претпријатија, во принцип, се поефикасни, а странскиот капитал може да придонесе и за трансфер на нови знаења во земјата (од аспект на производството, енергетската ефикасност, управувањето и сл.);
- странскиот капитал ќе придонесе и за зголемување на конкуренцијата, а тоа ќе биде поттик за подобро работење и на претпријатијата во државна сопственост.

Изнесените искуства за сопственичката структура во доменот на енергетиката (посебно електричната енергија), во различни земји, потврдуваат неколку работи: **прво**, и претпријатија во државна сопственост во секторот на енергетиката можат да бидат профитабилни и ефикасни (случајот на Франција, Австрија, Чешка); **втора**, приватизацијата во доменот на енергетиката и посебно во доменот на електричната енергија во земјите во транзиција кои веќе станаа членки на ЕУ, или изостанува (Естонија, Чешка) или се одвива постепено и претпазливо (Словенија, Латвија и Литванија); **треќо**, поинтензивни процеси на приватизација во енергетиката се остварија откако земјите станаа членки на ЕУ (Бугарија и Романија); **четврто**, искуството на Хрватска (којашто е земја кандидат за членство во ЕУ и ги води преговорите со ЕУ), потврдува дека приватизацијата на ХЕП ја пролонгира за периодот по влегувањето во полноправно членство на ЕУ. Во оваа смисла, значајни се следниве

Прейораки:

Прво, приватизацијата не е и не смее да биде цел сама за себе. Приватизацијата има *raison d'etre* само доколку енергетските капацитети не можат да работат профитабилно и ефикасно, не можат да обезбедат доволно средства за одржување, модернизирање и проширување на објектите.

Втора, Република Македонија треба да биде активна во привлекувањето на странски капитал во енергетскиот сектор. Зголемувањето на конкурентниот притисок во енергетскиот сектор и зголемувањето на неговата економска ефикасност, нужно претпоставуваат засилена активност за привлекување на странски капитал во секторот. Тоа, од една страна, претставува императив за мала земја со ограничени ресурси – поради фактот што одржувањето, модернизацијата и развојот на енергетскиот систем бара големи капитални вложувања. Од друга страна потпирањето врз странски капитал носи бројни предности за економијата, кои претходно беа потенцирани. Затоа, во меѓувреме, влегувањето на приватен капитал (домашен и странски) во подигањето на нови производствени капацитети, нови термоелектрани и рудници на јаглен, когенеративни постројки на природен гас, мали хидроелектрани, ветерници и сл., треба да се поддржи и поттикне и со

мерките на економската политика (особено кога се работи за користење на обновливи извори на енергија).

Трето, Македонија, објективно ќе биде принудена да ги користи сите можни извори на финансирање на енергетскиот сектор: сопственичко финансирање, задолжување, државни грантови, докапитализација, концесии, јавно – приватно партнерство и други иновативни пристапи. **Изборот на конкретната форма на финансирање зависи од карактеристиките на самиот проект и од сprovedената анализа на предностите и слабостите.**

Четврто, имплементацијата на овие препораки би овозможила: **(а)** зголемување на учеството на приватниот сектор на енергетскиот пазар на земјата, а со тоа и развој на индивидуално–приватната иницијатива и претприемништвото во секторот, негова понатамошна либерализација и демонополизација итн; **(б)** зголемената партиципација на приватен капитал (странски и домашен) во енергетскиот сектор ќе претставува фактор на динамизирање на економскиот раст на земјата.

10. ВИЗИЈА ЗА РАЗВОЈОТ НА ЕНЕРГЕТИКАТА ДО 2030 ГОДИНА

10.1. ПОТРЕБА ОД ФИНАЛНА ЕНЕРГИЈА ВО ПЕРИОДОТ 2020-2030 ГОДИНА

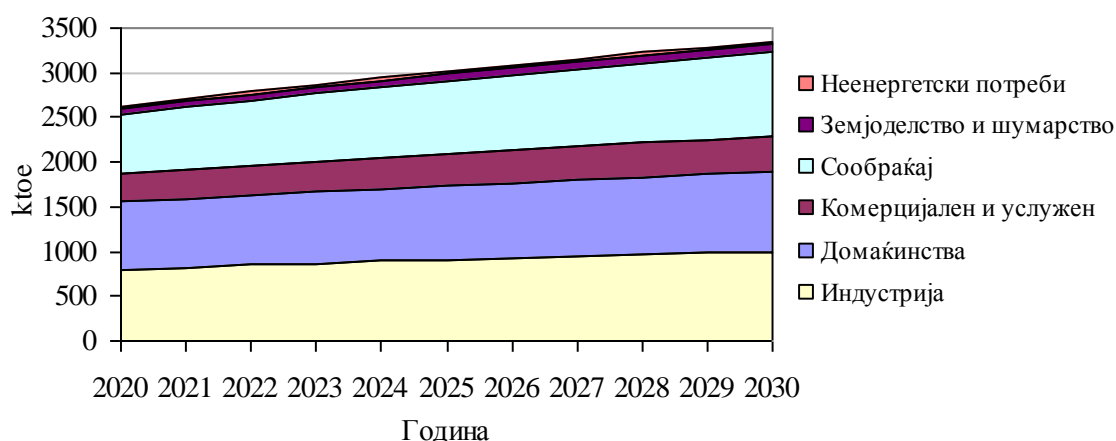
10.1.1. Потребна од финална енергија во периодот 2020-2030 година по сектори

Основно сценарио

Вкупната потрошувачка на финална енергија до 2030 година (табела 10.1.1.1 и слика 10.1.1.1) ќе расте со просечна годишна стапка од 2,48% и во 2030 година ќе изнесуваат 3346 ktce. Вкупниот пораст изнесува 27,8%, односно во однос на 2020 потребите ќе се зголемат за 728 ktce. Најголем пораст повторно се забележува во сообраќајниот сектор и во земјоделството и шумарството.

Табела 10.1.1.1. Потребни од финална енергија до 2030 година според основното сценарио (ktce)

	ktce											%	
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	П1	П2
Индустија	794	822	848	869	892	913	933	951	969	983	996	2,30	25,5
Домаќинства	760	773	787	800	813	826	839	852	865	878	891	1,60	17,2
Ком. и услужен	313	322	330	339	348	357	365	374	382	389	397	2,40	26,8
Сообраќај	663	694	725	756	787	816	844	871	897	922	945	3,61	42,6
Зем. и шумарство	59	65	69	72	74	77	79	82	84	86	88	4,00	48,0
Неенергетски	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29		
ВКУПНО	2618	2705	2788	2866	2943	3018	3089	3159	3225	3287	3346	2,48	27,8



Слика 10.1.1.1. Потребни од вкупна финална енергија до 2030 година според основното сценарио (ktce)

Во периодот 2020 - 2030 година нема да има позначителна промена на релативното учество на секторите во потрошувачката на енергија. Ќе се намали релативното учество на индустријата од 30,3% на 29,8%, домаќинствата од 29% на 26,6%, комерцијалниот и услужен сектор од 12% на 11,9% и неенергетската

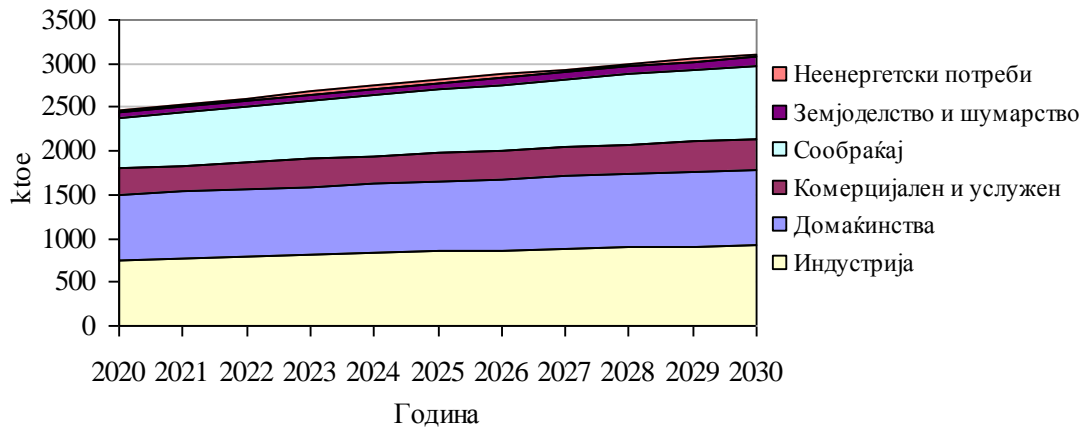
потрошувачка од 1,1% на 0,9%. Сообраќајниот сектор во истиот период ќе го зголеми учеството во потрошувачката од 25,3% на 28,2% и земјоделството и шумарство од 2,3% на 2,6%.

Сценарио со засилени мерки за енергетска ефикасност

Според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност потребите од финална енергија ќе растат со просечна годишна стапка од 2,3%, и во 2030 ќе достигнат вредност од 3101 ktce (слика 10.1.1.2 и табела 10.1.1.2) што е за 245 ktce (7,3%) помалку од предвидената потрошувачка по основното сценарио.

Табела 10.1.1.2 Потребни од вкупна финална енергија до 2030 година според сценарио со засилени мерки за енергетска ефикасност (ktce)

	ktce											%	
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	П1	П2
Индустија	758	776	796	815	833	851	868	883	897	910	920	1,96	21,4
Домаќинства	745	756	768	780	791	803	815	826	838	849	860	1,45	15,5
Ком. и услужен	292	298	305	311	317	324	330	336	342	347	353	1,90	20,7
Сообраќај	575	604	633	662	691	719	746	772	797	821	844	3,91	46,8
Зем. и шумарство	67	72	76	79	82	85	87	89	91	93	95	3,60	42,4
Неенергетски	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29		
ВКУПНО	2466	2536	2607	2676	2743	2811	2874	2936	2994	3050	3101	2,32	25,8



Слика 10.1.1.2. Потребни од вкупна финална енергија до 2030 година според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност (ktce)

10.1.2. Потреба од финална енергија во периодот 2020-2030 по енергенти

Основно сценарио

Потребите од финална енергија по енергенти до 2030 година, според основното сценарио се дадени на слика 10.1.2.1 и табела 10.1.2.1.

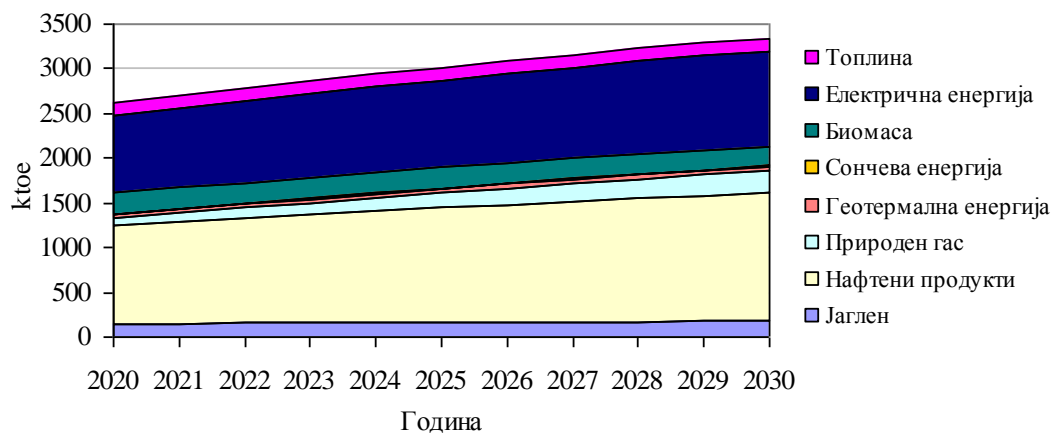
Најголема стапка на пораст се забележува кај природниот гас од 9,8%, а потоа следуваат геотермалната енергија, 3,5%, сончевата енергија 3,3%, и нафтените продукти со стапка од 2,75%. Електричната енергија и јагленот имаат стапка на пораст од 2,1% и 2,0% соодветно. Потрошувачката на топлина ќе остане на приближно исто ниво а кај биомасата се забележува благ пад со стапка од 0,8%.

Потрошувачката на електрична енергија ќе се зголеми за повеќе од 2300 GWh (200 ktce), од близу 10050 GWh (864 ktce) во 2020 година на околу 12370 (1064 ktce) GWh во 2030 година.

