

**МАКЕДОНСКА АКАДЕМИЈА  
НА НАУКИТЕ И УМЕТНОСТИТЕ**

**СТРАТЕГИЈА ЗА ИСКОРИСТУВАЊЕТО  
НА ОБНОВЛИВИТЕ ИЗВОРИ НА  
ЕНЕРГИЈА ВО РЕПУБЛИКА  
МАКЕДОНИЈА ДО 2020 ГОДИНА**



СКОПЈЕ, јуни 2010







## СОДРЖИНА

ЛИСТА НА КРАТЕНКИ.....	V
ИЗВРШНО РЕЗИМЕ .....	1
Вовед.....	1
Преглед на релевантни ОИЕ за Република Македонија .....	2
Анализа на влијанието на ОИЕ врз електроенергетскиот систем .....	4
Определување на ЦЕЛ ОИЕ и ЦЕЛ ОИЕ-ЕЕ.....	8
Можности за смалување на емисиите на стакленички гасови со ОИЕ .....	10
Елементи на програмата за обновливи извори