Табела 10.1.2.1. Потреби од финална енергија до 2030 година според основното сценарио (ktoe)

	ktoe											%	
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	П1	П2
Електрична	864	892	918	941	961	980	999	1017	1036	1050	1064	2,11	23,2
Топлина	140	141	142	142	142	143	143	143	144	144	144	0,27	2,8
Нафтени продукти и биогорива	1093	1132	1170	1208	1245	1281	1314	1346	1377	1407	1435	2,75	31,2
Природен гас	98	109	121	135	151	168	185	202	218	234	250	9,80	154,7
Јаглен	147	152	155	158	162	165	168	171	174	176	179	2,00	21,9
Биомаса за согорување	236	236	235	234	232	230	228	226	224	221	218	-0,76	-7,3
Геотермална	34	39	41	43	43	44	45	46	47	48	49	3,50	41,0
Сончева	5,2	5,6	5,9	6,2	6,4	6,6	6,8	6,9	7,0	7,0	7,1	3,27	37,9
ВКУПНО	2618	2705	2788	2866	2943	3018	3089	3159	3225	3287	3346	2,48	27,8

До 2030 година нафтните продукти заедно со биогоривата ќе го зголемат учеството во вкупната потрошувачка на финална енергија во однос на 2020 година од 41,8% на 42,9%. Во истиот период учеството најмногу ќе го зголеми природниот гас, од 3,7% на 7,5%. Учеството на геотермалната ќе се зголеми од 1,3% на 1,5%, а на сончевата енергија ќе остане на исто ниво од 0,2%. Електричната енергија ќе го намали учеството од 33% на 31,8%, топлината од 5,3% на 4,3%, биомасата за согорување од 9% на 6,5% и јагленот од 5,6% во 2020 година на 5,4% во 2030 година.



Слика 10.1.2.1. Потреби од финална енергија до 2030 година според основното сценарио

Сценарио со засилени мерки за енергетска ефикасност

Според ова сценарио (табела 10.1.2.2) потрошувачката на електрична енергија во 2030 година ќе биде за 12% помала од предвидената потрошувачка во основното сценарио. Електричната енергија во 2030 година ќе го намали своето учество во вкупната потрошувачка на финална енергија за дополнителни 1,3% во однос на основното сценарио и нафтните продукти за 1%. Процентуалното учество на топлината, јагленот и геотермалната енергија во 2030 година останува приближно исто како и кај основното сценарио. Процентуалното учество на природниот гас во 2030 година ќе се зголеми во однос на основното сценарио за дополнителен 1% и сончевата енергија за дополнителни 0,2%. Учеството на

биомасата за согорување ќе опадне помалку отколку во основното сценарио и во 2030 година ќе изнесува 7,3%.

Табела 10.1.2.2. Потребни од финална енергија до 2030 година според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност (ktoe)

	ktoe											%	
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	П1	П2
Електрична	807	823	839	853	867	880	893	904	916	927	937	1,50	16,1
Топлина	137	137	137	138	138	138	138	138	138	139	139	0,14	1,4
Нафтени продукти и биогорива	971	1008	1044	1079	1114	1149	1181	1213	1244	1274	1300	2,97	33,9
Природен гас	130	141	154	167	182	196	211	225	238	251	263	7,28	101,8
Јаглен	141	143	146	150	153	156	159	162	164	165	166	1,64	17,7
Биомаса за согорување	227	227	227	227	226	226	226	226	226	226	226	-0,05	-0,5
Геотермална	45	48	50	51	53	54	54	55	55	56	56	2,38	26,6
Сончева	7,7	9,0	10,0	10,8	11,5	12,1	12,4	12,7	13,0	13,2	13,3	5,70	74,0
ВКУПНО	2466	2536	2607	2676	2743	2811	2874	2936	2994	3050	3101	2,32	25,8

10.2. МОЖНОСТИ ЗА ОБЕЗБЕДУВАЊЕ НА ПОТРЕБНАТА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И ТОПЛИНА ВО ПЕРИОДОТ 2020-2030

10.2.1. Електрична енергија

Како можни производствени капацитети кои би се пуштиле во погон во периодот 2020 – 2030 година анализирани се две термоелектрани на лигнит (ТЕ Мариово и ТЕ Неготино) од по 300 MW, нуклеарна електрана од 1000 MW и хидроелектраната Велес, чии основи карактеристики се дадени во табелите 6.1.1.1 до 6.1.1.6. Термоелектраните би се снабдувале со лигнит од планираните рудници со јамска експлоатација кај Мариово и Неготино.

Малите ХЕ заедно со фотоволтаичните електрани и постројките на биомаса се земени интегрално, со динамика на развој од по 50 MW и со производство од по 140 GWh (12 ktoe) годишно на секои 5 години (2025, 2030). Ваквата динамика на развој на овие ОИЕ значи дека во 2030 година се проектирани со вкупна моќност од 200 MW и со производство од 560 GWh (48 ktoe) годишно. Покрај нив, до 2030 година, планирани се и 180 – 360 MW ветерни електрани со производство од 360 - 720 GWh (31 - 62 ktoe) годишно. Поради неопходната резервна моќност за нив, ова производство ќе придонесува пред се во заштеда на горивото на термоелектраните и само делумно во енергетскиот биланс кога се користат во комбинација со акумулациони хидроелектрани.

При сите сценарија на развој, увозот на електрична енергија се третира како електрана со моќност од 500 MW која ни е на располагање за покривање на потребите од електрична енергија во ЕЕС на Македонија.

За наведениот период се анализираат три сценарија:

- Сценарио 1 (С1): Пораст на потрошувачката од 2,5% и градба на ТЕ на лигнит
- Сценарио 2 (С2): Пораст на потрошувачката од 3,0% и градба на ТЕ на лигнит
- Сценарио 3 (С3): Пораст на потрошувачката од 3,0% и со нуклеарна опција.

Според трите сценарија, во 2021 година влегува во погон хидроелектраната Велес (табела 10.2.1.3).

Во првото сценарио се планира пуштање во погон на термоелектраните на јаглен Мариово во 2022 година и Неготино во 2024 година. Двете планирани термоелектрани се со максимална моќност од по 300 MW и со максимално годишно производство од по околу 2000 GWh (172 ktce).

Второто сценарио се разликува од првото само со тоа што се планира пуштање во погон на ТЕ Мариово една година порано.

Во третото сценарио се планира изградба на нуклеарна електрана од 1000 MW и максимално производство од околу 7500 GWh (645 ktce) која би влегла во погон во 2026 година.

Табела 10.2.1.3. Временска динамика на изградба на новите производни капацитети во Македонија за сите три сценарија

	СЦЕНАРИО 1	СЦЕНАРИО 2	СЦЕНАРИО 3
	Конзум 2,5%	Конзум 3,0%	Конзум 3,0%
	Стратегија ЛИГНИТ	Стратегија ЛИГНИТ	Стратегија НЕ+ЛИГ
2021	XE Велес	XE Велес, ТЕ Мариово	XE Велес
2022	ТЕ Мариово		
2024	ТЕ Неготино	ТЕ Неготино	
2026			НЕ_1000

Периодот после 2020 година се карактеризира со замена на постојните ТЕ со нови бази електрани за производство на базна енергија. Постојните ТЕ на лигнит (Битола 1, 2, 3 и Осломеј), како и ТЕ Неготино на мазут, влегуваат во крајниот период на својот работен век од околу 40 години. Во овој период се очекува и излегување од погон на овие капацитети, освен на Битола 3 која е последна влезена во погон во ЕЕС на Македонија (1988 година). Претпоставена е работа на Битола 3 до 2030 година, а динамиката на излегување од ЕЕС на постојните ТЕ е:

- Сценарио 1 и Сценарио 2: Неготино во 2021, Осломеј во 2023, Битола 1 во 2024 и Битола 2 во 2026.
- Сценарио 3: Неготино, Осломеј, Битола 1 и Битола 2 во 2026.

Производството на електрична енергија при просечна хидрологија за трите сценарија е дадено во табелите 10.2.1.4, 10.2.1.5 и 10.2.1.6.

Табела 10.2.1.4. Производство за просечна хидрологија во GWh на поедини капацитети за сценарио 1

	GWh										
	Битола	Осломеј	Мазут	Гас Ск + Когел	Гас КоГЕЕ	Битола 4	Неготино	Мариово	Увоз	Хидро	Вкупно
2020	3700	502	160	1546	1253	1690	0	0	2	2989	11842
2021	3758	486	0	1564	1251	1667	0	0	3	3287	12016
2022	3689	404	0	1158	772	1579	0	1427	0	3287	12316
2023	3564	0	0	1354	1150	1697	0	1574	3	3287	12629
2024	2504	0	0	1336	1081	1679	1438	1619	0	3287	12944
2025	2610	0	0	1321	1217	1728	1492	1615	2	3427	13412
2026	1358	0	0	1696	1559	2073	1785	1842	9	3427	13749
2027	1363	0	0	1744	1651	2096	1839	1972	2	3427	14094
2028	1365	0	0	1805	1766	2114	1919	2039	9	3427	14444
2029	1368	0	0	1828	1884	2123	2006	2094	75	3427	14805
2030	1368	0	0	1857	1965	2130	2047	2107	135	3567	15176

Табела 10.2.1.5. Производство за просечна хидрологија во GWh на поедини капацитети за сценарио 2

	GWh										
	Битола	Осломеј	Мазут	Гас Ск + Когел	Гас КоГЕЕ	Битола 4	Неготино	Мариово	Увоз	Хидро	Вкупно
2020	3758	563	366	1657	1471	1802	0	0	10	2989	12616
2021	3821	442	0	1249	939	1675	0	1451	0	3287	12864
2022	3809	452	0	1329	1046	1721	0	1596	8	3287	13248
2023	3858	0	0	1562	1374	1848	0	1702	20	3287	13651
2024	2647	0	0	1558	1330	1884	1609	1731	14	3287	14060
2025	2640	0	0	1592	1435	1996	1699	1847	5	3427	14641
2026	1368	0	0	1853	1956	2130	2041	2105	199	3427	15079
2027	1384	0	0	1902	2040	2136	2084	2119	440	3427	15532
2028	1432	0	0	1934	2093	2137	2108	2131	734	3427	15996
2029	1432	0	0	1980	2148	2170	2120	2137	1054	3427	16468
2030	1432	0	0	1984	2197	2210	2132	2137	1284	3567	16943

Табела 10.2.1.6. Производство за просечна хидрологија во GWh на поедини капацитети за сценарио 3

	GWh										
	Битола	Осломеј	Мазут	Гас Ск + Когел	Гас КоГЕЕ	Битола 4	НЕ	Увоз	Хидро	Вкупно	
2020	3758	563	366	1657	1471	1802	0	10	2989	12616	
2021	3826	461	364	1653	1460	1795	0	17	3287	12863	
2022	3919	475	424	1696	1592	1823	0	32	3287	13249	
2023	3915	603	491	1742	1708	1882	0	23	3287	13650	
2024	4086	614	505	1781	1810	1956	0	21	3287	14060	
2025	4142	634	612	1853	1896	2041	0	30	3427	14635	
2026	1060	0	0	1294	1177	1468	6654	3	3427	15083	
2027	1074	0	0	1309	1208	1485	7022	8	3427	15533	
2028	1168	0	0	1340	1333	1659	7066	7	3427	16000	
2029	1186	0	0	1480	1436	1759	7190	2	3427	16480	
2030	1193	0	0	1580	1547	1846	7236	5	3567	16974	

Како што може да се види од табелите, со реализација на првото сценарио, со просечна стапка на пораст на потрошувачката од 2,5% производствените капацитети би ги задоволувале потребите од електрична енергија при просечна хидрологија со мал нето увоз кој би нараснал до околу 3% до 2030 година. При сува хидрологија нето увозот до 2030 година би достигнал до околу 1500 GWh (129 ktce) или околу 10% од вкупната потрошувачка на електрична енергија.

Доколку потрошувачката на електрична енергија во периодот 2020 -2030 година се одвива според напред анализираното основно сценарио со просечна годишна стапка на раст од 2,11% тогаш потрошувачката на електрична енергија во 2030 година би била за близу 500 GWh (43 ktce) пониска и при просечна хидрологија би била еднаква на производството.

Според сценариото со засилени мерки на енергетска ефикасност потрошувачката на електрична енергија во 2030 година би била помала за дополнителни 1500 GWh (129 ktce). Во тој случај производството на електрична енергија би ги задоволувало потребите и при сува хидрологија. Доколку се оствари ова сценарио на потрошувачка на електрична енергија тогаш изградбата на една од термоелектраните на јаглен би можела да се помести за неколку години покасно.

Со реализација на второто сценарио, каде се анализира пораст на потрошувачката на електрична енергија од 3% и изградба на термоелектрани на јаглен, увозот на електрична енергија после 2026 година би растел и при просечна хидрологија, достигнувајќи вредност од околу 1300 GWh (112 ktoe) во 2030 година. При сува хидрологија увозот на електрична енергија во 2030 година би бил околу 2700 GWh (232 ktoe) или околу 16% од вкупната потрошувачка.

Доколку се реализира сценариото со изградба на нуклеарна електрана, потребите од електрична енергија би се задоволувале и при пораст на потрошувачката со годишна стапка од 3%.

Нуклеарната опција претставува реална можност за развојот на електроенергетскиот систем на Македонија после 2025 година. Како потенцијална локација за градба на нуклеарната електрана се јавува Мариово. Локацијата Мариово е погодна од аспект на снабдување со вода за ладење од планираниот хидроенергетски комплекс Чебрен и Галиште. Хидро-нуклеарниот енергетски производен центар Мариово би ја имал и предноста што би трошел дел од произведената електрична енергија за пумпање на вода кога е електричната енергија ефтина и би произведувал во реверзибилната електрана кога е поскапа.

Според пресметките изложени во поглавје 6.1.1, цената на произведената електрична енергија изнесува околу 5,3 с€/kWh за нуклеарната централа и 4 с€/kWh за термоелектраните. Меѓутоа, треба да се има предвид дека во опцијата со термоелектрани на лигнит ќе биде потребен значителен увоз на електрична енергија чија цена се очекува да биде околу 7 с€/kWh.

Нуклеарната опција уште повеќе ќе има предност во однос на термоелектраните на јаглен доколку цената која ќе се плаќа за емисија на стакленичките гасови достигне високи вредности и доколку технологиите за производство на електрична енергија од јаглен без емисија на стакленички гасови до тој период не бидат комерцијално достапни по конкурентни цени.

Со нуклеарната опција се обезбедува поголема разновидност и со тоа и сигурност во снабдувањето со електрична енергија. Околу 40% од електричната енергија би можела да се произведува од нуклеарната електрана, 23% од обновливите извори на енергија, 22% од комбинираниите електрани на природен гас и 15% од термоелектраните на лигнит.

Секако дека е потребно да се извршат детални анализи од различни аспекти (еколошки, сигурносен, јавно мислење и др.) пред да се донесе одлука дали Македонија ќе гради нуклеарна централа и каде ќе гради. Во оваа смисла потребно е во најкус можен период да се формира тело кое би ги припремило сите неопходни студии за донесување на одлуката. Имајќи го предвид релативно високиот период на изградба на нуклеарна централа од моментот на донесување на одлуката за градба се препорачува одлуката да биде донесена (позитивна или негативна) најкасно до 2012 година.

10.2.2. Топлина

Според основното сценарио, потрошувачката на топлина во периодот 2020-2030 година вкупно ќе се зголеми за помалку од 3%, од 1628 GWh (140 ktoe, 5861 TJ) во 2020 година до 1673 GWh (144 ktoe, 6023 TJ) во 2030 година. Според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност вкупниот пораст во наведениот период е 1,4% и во 2030 година, вкупната потрошувачка на топлина ќе изнесува 1612 GWh (139 ktoe, 5803 TJ).

Имајќи предвид дека до тој период застарените котли на јаглен ќе бидат заменети со нови комбинирани постројки на биомаса и природен гас, и дека во разгледуваниот период дополнително ќе се воведат природниот гас во замена на дел од нафтените продукти, вкупниот коефициент на полезно дејство ќе се зголемува така да потрошувачката на примарна енергија за производство на топлина ќе остане практично на исто ниво од околу 2135 GWh (184 ktOE, 7686 TJ).

10.3. ПОТРЕБА ОД ПРИМАРНА ЕНЕРГИЈА ВО ПЕРИОДОТ 2020-2030 ГОДИНА И МОЖНОСТИ ЗА ОБЕЗБЕДУВАЊЕ НА ИСТАТА

Потребите од примарна енергија се добиени со собирање на потребната примарна енергија за производство на електрична енергија и топлина и потребната примарна енергија за енергентите кои во истиот облик се трошат и како финална енергија.

Во табелата 10.3.1 се дадени потребите на примарна енергија во разгледуваниот период (2020-2030) според **основното сценарио**. Просечната годишна стапка на раст на примарната енергија ќе изнесува 2,1% (П1).

Табела 10.3.1. Потребите од примарна енергија до 2030 година според основното сценарио (ktOE)

	ktOE											%	
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	П1	П2
Јаглен	1645	1666	1924	1841	1870	1936	1787	1820	1835	1853	1869	1,28	13,6
Нафта и н.прод.	1333	1273	1310	1344	1383	1421	1458	1488	1520	1547	1572	1,66	17,9
Природен гас	674	750	810	870	920	960	995	1027	1043	1063	1082	4,85	60,5
Биомаса за согор.	249	267	266	265	264	263	262	261	260	259	258	0,37	3,7
Хидро	251	277	277	277	277	286	286	286	286	286	295	1,62	17,4
Геотермална	38	43	45	47	48	49	50	51	52	52	53	3,50	41,0
Сончева	7	8	9	10	11	12	13	14	16	18	20	11,07	185,7
Ветерна	15	16	17	18	20	22	24	26	28	30	31	7,53	106,7
Електрична	0	0	0	0	0	0	1	0	1	6	12		
ВКУПНО	4211	4299	4657	4672	4793	4948	4876	4973	5040	5114	5192	2,11	23,3

Може да се забележи дека се зголемува искористувањето на обновливите извори на енергија. Најголема стапка на пораст има користењето на сончевата енергија, 11%, и во 2030 година ќе се зголеми до 20 ktOE. Ветерната енергија ќе се користи со стапка на пораст од околу 7,5%, со што ќе достигне вредност од 31 ktOE во 2030 година. Искористувањето на геотермалната енергија исто така ќе се зголемува, и тоа со просечна стапка од 3,5%, или вкупно за 41%. Благ пораст се забележува во искористувањето на хидроенергија која се користи за производство на електрична енергија. Биомасата за согорување и понатаму ќе продолжи да се користи на приближно исто ниво.

Потрошувачката на примарна енергија според **сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност**, соодветно на потребите за финална енергија според ова сценарио, во 2030 година ќе биде за 2,8% помала (за 143 ktOE) од потрошувачката по основното сценарио и ќе изнесува 5049 ktOE.

Соодносот на потрошувачката на финална енергија и потрошувачката на примарна енергија, според основното сценарио, од 62% во 2020 година постепено

ќе расте со вклучување на нови хидроелектрани и термоелектрани со висок степен на полезно дејство, и ќе достигне 64% во 2030 година.

Потребите од **јаглен** зависат пред сè од сценаријата за производство на електрична енергија. Во табела 10.3.1 се прикажани потребите од јаглен доколку се реализираат сценаријата на градба на термоелектрани на јаглен. Истите ќе се обезбедуваат со јаглен од блиските рудници со јамска експлоатација. Анализите укажуваат дека слично како и за Живојно, производната цена на јагленот од овие рудници е околу 14 – 16 евра по тон¹³⁰ и е доста пониска од цената на увезен јаглен со ист квалитет.

Доколку се реализира сценариото со градба на нуклеарна електрана, во периодот после 2026 година од термоелектраните на јаглен ќе останат само Битола 3 и Битола 4. За нивното работење потребни се 600-700 ktоe јаглен кои ќе се обезбедуваат од површинските копови и од рудникот со јамска експлоатација Живојно.

Потрошувачката на јагленот кој се користи како финална енергија во секторите ќе се движи во опсег од 147 до 180 ktоe и истите ќе се обезбедуваат од нашите рудници на лигнит за широка потрошувачка и од увоз.

Потребното количество **нафта и нафтени продукти** во износ од 1430 до 1570 ktоe е во рамките на капацитетот на рафинеријата ОКТА и на постојниот нафтовод. Во кој степен ќе се увезува нафта или нафтени продукти ќе зависи од конкурентната способност на ОКТА.

Се проценува дека до 2030 година 20% од вкупната потрошувачка на бензин и дизел гориво ќе биде заменето со биогорива.

Потребите од **природен гас** ќе нараснат до 1350 милиони Nm³ (1083 ktоe) во 2030 година. Во оваа потрошувачка не се земени предвид двете планирани гасни електрани - топлани на Топлификација АД, Скопје север АД, со вкупна потрошувачка на природен гас од 390 милиони Nm³ (313 ktоe) годишно како и одреден број планирани мали капацитети. Земајќи предвид дека до тој период ќе се реализира регионалното поврзување со нов гасовод не се исклучува изградбата на наведените планирани објекти со што вкупната потрошувачка на природен гас до 2030 година би била околу 1800 милиони Nm³ (1445 ktоe) годишно.

10.3.1. Обновливи извори на енергија

Хидроенерџија

Во Стратегијата се планира изградба на 7 големи хидроелектрани во периодот до 2030 година (ХЕ Св. Петка, ХЕ Бошков Мост, Луково Поле со ХЕ Црн Камен и ХЕ Галиште, ХЕ Градец, ХЕ Чебрен и ХЕ Велес) без оглед кое од сценаријата ќе се оствари во периодот до 2020 година. Со тоа, производството на електрична енергија во 2030 година од големи хидроелектрани би изнесувало околу 2920 GWh (251 ktоe).

До 2030 година реално се очекува изградба на вкупно 160 MW мали хидроелектрани со производство од 420 GWh (36 ktоe) годишно. Во оптимистичко сценарио се предвидува изградба на 240 MW мали хидроелектрани со производство од 620 GWh (53 ktоe) годишно што е близу до вкупниот потенцијал на можните 400 локации. Во колку се вброи и постојното производство од малите

¹³⁰ Зоран Деспотов и др., Подземна експлоатација на јаглените во Пелагонискиот регион со примена на современи технологии, Зборник на трудови, Тркалезна маса: РЕК Битола потреби и можности за континуирано обезбедување со јаглен, Битола, 2008.

ХЕ, вкупното производство од мали ХЕ во 2030 година, при просечна хидрологија би изнесувало 510 – 710 GWh (44 – 61 ktOE) годишно.

Покрај наведените реално е да се очекува изградба и на дел од преостанатите 10 ХЕ во Вардарската долина (покрај ХЕ Велес и ХЕ Градец) со можно годишно производство од околу 780 GWh (67 ktOE).

Според напред изнесеното, до 2030 година се планира искористување на хидроенергијата во износ од 3430 – 4410 GWh (295 – 379 ktOE) годишно што претставува 62 – 80% од расположивиот технички потенцијал¹³¹.

Ветерна енергија

Врз основа на досегашните истраги, реално може да се очекува градба на 180 – 360 MW ветерни електрани до 2030 година со производство од 360 – 720 GWh (31 – 62 ktOE) годишно. Планираната моќност на ветерни електрани не би преминала 10% од планираниот капацитет за производство на електрична енергија во Македонија до 2030 година.

Фотоволтаична сончева енергија

Во Стратегијата се предвидува изградба на вкупно 20 – 40 MW фотоволтаици до 2030 година со производство од 28 – 56 GWh (2,4 – 4,8 ktOE) годишно.

Отпадна биомаса за комбинирано производство на електрична енергија и топлина

Според нашите согледувања можна е изградба на вкупно 10 – 14 MW до 2030 година со годишно производство од 50 – 70 GWh (4,3 – 6 ktOE).

Биогаз

Потенцијалот за производство на електрична енергија од биогазот исто така не е доволно истражен. Во Стратегијата се предвидува вкупна моќност на овие постројки од 10 – 15 MW до 2030 година со производство од 30 – 45 GWh (2,6 – 3,9 ktOE) годишно.

Биомаса за согорување

Планираното искористување на биомасата за согорување практично нема да претрпи поголеми промени во однос на 2020 година.

Според основното сценарио потрошувачката на биомаса за согорување во 2030 година која ќе се користи како топлинска ќе изнесува 218 ktOE (2540 GWh).

Во сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност се предвидува потрошувачка на биомаса за согорување за наведената намена во 2030 година во износ од 226 ktOE (2630 GWh).

Кога ќе се земе предвид и отпадната биомаса за комбинирано производство на електрична и топлинска енергија во планиран износ од 26 - 40 ktOE, тогаш, потрошувачката на биомаса за согорување во 2030 година ќе изнесува 252 - 258 ktOE (2930 – 3000 GWh).

¹³¹ Студија на Electrotek и МАНУ за енергетскиот потенцијал на Македонија

Сончева енергија како топлинска

Во Стратегијата се предвидува користење на сончевата енергија како топлинска пред се во домаќинствата. До 2030 година планирани се 80000 - 150000 инсталации во домаќинствата. Со тоа, искористувањето на сончевата енергија како топлинска во сите сектори би изнесувало 83 – 155 GWh (7,1 – 13,3 ktce) годишно.

Геотермална енергија

Во потрошувачката на финална енергија геотермалната е планирана на ниво од 560 – 660 GWh (48 – 57 ktce, 2016 – 2376 TJ) во 2030 година. При тоа, потрошувачката на геотермалната енергија како примарна ќе изнесува 620 – 730 GWh (53 – 53 ktce, 2232 – 2628 TJ) годишно.

Биогорива

Учество на биогоривата во 2030 година се проценува на износ од најмалку 20% во вкупната потрошувачка на бензин и дизел гориво во сообраќајот со што нивното учество треба да изнесува 1700 - 1900 GWh (145 – 163 ktce).

10.3.2. Учество на обновливите извори на енергија во потрошувачката на финална енергија и во производството на електрична енергија

Во табела 10.3.2.1 е прикажано учеството на ОИЕ и потрошувачката на финална енергија (ПФЕ) за најниските предвидени граници (ДГ) и за највисоките предвидени граници (ГГ). Процентуалното учество на ОИЕ во потрошувачката на финална енергија во Македонија, во 2030 година се движи од 21,1 до 27,6% со средна вредност (реално остварлива) од близу 25%.

Табела 10.3.2.1. Учество на обновливите извори на енергија во финалната потрошувачка на енергија (GWh)

	2030 ДГ	2030 ГГ
Електрична енергија од ОИЕ	3898	5301
Хидроелектрани	3430	4410
Големи хидроелектрани	2920	3700
Мали хидроелектрани	510	710
Ветерни електрани	360	720
Фотоволтаици	28	56
Биомаса	50	70
Биогас	30	45
Топлина од ОИЕ	3183	3445
Биомаса	2540	2630
Сончева енергија	83	155
Геотермална енергија	560	660
Биогорива	1700	1900
ВКУПНО ОИЕ	8781	10646
Потрошувачка на финална енергија	41710	38560
Учество на ОИЕ (%)	21,1	27,6

За позначајно зголемување на хидроенеријата во однос на прикажаната горна граница нема реални потенцијали. Ветерниот потенцијал во Македонија тешко дека ќе ја надмине вредноста од околу 360 MW. Тоа би значело изградба на ветерни електрани од по 50 MW на седум локации. Фотоволтаиците, со оглед на нивната цена, се веќе многу оптимистички планирани. Дури и при зголемување на искористувањето на отпадната биомаса, биогасот и на сончевата енергија како топлинска за два пати во однос на оптимистичките вредности, што е тешко остварливо, учеството на ОИЕ во финалната потрошувачка на енергија би се зголемило за само 0,6 процентни поени.

Во колку на Македонија и се наметне цел за зголемување на учеството на ОИЕ повисоко од 27,6% ќе треба да се направат дополнителни напори пред се за намалување на потрошувачката на финална енергија и за зголемено искористување на биомасата и геотермалната енергија. За секој еден процентен поен зголемување на учеството на ОИЕ потребни се дополнителни околу 400 GWh енергија добиена од нив или заштедена во финалната потрошувачка.

При пораст на производството на електрична енергија со просечна годишна стапка од 3%, 2% и 2,5% и при производство на електрична енергија од ОИЕ според ДГ (3898 GWh, табела 10.3.2.2), ГГ (5301 GWh) и нивна средна вредност, СВ (4600 GWh), процентуалното учество на ОИЕ во производството на електрична енергија во 2030 година би изнесувало 23,0%, 39,3% и 30,3% соодветно.

Табела 10.3.2.2. Учество на обновливите извори на енергија во производството на електрична енергија

Електрична енергија од ОИЕ	2030 ДГ	2030 ГГ	2030 СВ
GWh	3898	5301	4600
Вкупно производство на ел.ен. со стапка	3%	2%	2,5%
GWh	16955	13482	15159
Учество на ОИЕ (%)	23,0	39,3	30,3

11. НЕОПХОДНА ФИНАНСИСКА ПОДДРШКА ЗА РЕАЛИЗАЦИЈА НА ПЛАНИРАНИТЕ АКТИВНОСТИ

Потребните финансии за реализација на активностите предвидени во Стратегијата се дадени во табела 11.1.

Табела 11.1. Потребни финансиски средства за реализација на стратегијата

Активност	Финансии (мил. евра)	Забелешка
	Инвеститор Година	
Продолжување на векот на работа на постојните ХЕ и ТЕ	417	
1. Отворање на новиот површински коп во Брод Гнеотино и активирање на подинскиот слој на Суводол.	90 ¹³² ЕЛЕМ 2009-2011 ¹³³	38 за Брод-Гнеотино и 52 за подинската серија; Не се предвидени средства за отворање на површинскиот коп Поповјани кај ТЕ Осломеј
2. Ревитализација на опремата во ТЕ Битола, ТЕ Осломеј и ТЕ Неготино	260 ЕЛЕМ (250) а) 2010-2012 в) 2014-2017 ТЕ Неготино (10) б) 2010-2012	а) 50 за ТЕ Битола, 50 за ТЕ Осломеј (проценка на ЕЛЕМ) б) 10 за ТЕ Неготино в) За реализација на барањата од ЕУ директивата за Интегрирано спречување и контрола на загадувањето и ЕУ директивата за големите постројки на согорување проценета вредност за ТЕ Битола, ТЕ Осломеј е 150 мил.евра
3. Ревитализација на постојните ХЕ	67 ЕЛЕМ 2012-2015	Проценка на ЕЛЕМ
Градба на нови големи производни капацитети	2701	Опција 1
4. ХЕ кандидати	1041 а) ЈПП ¹³⁴ учество на ЕЛЕМ со ХЕ Тиквеш 2011-2019 б) ЕЛЕМ или ДБОТ ¹³⁵ 2012-2016 в) ЕЛЕМ	а) Чебрин 319 и Галиште 200, б) Бошков Мост 70, в) Луково Поле со ХЕ Црн Камен 45, г) Велес 251 и Градец 156

¹³² „Физибилити студијата за почеток на отворање и експлоатација на ПК Брод-Гнеотино, во текот на 2004-2005 год.“, РИ Скопје, 2004.

„Главен проект за отворање и експлоатација на Брод-Гнеотино“, РИ Скопје, 2006

„Основната концепција на Главниот рударски проект за отворање и експлоатација на јагленот од подинската серија“, Рудпроект, Скопје, 2008

¹³³ Периодот на инвестирање ги опфаќа и првата и последната назначена година

¹³⁴ ЈПП – Јавно приватно партнерство во кое ЕЛЕМ учествува со ХЕ Тиквеш во комплексот од трите центри на Црна Река.

¹³⁵ ДБОТ, Дизајнирање, градење, користење и враќање

	2010-1014 г) концесија 2011-2021	
5. ТЕ-ТО на природен гас	250 ЈПП 2010-2014	Предвидени се средства само за КоГЕЕ. Во предвидените средства не се внесени инвестициите за ТЕ-ТО Скопје и ТЕ-ТО КОГЕЛ кои се во завршна фаза и се смета дека средствата за нив се веќе обезбедени
6. ТЕ Битола 4, ТЕ Мариово и ТЕ Неготино на лигнит	1120 а) ЈПП 2014-2018 б) ЈПП 2020-2024	а) 760 за Битола 4 од 600 MW (или Битола 4 и Мариово од по 300 MW) б) 360 за ТЕ Неготино 2
7. Отварање на три нови рудници со јамска експлоатација (Живојно, Мариово, Неготино)	290 а) ЈПП 2013-2018 б) ЈПП 2018-2022 в) ЈПП 2020-2024	а) 100 за Живојно, б) 110 за Мариово и в) 80 за Неготино
Градба на нови големи производни капацитети	3751	Опција 2
4. ХЕ кандидати	1041 а) ЈПП учество на ЕЛЕМ со ХЕ Тиквеш 2011-2019 б) ЕЛЕМ или ДБОТ 2012-2016 в) ЕЛЕМ 2010-1014 г) концесија 2011-2021	а) Чебрин 319 и Галиште 200, б) Бошков Мост 70, в) Луково Поле со ХЕ Црн Камен 45, г) Велес 251 и Градец 156
5. ТЕ-ТО на природен гас	250 ЈПП 2010-2014	Предвидени се средства само за КоГЕЕ
6. ТЕ Битола 4	360 ЈПП 2014-2018	г) Битола 4 од 300 MW
7. Отварање на нов рудник со јамска експлоатација	100 ЈПП 2013-2018	а) Живојно
8. Нуклеарна електрана	2000 ЈПП 2019-2026	Еден блок од 1000 MW
Развој на преносната мрежа	109,3 АД МЕПСО	
Краткорочни активности	19	Делница / Проект: – Двосистемски ТС Битола 3 – ТС Битола 4 – ХЕ Матка -ТС Скопје 3 – Македонија – Србија , Штип – Ниш
Четири трансформаторски станици 400/110 kV	6,25	Скопје 1, Скопје 4, Битола 2 и Дуброво

Реконструкција на постоен 110 kV ДВ ТС Скопје 1 – ТС Тетово 1	7,18	
Реконструкција на 110 kV далновод ТС Скопје 1 – ТС Куманово 1	6,4	Поради преоптовареност со приклучување на ТС Бунарцик на електропреносната мрежа
Реконструкција на 110 kV ДВ-и на потегот Вруток – Тетово	27	Изградба на двосистемски ДВ, изградба на ТС Петровец и приклучниот 110 kV ДВ за ТС Петровец, како и изградба на повеќе 110 kV ДВ полиња
Изградба на нови и реконструкција и ревитализација на постојни далноводи и трафостаници	15,8	Изградба на нов 2 x 110 kV ДВ ТС Битола 3 – ТС Битола 4, ревитализација и надградба на ТС 110/x kV (ревитализација на ВН опрема, управување, заштита итн.)
400 kV интерконективен далновод Македонија – Албанија	16,7	
400 kV интерконективен далновод Македонија – Косово	6,4	
110 kV далновод за поврзување на ХЕ Бошков Мост на преносната мрежа	4,65	
Активности во топлинската инфраструктура	56,3 АД Топлификација	
Ревитализација и модернизација на опремата	35	АД Топлификација предвидува инвестиции во зголемување на енергетската ефикасност и намалување на енергетските загуби, зголемување на доверливоста на работењето. Финансиите се предвидува да се обезбедат од амортизацијата и дел од остварениот профит
Градба на нови производни капацитети		ТЕ-ТО постројките се земени предвид во електроенергетскиот сектор
Реконструкција на мрежата	21,3	АД Топлификација
Гасификација	310	
Изградба на преносната мрежа	230 АД ГАМА и други инвеститори	Гасоводен прстен околу Скопје (4 мил. евра); Магистрален гасовод Клевовце – Гевгелија (65); Штип – Битола – Струга (50); Скопје – Гостивар – Кичево – Струга (44); Кичево – Дебар, Кичево – Крушево (24); Св. Николе – Велес (6); Петрич – Струмица (12); Српска граница – Клевовце (5); Клевовце – Скопје (20).
Гасификација на градовите – Развој на дистрибутивни мрежи	80 Концесии	80 – 100 илјади приклучоци до 2030 година
Обновливи извори на енергија	618	
Мали хидроелектарни	180 Концесии	180 за 120 MW
Геотермална енергија	60 Локална самоуправа и концесии	
Ветерници	150	150 MW

	а) ЕЛЕМ б) ЈПП	а) 50 MW б) 2 × 50 MW
Фотоволтаични системи	120 Концесии	20 MW
Соларни системи за топла вода	108 Приватен капитал 86 и буџет 22	135000 домаќинства
ВКУПНО Опција 1	4212	
ВКУПНО Опција 2	5262	

Вкупните инвестиции во енергетскиот сектор во периодот до 2030 година се проценуваат на околу 4,2 милијарди евра за опцијата со термоелектрани на јаглен и околу 5,3 милијарди евра за опцијата со изградба на нуклеарна електрана.

Фактот што подолг временски период не се инвестирало во оваа дејност, денес доведува до ситуација дека од една страна мора да се отпочне со сериозен инвестиционен циклус во енергетиката, но од друга страна мора да се изнајдат механизми и начини за изнаоѓање на овие финансиски средства.

Генерално, постојат неколку можни начини за изнаоѓање на овие значителни финансиски средства и тоа:

- Преку значителни издвојувања од редовното работење на енергетските компании,
- Преку дополнително задолжување на енергетските компании кај меѓународните финансиски институции или домашните и странските комерцијални банки,
- Преку директни зафаќања од буџетот на државата или индиректно преку доделување на државни гаранции за задолжувањата на енергетските компании кои се во доминантна државна сопственост,
- Преку инвестиции во енергетиката од страна на домашни или странски инвеститори во енергетиката било со издавање на концесии за користење на јавни добра (земјиште, вода или јаглен), или преку чисто независни производители на енергија.

Било која можност да се искористи, овие инвестиции мора да бидат гаранитирани, односно повраток на инвестициите мора да биде гаранитиран преку адекватно дефинирање на цената на производот – во овој случај произведената енергија. Заради тоа, не може да се зборува за сериозни инвестиции во енергетиката без *соодветно дефинирање на ценовна политика* која реално ќе овозможи реализација на овие инвестиции. Факт е дека енергијата е добро кое е од јавен интерес и потребата од неа е од огромно значење за развојот на целокупната економијата во една земја.

Одржувањето, модернизацијата и развојот на енергетскиот сектор бара големи капитални вложувања, поради што е неопходно *зголемување на учесливото на приватниот сектор и привлекување на странски капитал* во енергетскиот пазар на земјата, што, од една страна е нужност за мала земја со ограничени финансиски ресурси, а од друга страна ќе овозможи зголемување на инвестиционата активност на земјата и динамизирање на вкупниот економски развој.

Покрај овој начин на инвестирање, со посебна одлука на Владата, може да се пристапи и кон други методи на финансирање во енергетскиот сектор како на пример:

- Продавање на пазарот на капитал на минорни пакети акции од државните енергетски компании на заинтересираните домашни правни и физички лица и користењето на овие средства за дополнителни инвестиции во секторот,
- Утврдување на енергетски објекти за чија изградба компаниите (или државата) би издала акции (проектно инвестирање) со што овие нови објекти делумно би биле во сопственост на државата, а делумно во сопственост на други инвеститори – принцип на Јавно-Приватно партнерство
- Финансирање на нови енергетски проекти преку средствата собрани во буџетот на државата од издавање на концесии за други енергетски (или не енергетски проекти), и сл.

Кога се во прашање домашните извори на финансиски средства за реализација на целите на стратегијата, основно е регулираната цена на електричната енергија да се формира според принципот *cost plus regulation*, односно цената да ги покрие вкупните просечни трошоци, вклучувајќи и разумна стапка на повратување на инвестициите. Македонија има обврска до 2015 година да воведо пазарна цена на електричната енергија и за домаќинствата (тоа е обврска којашто произлегува и од Договорот за основање на Енергетска заедница). Од друга страна, факт е дека јазот помеѓу реалната пазарна цена и регулираната цена на електричната енергија за домаќинствата ќе се затвора постепено и дека тој процес ќе биде проследен со социјален пакет за ранливите групи на домаќинства. Во меѓувреме, за да се покрие недостатокот на средства за инвестиции Владата треба: (1) да продолжи со практиката на мобилизирање на заеми од меѓународните финансиски институции за изградба на капитални објекти во енергетиката, т.е. за задолжување на јавните претпријатија со гаранции од Буџетот на Република Македонија. Користењето на овој пристап ќе биде лимитиран од степенот на задолженост на јавните претпријатија (за што водат сметка и самите кредитори). (2) да издвојува фиксен износ на буџетски средства како учество во финансирањето и изградбата на енергетски објекти. Притоа, овие средства треба да се пласираат во јавните претпријатија на транспарентен начин: јавните претпријатија би оделе на дополнителни емисии на хартии од вредност преку берзата кои би биле достапни за сите потенцијални инвеститори (домашни и странски).

Предвидените инвестиции во опцијата 1 за ревитализација на постојните и изградба на нови производствени капацитети, можат да се остварат со инвестирање на АД ЕЛЕМ во износ од 600 милиони евра (сопствени средства и кредити), со јавно приватно партнерство 2040 милиони евра и од концесионери треба да се обезбедат 480 милиони евра.

За опција 2, треба да се обезбедат дополнителни 1000 милиони евра со јавно приватно партнерство.

Предвидените инвестиции од 109 милиони евра за развој на преносната мрежа, АД МЕПСО може да ги оствари од сопствени средства и кредити.

Инвестициите од 56 милиони евра за топлинската инфраструктура ќе ги обезбеди АД Топлификација.

Инвестициите од 230 милиони евра за развој на гасификациониот систем треба да се обезбедат од АД ГАМА преку: буџетот на Македонија (во уделот на

државата се вклучени и средствата за покривање на клириншкиот долг од Русија), кредитни задолжувања и од други инвеститори. Инвестициите за развој на дистрибутивните мрежи за природен гас во градовите треба да се обезбедат преку концесии.

Инвестициите за малите хидроелектрани, геотермалната енергија, ветерните електрани и фотоволтаиците ќе се обезбедат од концесионери. Од буџетот треба да се издвои одреден износ од околу 20 милиони евра за поддршка на истражувањата на геотермалните потенцијали.

Инвестирањето во реализацијата на соларните системи за топла вода ќе се оствари од страна на домаќинствата и приватните компании со поддршка од буџетот во износ од околу 20 милиони евра.

Од буџетот треба да се одвојуваат и околу 15-20 милиони евра за реализација на енергетската социјална програма. Во таквите услови дополнителните издвојувањата од буџетот за реализација на целокупната енергетска програма би се свеле на вкупно околу 50 милиони евра за поддршка на газификацијата, истражувања на геотермалниот потенцијал и поддршка на воведувањето на соларните системи за топла вода. Од буџетот треба да се подржи и развојот на дистрибутивните системи за природен гас во градовите, во првата фаза, за да се охрабрат приватните инвеститори.

Треба да се нагласи дека за реализација на проектите за производство на електрична енергија од обновливи извори на енергија потребни се дополнителни финансии за да се покријат повластените тарифи за електричната енергија произведена од мали хидроелектрани, ветерници и фотоволтаици. Овие средства би се добиле преку покачувањето на цената на електричната енергија.

Под претпоставка дека ќе се користат сегашните повластени тарифи (просечно 100 евра/MWh за мали хидроелектрани, 89 евра/MWh за ветерници и 420 евра/MWh за фотоволтаици и просечно 106 евра/MWh за електрани на биогаз и претпоставена тарифа од 120 евра/MWh за когенеративни постројки на отпадна биомаса) при нивна примена за производство на електрична енергија од мали хидроелектрани во износ од 216 GWh, од ветерници 300 GWh, од фотоволтаици 14 GWh, од ТЕ-ТО на биомаса 50 GWh и од биогаз 20 GWh, (со што од истите би се обезбедило производство на електрична енергија во износ од близу 600 GWh), средствата потребни за покривање на повластените тарифи би ја зголемиле цената на електричната енергија за дистрибутивните потрошувачи за 1,4 – 3,1% и за директните потрошувачи за 1,9 – 4,2% (апсолутната вредност на зголемувањето на цената на електричната енергија е иста за двете категории) при пазарна цена на електричната енергија од 80 и 60 евра/MWh соодветно.

Оваа Стратегија се објавува во „Службен весник на Република Македонија“.

ДОДАТОК 1

SWOT АНАЛИЗА НА ЕНЕРГЕТСКИОТ СЕКТОР ВО МАКЕДОНИЈА И ОСНОВНИ ПРЕПОРАКИ

SWOT АНАЛИЗА

Стратегијата за развој на енергетиката во Македонија во голем степен се базира на заклучоците од спроведената анализата на состојбите на енергетскиот сектор на Македонија (SWOT – јаки и слаби страни, можности и закани) и од споредбената (benchmark) анализа^{136,137}, кои послужија како појдовни основи во стратешките планирања. Во овој додаток изнесени се изводи од SWOT анализите врз основа на кои е конципирана Стратегијата како и заклучоци кои произлегоа и од дополнителните анализи спроведени во текот на изработката на Стратегијата.

ЈАКИ СТРАНИ

➤ *Стратешка географска положба*

Македонија се наоѓа во центарот на Југоисточна Европа.

➤ *Неискористен потенцијал на обновливи извори на енергија*

Со учество на обновливите извори на енергија од 13,8% во потрошувачката на финална енергија во 2005 година, Македонија спаѓа во земјите со релативно големо искористување на обновливите извори на енергија.

И покрај тоа, неискористениот потенцијал на ОИЕ овозможува понатамошен значителен пораст на учеството на ОИЕ. Неискористениот потенцијал на ОИЕ кој реално може да се искористи до 2030 година изнесува:

Производство на електрична енергија од ОИЕ

Големи хидроелектрани: 2260 GWh/год

Мали хидроелектрани: 620 GWh/год

Ветерни: 720 GWh/год

Фотоволтаици: 80 GWh/год

Биогас од биомаса: 45 GWh/год

Отпадна биомаса и друг отпад: 70 GWh/год

Вкупно електрична енергија од ОИЕ: 3795 GWh/год

Производство на топлина од ОИЕ

Биомаса: 860 GWh/год

Топлинска сончева енергија: 155 GWh/год

Геотермална енергија: 550 GWh/год

Вкупно топлина од ОИЕ: 1565 GWh/год

Биогорива во сообраќајот

Вкупно биогорива во сообраќајот: 1900 GWh/год

Вкупен неискористен потенцијал на ОИЕ кој може да се искористи до 2030 година изнесува 7260 GWh/год. Овој потенцијал на ОИЕ овозможува зголемување на учеството на ОИЕ во потрошувачката на финална енергија до износ од 21% во 2020 година и 27,6% во 2030 година.

¹³⁶ Тркалезна маса, 07. 11.2008, МАНУ

¹³⁷ Markovska N., Taseska V, Pop-Jordanov J.: SWOT Analyses of the National Energy Sector for Sustainable Energy Development, *Energy 34* (2009) 752–756 (базирано на спроведената SWOT анализа во функција на Националната стратегија за одржлив развој)

Процентуалното учество на ОИЕ во производството на електрична енергија може да се зголеми од 20% во изминатиот период на околу 25% во 2020 година и на околу 30% во 2030 година.

Покрај наведените вредности може да се очекува наголемување на искористувањето на недоволно истражениот потенцијал на геотермална енергија за производство на топлина и на електрична енергија, како и на дополнително наголемување на потенцијалот на биомасата за енергетски потреби.

➤ ***Ново законодавство и шела во согласност со европската регулатива и Ајтинскиот меморандум***

Република Македонија ги потпиша и ги ратификува Договорот за Енергетска повелба, Договорот за Енергетска заедница, Рамковната конвенција на Обединетите нации за климатски промени и Протоколот од Кјото.

Согласно Договорот за Енергетска заедница, Македонија го усогласува своето законодавство со постојната правна регулатива на Европската унија (*acquis communautaire*) за енергија, животна средина, конкуренција и за обновливите извори на енергија. Стратешките определби на Македонија во енергетскиот сектор, меѓу кои е и определбата за усогласување со *acquis communautaire* се вградени во Законот за енергетика (*Сл. весник на РМ бр. 63/2006, 36/07, 106/08*). За операционализација на одредбите од Законот за енергетика усвоени се и соодветни подзаконски акти.

За обезбедување поддршка на Владата во спроведувањето на енергетската политика формирана е Агенцијата за енергетика (*Службен весник на Р. Македонија бр.65/05*).

За регулирање на одделни прашања во вршењето на енергетските дејности определени со Законот за енергетика формирана е Регулаторната комисија за енергетика (РКЕ) на Република Македонија како независно тело, со својство на правно лице.

Сите овие активности, како неопходен предуслов, овозможуваат непречен развој на енергетскиот сектор на Македонија како дел од Европската енергетска заедница.

➤ ***Зајакнајќи активностите во областите на енергетска ефикасност и обновливи извори на енергија***

Активностите за забрзан и позначаен продор на ОИЕ и за забрзано и позначајно подобрување на енергетската ефикасност можат да се согледаат во:

- воведувањето на повластени тарифи за искористување на ОИЕ и усвојувањето на соодветни правилници за нивна примена,
- распишаните тендери за изградба на мали хидроелектрани,
- потрага на можности за изградба на големи хидроелектрани,
- изградба на ТЕ-ТО на природен гас со висок степен на полезно дејство,
- изготвувањето на првиот Национален акционен план за енергетска ефикасност и соодветните правилници од ова подрачје,
- финансиските олеснувања и финансиска поддршка за искористување на сончевата енергија како топлинска,
- подготвителните активности (анализи, мерења) за изградба на ветерни електрани,
- активностите кои се во тек за поголемо искористување на геотермалната енергија, на отпадната биомаса и биогазот,

- активностите за поголемо и јасно дефинирано учество на биогоривата,
- зголемениот интерес на донатори и кредитни линии.

СЛАБИ СТРАНИ

Слабите страни на енергетскиот сектор на Македонија се бројни и подетално се елаборирани во претходниот текст на Стратегијата. За поголема прегледност овде нема да се повторуваат деталите.

➤ Долгогодишно отсуство на стратешко планирање

Од осамостојувањето до денес, во периодот од 1991-2008 година, изработени се повеќе енергетски стратегии, со средства од странски извори, меѓутоа, истите не беа усвоени ниту реализирани од страна на Владата. Отсуството на визија и непостоењето на усвоена долгорочна стратегија за развој и работа на енергетскиот сектор доведе до силна стагнација во неговиот развој и унапредување.

➤ Слаба економска моќ на државата за инвестиции во енергетскиот сектор

Република Македонија, со Бруто домашен производ (БДП) од 2060 САД\$2000/жител за 2006 година, односно, 7000 САД\$2000/жител кога се пресметува според куповната вредност се вбројува меѓу земјите со низок БДП и со слаба економска моќ за инвестиции. Дури во 2006 година Македонија ја достигна вредноста на БДП што ја имаше во 1990 и значително заостана како зад развиените европски земји така и зад помалу развиените европски земји. Со просечен раст од 3,5 % годишно во периодот 2003-2006 година, Македонија спаѓа во земјите со најнизок раст на економијата во регионот на Европа и Централна Азија. Со 3460 САД\$/жител во 2007 година, Македонија е на 111 место во светот.

Во 2007 е постигнат раст на БДП на Македонија од 5 % меѓутоа глобалната финансиска криза кон крајот на 2008 година имаше и сè уште има дополнително високо негативно влијание, како врз економскиот раст и економската моќ на државата за инвестиции во енергетскиот сектор така и на спремноста на странските компании за инвестирање во енергетскиот сектор на Македонија.

➤ Слаба геополитичка положба

Пред сè, поради слабата економска моќ и малиот пазар на енергија, Македонија нема влијание во одлучувањата за стратешките правци на пренос на енергијата во европски или регионални размери.

➤ Земјата е сиромашна со домашни енергетски ресурси и во голема мера зависи од увоз на енергија

Македонија се одликува со нагласена енергетска дефицитарност. *Ги увезува вкупниите потреби од нафта, природен гас и квалитетни јаглени*, а од 2000 година и дел од електричната енергија. Увозот на енергија расте во изминатиот период а последните неколку години особено брзо расте увозот на електричната енергија

➤ Нејоволна комбинација на енергетски извори

Искористувањето на природниот гас во Македонија е слабо. Се користи само 10% од вкупниот капацитет на гасоводот и сè уште не се користи во домаќинствата. Околу 80% од вкупното производство на електрична енергија се базира на домашен ниско квалитетен лигнит, кој е најнеповолен енергенс од аспект на животната средина.

➤ ***Недоволни и застарени капацитетите за производство на електрична енергија***

Република Македонија денес остана, практично, со истите електроенергетски капацитети од пред 1990 година, кои сега се постари за уште две децении и недоволни за задоволување на сегашните потреби. Термоелектраните покрај со нискиот степен на полезно дејство, а со тоа и релативно висока емисија на стакленични гасови се одликуваат и со висока емисија на сулфурен двооксид.

➤ ***Ниска енергетска ефикасност во производството, преносот, дистрибуцијата и користењето на енергијата***

Една од основните карактеристики на енергетскиот сектор на Македонија е висока потрошувачка на енергија по единица БДП, и покрај ниската потрошувачка на енергија по жител. Ниската енергетска ефикасност е резултат на долгогодишното отсуство на инвестиции и застарената опрема за производство, дистрибуција и користење на енергијата, отсуството на поттици за штедење и отсуството на мотив за штедење поради депресираната цена на електричната енергија, неповолната индустриска структура која детерминира висока енергетска интензивност, високите комерцијални загуби во дистрибуцијата на електрична енергија, како и недоволно развиената свест за значењето на енергијата, нејзината цена и потребата за рационално користење.

➤ ***Некомплиетирана секундарна легислатива за енергетска ефикасност и ОИЕ***

Секундарната легислатива која се однесува на ефикасно користење на енергијата сè уште не е комплетирана до степен на примена. Во подрачјето на ОИЕ покрај комплетирањето на секундарната легислатива потребно е и отстранување на административните пречки кои ги забавуваат реализациите на проектите до степен на нивна неисплативост. Недостасува легислатива која ќе ги дефинира националните цели за ОИЕ и заштеди на енергија, како и програми и акциони планови со регулаторни и економски мерки, специфицирани улоги на институциите, временски распоред и финансирање.

➤ ***Висока потрошувачка на електрична енергија во домаќинствата***

Со години депресираната цена на електрична енергија доведе до релативно високо учество на електричната енергија во вкупната потрошувачка на енергија кај домаќинствата (со непрекинат раст, и повеќе од два пати поголем износ во однос на европските земји).

➤ ***Недоволни капацитетите***

Капацитетите на Министерството за економија – Секторот за енергетика, Регулаторната комисија, Агенцијата за енергетика и на единиците на локалната самоуправа не се доволни за ефикасна имплементација на новата правна рамка на енергетскиот сектор, од која произлегуваат бројни нивни обврски. Недоволни се и капацитетите за истражувања, развој и воведување на нови технологии во енергетскиот сектор.

МОЖНОСТИ

➤ ***Енергетската заедница***

Членството во Енергетската заедница и овозможува на Македонија блиска соработката со сите други членки и, со создавање на стабилна регулаторна и пазарна рамка, привлекување на инвестиции во транзитна и преносна инфраструктура за гас и електрична енергија и во капацитети за производство на

електрична енергија. Сето ова овозможува стабилно и непрекинато снабдување со природен гас и електрична енергија. Со обезбедување на единствена регулаторна рамка во регионот на Југоисточна Европа се создаваат можности за негово поврзување со касписките, северноафричките и блискоисточните резерви на природен гас и за експлоатација на домашните резерви на природен гас, јаглен и хидроенергетскиот потенцијал. Членството во Енергетската заедница овозможува и развој на конкуренцијата и ликвидноста и искористување на економијата од обем.

Во Договорот за основање на Енергетска заедница посебно место зазема грижата за подобрување на животната средина, поврзана со природниот гас и електричната енергија, преку подобрување на енергетската ефикасност и користењето на обновливите извори на енергија.

➤ ***Цврстата врска меѓу енергијата и климатскиот промени***

Македонија како земја која нема обврска за намалување на емисиите на стакленички гасови според Протоколот од Кјото (не припаѓа на земјите од Анекс 1), може да учествува во активностите за намалување на емисиите на стакленички гасови и да создава јаглеродни кредити (carbon credits) преку Механизмот за чист развој (CDM). Со создавање на дополнителни приходи од намалените емисии на стакленички гасови, Механизмот за чист развој се гледа како можност да се подобри економската остварливост на проектите за одржлива енергија, и на тој начин да се зголеми нивниот потенцијал за привлекување странски инвестиции.

➤ ***Дојдовниот дел од енергетскиот сектор и дојдовниот дел од ангажирање на друѓи домашни компании***

Изградбата на големи енергетски објекти овозможува ангажирање на поголемите домашни компании во реализацијата на одредени сегменти (производство, градежни и монтерски работи и сл.), додека активностите во областа на енергетската ефикасност, обновливите извори на енергија и воведувањето на природниот гас во домаќинствата ќе овозможат позначајно вклучување и на малите и средни претпријатија.

Трансферот и ширењето на технологиите за одржлива енергија овозможува развој на специјализирани национални приватни компании кои ќе го преземат финансирањето и реализацијата на технолошкиот пробив. Ова исто така важи и за Компаниите за енергетски услуги (ESCOs).

ЗАКАНИ

➤ ***Промена на цените на енергенсите од увоз и производствениот капацитет***

Позначаен пораст на цените на енергенсите и опремата од увоз е голема закана за Македонија која е голем увозник на енергија и енергетска опрема. Од друга страна и поголемо намалување на цената на електричната енергија во регионот може да ја доведе во прашање конкурентната способност на некои од нашите производствени капацитети на слободниот регионален пазар.

Поголема промена на соодносот на цените на поедините енергенси е исто така закана за Македонија која има незадоволителна разновидност во нивното користење.

➤ ***Намален економски развој заради недостигот од електрична енергија и гас во регионот поради отсуство на конкурентни надворешни снабдувачи и преносни линии***

Недостаток од електрична енергија и гас во регионот поради отсуство на конкурентни надворешни снабдувачи и преносни линии е закана за економскиот развој на Македонија пред сè поради енергетски интензивната индустрија.

➤ **Несигурноста со берзиите на челик и други метали**

Цените на челикот и другите метали имаат големо влијание на обемот на нивното производство во Македонија а со тоа и на потрошувачката на енергија.

➤ **Неизвесноста за периодот после Кјото**

Македонија припаѓа во групата земји кои според Протоколот од Кјото не се дел од Анекс 1 земјите, а истовремено е и кандидат за ЕУ, па идниот статус и обврските на земјата поврзани со климатските промени сè уште не се јасни. Поконкретно, несигурноста во однос обврските според Протоколот од Кјото после 2012 година, создава дополнителни ризици за потенцијалните CDM проекти и за паричната/монетарната вредност на соодветните намалени емисии.

Препораки

Од напред изнесената анализата на состојбите на енергетскиот сектор на Македонија (SWOT) произлегуваат следните основни препораки:

1. Изработка на Програма за реализација на Стратегијата за развој на енергетиката. Развојот на енергетскиот сектор да се постави во функција на забрзан стопански развој, како со обезбедување на доволно енергија така и со самата инвестициона активност во енергетскиот сектор.
2. Засилување на мерките за заштеда на енергија и за подобрување на енергетската ефикасност во домаќинствата, комерцијалниот и услужен сектор, индустријата и сообраќајот (изработка и реализација на Акционен план за енергетска ефикасност, комплетирање на секундарната легислатива за енергетска ефикасност).
3. Македонија треба да посвети посебно внимание на производството на електрична енергија, што значи:
 - Изградба на втората голема ТЕ-ТО на природен гас во Скопје во најкус можен рок;
 - Ревитализација на постојните термоелектрани;
 - Отварање и експлоатација на рудниците на лигнит според зацртаната динамика за несметано работење на постојните термоелектрани;
 - Започнување на активности за изградба на Луково поле со ХЕ Црн Камен и на ХЕ Бошков Мост;
 - Подобрување на тендерската документација и засилени мерки за изнаоѓање на стратешки партнери за изградба на ХЕ Чебрен и на ХЕ Галиште;
 - Отстранување на сите административни пречки за поинтензивна изградба на малите хидроелектрани;
 - Започнување на изградба на ветерни и фотоволтаични центри и комбинирани постројки на отпадна биомаса;
 - Започнување на нуклеарната програма со изработка на сите неопходни студии за донесување на одлука за изградба или за одложување на изградбата на нуклеарна електрана;
 - Започнување на подготвителните активности за јамска експлоатација на лигнит;

- Постепена замена на постојните термоелектрани на лигнит со нови, со висок степен на полезно дејство и со тоа со намалување на емисиите на стакленични гасови и со задоволување на најстрогите еколошки стандарди (изработка на посебен акционен план за оваа намена);
 - Реализација на втората фаза на ревитализација на хидроелектраните;
 - Изградба на мали ТЕ-ТО на природен гас тамо каде што за тоа постои економска оправданост .
4. Пазарна цена на електричната енергија за сите освен за домаќинствата со усвоени програми за заштита на конкурентната способност на стопанството и постепено приближување до пазарната цена за домаќинствата до 2015 година, со програма за заштита на социјално загрозените слоеви, како предуслов за:
- Воведувањето на природниот гас во домаќинствата и во комерцијалниот и услужен сектор
 - Масовно користење на сончевата енергија и топлински пумпи за производство на топлина;
 - Поинтензивна инвестициона активност во енергетскиот сектор;
 - Намалување на потрошувачката на електрична енергија;
 - Подобра заштита на социјално загрозените слоеви.
5. Засилување на мерките за максимално можно искористување на обновливите извори на енергија како домашен ресурс и ресурс кој ќе ја подобри енергетската разновидност (комплетирање на секундарната легислатива за ОИЕ, отклонување на административните пречки, поголемо искористување на геотермалната енергија и на отпадната биомаса).
6. Максимално искористување на капацитетот на постојниот гасовод со интензивирање на активностите за целосна изградба на преносната и на дистрибутивната мрежа во цела Република Македонија, како и поврзување на националниот гасоводен систем со регионалните гасоводи.
7. Намалување на загубите во дистрибуцијата на електрична енергија.
8. Јасно разграничување на производството, преносот, дистрибуцијата и снабдувањето.
9. Зајакнување на капацитетите на Министерството за економија – Секторот за енергетика, Регулаторната комисија, Агенцијата за енергетика и на единиците на локалната самоуправа.
10. Отварање на Канцеларија за координирани аукции на прекугранични капацитети и отварање на Регионална берза на електрична енергија.
11. Понатамошно поврзување со соседните земји со 400 kV далноводи.
12. Вклучување во активности за изградба на регионален гасоводен прстен и/или приклучување на друг гасовод.
13. Постепено реструктурирање на индустријата со форсирање на енергетски екстензивните гранки.
14. Изградба на нова современа пруга Табановце – Гевгелија, како предуслов за искористувањето на Вардарската долина за хидроелектрани.

ДОДАТОК 2

ДИРЕКТИВИ ОД ПОДРАЧЈЕТО НА ЕНЕРГИЈАТА, ЖИВОТНАТА СРЕДИНА, КОНКУРЕНЦИЈАТА, ОБНОВЛИВИТЕ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА, ЕНЕРГЕТСКАТА ЕФИКАСНОСТ И НА НАФТЕНИТЕ РЕЗЕРВИ

Согласно Договорот за основање на енергетска заедница државите – потписнички треба да го усогласат своето законодавство со следните акти на ЕУ:

acquis communautaire за енергија: Директивата 2003/54/ЕС на Европскиот парламент и на Советот од 26.06.2003 година за општите правила за внатрешниот пазар на електрична енергија, Директивата 2003/55/ЕС на Европскиот парламент и на Советот од 26.06.2003 година за општите правила за внатрешниот пазар на природен гас, Директивата 2005/89/ЕЗ на Европскиот парламент и на Советот од 18.01.2006 година за мерки за обезбедување сигурност на снабдувањето со електрична енергија и инвестиции во инфраструктурата, Директивата 2004/67/ЕЗ на Советот од 26.04.2004 година за мерки за обезбедување сигурност на снабдувањето со природен гас, Регулативата 1228/2003/ЕС на Европскиот парламент и на Советот од 26.06.2003 година за условите за пристап до мрежата за прекугранична размена на електрична енергија и Регулативата 1775/2005/ЕЗ на Европскиот парламент и на Советот од 28.09.2005 година за условите за пристап до мрежите за пренос на природен гас.

acquis communautaire за животна средина: Директивата 96/61/ЕС на Советот од 24.09.1996 година за интегрирана контрола и превенција од загадување, Директивата на Советот 85/337/ЕЕС од 27.06.1985 година за оценка на ефектите од определени јавни и приватни проекти врз животната средина, изменета со Директивата 97/11/ЕС на Советот од 03.03.1997 година и Директивата 2003/35/ЕС на Европскиот парламент и на Советот од 26.05.2003 година, Директивата 2003/87/ЕС на Европскиот парламент и на Советот за воспоставување на шема за тргување со дозволи за емисии на стакленички гасови од 13.10.2003, Директивата 1999/32/ЕС на Советот од 26.04.1999 година за редукција на содржината на сулфур во определени течни горива и Директивата за измена 93/12/ЕЕС, Директивата 2001/80/ЕС на Европскиот парламент и на Советот од 23.10.2001 година за ограничување на емисиите на определени загадувачи во воздухот од големи согорувачи и членот 4 (2) од Директивата 79/409/ЕЕС на Советот од 02.04.1979 година за зачувување на дивите птици.

acquis communautaire за конкуренција: чл. 81, 82 и 87 од Договорот за Европската Заедница.

acquis communautaire за обновливи извори на енергија: Директивата 2001/77/ЕС на Европскиот парламент и на Советот од 27.09.2001 година за промоција на електричната енергија добиена од извори на обновливи енергии во внатрешниот пазар на електрична енергија, Директивата

2003/30/ЕС на Европскиот парламент и на Советот од 08.05.2003 година за промоција на користењето на биогорива или други обновливи горива за транспорт и Директива 2009/28/ЕС на Европскиот парламент и на Советот од 5.6.2009 за промоција на користењето на енергија од обновливи извори и за надолнување и последователно укинување на Директивите 2001/77/ЕС и 2003/30/ЕС.

acquis communautaire за енергетска ефикасност: Директивата 2006/32/ЕС на Европскиот парламент и на Советот од 05.04.2006, за енергетската ефикасност на крајните корисници и енергетски услуги, Директивата 2002/91/ЕС на Европскиот парламент и на Советот за енергетската ефикасност од 06.12.2002 за енергетска изведба на згради. Директивата 92/75/ЕЕЗ на Советот од 22.09.1992, за прикажување на потрошувачката на енергија и други ресурси на апарати за домаќинство преку етикетање и преку стандардна информација за производот.

acquis communautaire за нафтени резерви: Директивата 98/93/ЕЗ на Советот од 14.12.1998 година за измена на Директивата 68/414/ЕЕЗ која им наложува обврска на државите – членки на ЕЕЗ да одржуваат минимум резерви на сурова нафта и/или нафтени производи, Директивата 2003/17/ЕЗ на Европскиот парламент и на Советот од 03.03.2003 година за измена на Директивата 98/70/ЕЗ во врска со квалитетот на нафтените и дизел горива и Директивата 2006/67/ЕЗ на Советот од 24.07.2006 година која им наложува обврска на државите – членки да одржуваат минимум резерви на сурова нафта и/или нафтени производи.

ЛИСТА НА КРАТЕНКИ

BAT	Најдобри достапни технологии - Best Available Technologies
CDM	Механизам за чист развој Clean Development Mechanism
DNA	Назначен национален орган - Designated National Authority
EIA	Оценка на влијанијата врз животната средина - Environmental Impact Assessment
ETS	Шема за тргување на емисии - Emission Trading Scheme
GEF	Глобален фонд за животна средина - Global Environmental Facility
IEA	Меѓународната агенција за енергетика - International Energy
IPPC	Интегрирано спречување и контрола на загадувањето Integrated Pollution Prevention and Control
ЈПП	Јавно приватно партнерство
NEAP	Национален акционен план за животна средина
UNDP	Програма за развој на Обединетите нации - United Nation Development Programme
UNFCCC	Рамковната конвенција на Обединетите нации за климатски промени - United Nation Framework Convention on Climate Change
WASP	Програма за автоматско планирање на системи - Wien Automatic System Planning
БДП	Бруто домашен производ
ВН	Висок напон
ВПШЕ	Вкупна потрошувачка на примарна енергија
ВПФЕ	Вкупната потрошувачка на финалната енергија
ГЈС	Главен јагленов слој
ДВ	Далноводи
ДДВ	Данок на додадена вредност
ЕЕС	Електроенергетскиот систем
ЕЛЕМ	Електрани на Македонија
ЕСМ	Електростопанство на Македонија
ЕУ-27	27 земји членки на Европската унија
ИОМ	Индустија за обоени метали
ИЧФ	Индустија за челик и феролегури
КоГЕЕ	Комбинираната Гасна Електрана Енергетика
КОГЕЛ	Когенеративната гасна електрана
МЕПСО	Македонски електро преносен систем оператор
МЖСПП	Министерството за животна средина и просторно планирање
НАПЕЕ	Национален акционен план за енергетска ефикасност
НАТО	Северноатлантската Алијанса - North Atlantic Treaty Organisation (NATO)

Не-ОЕСР Европа	Европски земји кои не се членки на Организацијата за економска соработка и развој
ОЕСР	Организацијата за економска соработка и развој - Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)
ОЕСР Европа	Европски земји членки на Организацијата за економска соработка и развој
ОИ	Останата индустрија
ОИЕ	Обновливи извори на енергија
П1	Просечна годишна стапка на пораст (%)
П2	Вкупен пораст во анализираниот период (%)
ПАХЕ	Пумпно-акумулациона хидроелектрана
ПЈС	Подинска јагленова серија
ПК	Површински коп
ППЕ	Производство на примарна енергија
РЕК	Рударско енергетски комбинат
РИ	Рударски институт
РКЕ	Регулаторната комисија за енергетика на Република Македонија
РОТ	Програма за рехабилитирање, оперирање и трансфер на малите хидро центри
СДИ	Странски директни инвестиции
ТЕ	Термоелектрана
ТЕ-ТО	Термоелектрана - топлана
ТНГ	Течен нафтен гас
ТПГ	Течниот природен гас
ТС	Трансформаторска станица
ХЕ	Хидроелектрана

Хемиски симболи:

СО	јаглерод моноксид
СО ₂	јаглерод диоксид
СО ₂ -екв.	јаглерод диоксид еквивалент
СН ₄	метан
Н ₂ О	диазотоксид
NO _x	азотни оксиди
SO ₂	сулфур диоксид

Ознаки за држави¹³⁸:

AL	Албанија
AT	Австрија
BG	Бугарија
CZ	Република Чешка
GR	Грција
HR	Хрватска
HU	Унгарија
MK	Република Македонија
SK	Словачка
SI	Словенија

Други ознаки:

H_{bruto}	Бруто висински пад на хидроелектрична централа
$P_{\text{inst.}}$	Инсталирана моќност на електрична централа
ppm	делови од милион - parts per million
$Q_{\text{inst.}}$	Инсталиран проток на хидроелектрична централа
к.п.д.	коэффициент на полезно дејство
Сог.	Согорување

¹³⁸ Ознаки според ISO 3166 Кодови за земји

МЕРНИ ЕДИНИЦИ

	MJ	kWh	koe	Mcal	Nm³
1 MJ	1	0,278	0,024	0,239	0,029
1 kWh	3,6	1	0,086	0,86	0,107
1 koe	41,87	11,63	1	10,01	1,25
1 Mcal	4,187	1,163	0,1	1	0,125
1 Nm³	33,50	9,306	0,80	8,00	1

da	deca	10
h	hecto	10 ²
k	kilo	10 ³
M	mega	10 ⁶
G	giga	10 ⁹
T	tera	10 ¹²
P	peta	10 ¹⁵
E	exa	10 ¹⁸

КУРС НА КОРИСТЕНИТЕ ПАРИЧНИ ЕДИНИЦИ

1 US\$ (долар) = 47,5 денари

1 € (евро) = 61,5 денари

КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА И ИЗВОРИ НА ИНФОРМАЦИИ

- [1] Акционен план за натамошно усогласување на националното законодавство со законодавството на ЕУ во делот на електрична енергија и природен гас, Влада на РМ, 1 октомври 2009
- [2] Втор национален извештај кон Конвенцијата за климатски промени на ОН, Министерство за животна средина и просторно планирање, UNDP-GEF, ноември 2008
- [3] Белата книга „Политика на ЕУ за развој на транспортот до 2010 год. – време на одлука, 2003 [White paper – European Transport Policy for 2010: Time to decide (2003)]
- [4] „Главен проект за отворање и експлоатација на Брод-Гнеотино“, РИ Скопје, 2006
- [5] Годишен извештај за работењето на Регулаторната комисија за енергетика на Република Македонија за 2007 година, Скопје, март 2008 година
- [6] Зоран Деспотов и др., Подземна експлоатација на јаглените во Пелагонискиот регион со примена на современи технологии, Зборник на трудови, Тркалеста маса: РЕК Битола потреби и можности за континуирано обезбедување со јаглен, Битола, 2008
- [7] Директива 2009/28/ЕС за промоција на користењето на енергија од обновливи извори
- [8] Директива 2006/32/ЕС за енергетската ефикасност на крајните корисници и енергетски услуги
- [9] Директиви на Европската комисија: 98/93/ЕС; 2003/17/ЕС; 2006/67/ЕС
- [10] Директива 2003/54/ЕС за општите правила за внатрешниот пазар на електрична енергија
- [11] Директива 2003/55/ЕС за општите правила за внатрешниот пазар на природен гас
- [12] Директива 2003/87/ЕС за воспоставување на шема за тргување со дозволи за емисии на стакленички гасови
- [13] Директива 2002/91/ЕС за енергетска изведба на згради.
- [14] Директива 2001/80/ЕС за ограничување на емисиите на определени загадувачи во воздухот од големи согорувачи
- [15] Директива 1999/32/ЕС за редукција на содржината на сулфур во определени течни горива и Директивата за измена 93/12/ЕЕС
- [16] Регулатива 1228/2003/ ЕС за условите за пристап до мрежата за прекугранична размена на електрична енергија
- [17] Директива 96/61/ЕС за интегрирана контрола и превенција од загадување,
- [18] Директива 85/337/ЕЕС за оценка на ефектите од определени јавни и приватни проекти врз животната средина, изменета со Директивата 97/11/ЕС и Директивата 2003/35/ЕС,
- [19] Директива 79/409/ЕЕС за зачувување на дивите птици, член 4 (2).

- [20] Договор за Европската Заедница (Energy Community Treaty, Official journal of the European Union, L 198/18)
- [21] Европска агенција за животна средина (ЕЕА): Енергија и животна средина 2008, Извештај бр.6/2008;
http://reports.eea.europa.eu/eea_report_2008_6/en/Energyandenvironmentreport2008.pdf
- [22] Законот за енергетика (Службен весник на Р. Македонија бр.63/06, 36/07 и 106/08)
- [23] Законот за преобразба на Електростопанството на Македонија (Службен весник на Р. Македонија бр.36/07)
- [24] Закон за основање на Агенција за енергетика на Република Македонија (Службен весник на Р. Македонија бр.62/05 или 65/05)
- [25] Законот за животна средина (Службен весник на Р. Македонија бр. 53/2005)
- [26] Законот за задолжителни резерви на нафта и нафтени продукти (Службен весник на Р. Македонија, бр. 84 од 11.07.2008 година)
- [27] ИЦЕИМ-МАНУ: Национален инвентар на стакленички гасови, Завршен извештај, Министерството за животна средина и просторно планирање, УНДП/ГЕФ, 2006
- [28] Каневче Г., Пресметка на приземните концентрации на полутантите во околината на топланите „Исток“ и „Запад“, Елаборат за Топлификација АД, Скопје, 2007.
- [29] Каневче Г., РЕК Битола – еколошки аспекти, Зборник на трудови, Тркалезна маса: РЕК Битола - перспективите како енергетски стожер на РМ, ЗЕМАК, Битола, 2003
- [30] Национална транспортна стратегија, Министерство за транспорт и врски на Република Македонија, 2007
- [31] НБРМ, 2006
- [32] Министерство за економија, Енергетски биланси на РМ од 1996 до 2008 година
- [33] Министерство за финансии на Република Македонија, Билтен 3/4 2008
- [34] Мрежни правила за пренос на електрична енергија (Службен весник на Р. Македонија бр. 95/06)
- [35] Мрежните правила за дистрибуција на електрична енергија (Службен весник на Р. Македонија бр.83/2008).
- [36] Одлука на Советот на ЕУ од 30 јануари 2006 година
([http://www.sep.gov.mk/content/Dokumenti/MK/Odluka_na_sovetot_za_principite_prioritetite_i_uslovite_sodrzani_vo_Evropskoto_partnerstvo_so_Republika_Makedonija_so_koja_prestanuva_da_vazi_Odlukata_2004-518-EZ\(2\).PDF](http://www.sep.gov.mk/content/Dokumenti/MK/Odluka_na_sovetot_za_principite_prioritetite_i_uslovite_sodrzani_vo_Evropskoto_partnerstvo_so_Republika_Makedonija_so_koja_prestanuva_da_vazi_Odlukata_2004-518-EZ(2).PDF))
- [37] „Основната концепција на Главниот рударски проект за отворање и експлоатација на јагленот од подинската серија“, Рудпроект, Скопје, 2008
- [38] Пакет за клима и обновлива енергија на Европската комисија од 23 јануари 2008

- [39] Предлог на нова Директива (Directive establishing renewable energy targets for 2020) во замена на Директивите 2001/77/ЕЗ и 2003/30/ЕЗ
- [40] Правилник за означување на енергетската ефикасност на уредите за домаќинствата (Службен весник на Р. Македонија бр.85/07)
- [41] Правилник за енергетската ефикасност на градежните објекти (Службен весник на Р. Македонија бр.143/08)
- [42] Правилник за обновливи извори на енергија за производство на електрична енергија (Службен весник на Р. Македонија бр. 127/08)
- [43] Правилник за начинот на издавање на гаранции за потеклото на електричната енергија произведена од обновливи извори на енергија како и содржината, формата и начинот на водење на регистарот на издадени гаранции за потеклото на електричната енергија произведена од обновливи извори (Службен весник на Р. Македонија бр.127/08)
- [44] Правилник за начините и условите за регулирање на цените на електричната енергија
- [45] Правилник за условите, начинот и постапката за издавање, менување и одземање на лиценци за вршење на енергетски дејности
- [46] Славе Арменски, Енергија од производство на биодизел, (во Обновливи извори на енергија во Македонија, К. Поповски и др., МАГА, Скопје, 2006).
- [47] Совет на Европската унија: Обновена стратегија за одржлив развој (ЕУ СДС), јуни 2006
- [48] Спогодба за стабилизација и асоцијација меѓу Република Македонија и ЕУ, член 99
(<http://www.mfa.gov.mk//Upload/ContentManagement/Files/MNR-SSA.pdf>)
- [49] Статистички Годишник на Република Македонија, 2007 год.
- [50] Стратегија за енергетска ефикасност на Република Македонија, изработена од Nexant Inc, ИЦЕИМ – МАНУ, Организацијата на потрошувачи на Македонија и Тимел проектен инженеринг, со финансиска поддршка на USAID, усвоена од Владата на Р.М. во 2004 година
- [51] Тодоровски М., Марковска Н., Бошевски Т., Поп-Јорданов Ј.: Намалување на емисиите на стакленички гасови во енергетскиот сектор, Меѓународно советување Енергетика 2004, Охрид, 7-9 октомври 2004, книга 2, стр. 639-647
- [52] Тодоровски М., Марковска Н., Чаушевски А., Каневче Г., Бошевски Т., Поп-Јорданов Ј. Енергетика и одржлив развој во македонски услови, Енергетика 10, 32, 2002, стр. 58-62.
- [53] ТРАНСПОРТ И ДРУГИ КОМУНИКАЦИИ, Статистички прегледи бр. 289, 337, 393, 452, 485, 544, 575, Државен завод за статистика, Скопје.
- [54] Увозно извозни декларации,
- [55] „Физибилити студијата за почеток на отворање и експлоатација на ПК Брод-Гнеотино, во текот на 2004-2005 год.“, РИ Скопје, 2004.
- [56] “The Future of Transport”, Focus Groups’ Report, EC, DG Energy and Transport, 20.02.2009
- [57] Bos 1994, p. 5 -6

- [58] Bosevski T., Pop-Jordanov J., Causevski A.: Radiation Doses of Inhaled Ash from the Lignite Power Plants, Contributions, Sec. Math.Tech.Sci., MANU, Vol. 18, No. 1-2, 1997, p. 67-78.
- [59] Bosevski T., Pop-Jordanov J.: Main Results from the Macedonian Power System Development Study, In: Case studies to Assess and Compare Different Energy Sources in Sustainable Energy and Electricity Supply Strategies, IAEA, Vienna, 2003, p. 43-47.
- [60] Boyes and Melvin 2005, p.651
- [61] Brendow K., World Coal Perspectives to 2030, Зборник на реферати: Меѓународно советување „Енергетика 2004“, Охрид, 2004.
- [62] COM (2005) 265 final
- [63] Copyright © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries
- [64] Dieter Bos 1994, p. 8 – 9
- [65] EBRD, 2002
- [66] Energy Sector Development Strategy for Macedonia - Final Report, Ministry of Economy, Research Center for Energy Informatics and Materials of the Macedonian Academy of Sciences and Arts and Electrotek Concepts Inc., July 2000
- [67] EU Energy and Transport Figures, Statistical Pocket Book 2007/2008, European Commission, DG Energy and transport
- [68] EUROSTAT - Energy - yearly statistics 2006 EUROPEAN COMMISSION - 2008 edition
- [69] <http://www.evn.com.mk>
- [70] <http://www.moep.gov.mk/WBStorage/Files/Nacionalna%20strategija%20Kyoto%20Protocol,%20mkd.pdf>
- [71] In-depth Review of Energy Efficiency Policies and Programmes, 2007, www.encharter.org
- [72] Krugman and Wells 2005, p. 349
- [73] MANAGING TRANSPORT CHALLENGES WHEN OIL PRICES RISE, S. Donovan, T. Litman et. al. NZ Transport Agency Research Report 357, Wellington, 2008.
- [74] Markovska N., Pop-Jordanov N., Pop-Jordanov J.: Energy Technologies and Integrated Risks, Chapter 13, International Monograph “Energy and Culture”, (Ed. B. Dooly) Ashgate Publ., England and USA, 2006, pp. 193-206
- [75] Markovska N., Todorovski M., Bosevski T., Pop-Jordanov J.: Assessment and Mitigation of Environmental Impacts of Industrial Processes in Macedonia, Critical Reviews in Analytical Chemistry, 33(4): 1-6 (2003).
- [76] Markovska N., Todorovski M., Bosevski T., Pop-Jordanov J.: Comparative Assessment of Prospective Renewable Energy Sources in Macedonian Conditions, full paper, Alternativni izvori energije i buducnosti njihove primene, Cetrvi naučni skup, Crnogorska akademija nauka i umetnosti, Budva, 6-7 October, 2005

- [77] Markovska N., Todorovski M., Bosevski T., Pop-Jordanov J.: Cost and environmental effectiveness of climate change mitigation measures, in: Sustainable Energy Production and Consumption, (eds F. Barbir, S. Ulgiati), Springer Science, 2008, pp. 67-73.
- [78] Markovska N., Todorovski M., Bosevski T., Pop-Jordanov J.: Driving Factors and Limiting Barriers of Technology Transfer in the Energy Sector in Macedonia, full paper, The IPCC Expert Meeting on Industrial Technology Development, Transfer and Diffusion, Proc. (ed. Kessels J.) Tokyo, Japan, 21-23 September 2004, pp. 200-212.
- [79] Pop-Jordanov J, Bosevski T, Hadzi-Misev D: Energy Sector, National Strategy for Economic Development of the Republic of Macedonia: Development and modernization. (Bogoev K, Uzunov N, Kljusev N, editors.) Skopje, Republic of Macedonia: Macedonian Academy of Sciences and Arts, MANU, 1997, p. 309-325.
- [80] Pop-Jordanov J., Bosevski T., Causevski A., Todorovski M.: Technical, Economic and Environmental Assessment of Electricity Supply Options for a Small Country, Contributions MASA: Dept. Mat. Techn. Sci., XXI, 1-2, 2000.
- [81] Pop-Jordanov J., Faist A., Gay J.-B., Pop-Jordanova N. and Bosevski T.: Holistic Approach to Environmental Risks from Various Energy Options and Some Response Measures, in: Energy for a Better Environment, Book 4.3, WEC, Tokyo 1995, p. 269-278.
- [82] Pop-Jordanov J., Markovska N., Pop-Jordanova N., Simoska S.: Occupational Entropy and Mind Indicators for Sustainable Energy Development, International Journal of Green Energy, Vol.1, No. 3, pp. 327-335, 2004.
- [83] Pop-Jordanov J.: Indicators for Sustainable Energy Development from a Negentropic Perspective, Original Paper, Clean Techn Environ Policy Vol. 5, pp. 273-278, 2003
- [84] Population Division of the Department of Economic and Social Affairs of the United Nations Secretariat, World Population Prospects: The 2006 Revision and World Urbanization Prospects: The 2005 Revision, <http://esa.un.org/unpp>
- [85] Stiglitz 2005, str. 202 -208
- [86] Todorovski M., Bosevski T., Pop-Jordanov J., Causevski A.: Enhancement of Efficiency in Using National Hydro Potential and the Consequent Environmental Benefits, Proc. World Renewable Energy Congress VII, Cologne, Germany, 29 June - 5 July, 2002.
- [87] Todorovski M., Markovska N., Bosevski T., Pop-Jordanov J.: Energy-Related GHG Emission Analyses and Abatement Options, full paper, Proc. The 19th World Energy Congress, Sydney, Australia, 5-9 September 2004.
- [88] UBS Investment Research: European power prices, P. Lekander, A. Gandolfi, S. Comper, A. Wright, November 2007
- [89] Weiss W, Bergmann I, Faninger G.: Solar Heat Worldwide - Markets and Contribution to the Energy Markets and Supply 2006, Edition 2008. AEE INTEG, IEA Solar Heating and Cooling Programme, May 2008. p. 7- 13 , http://www.iea-shc.org/publications/statistics/IEA-SHC_Solar_Heat_Worldwide-2008.pdf
- [90] World Bank, July 23 2004, p. 22-23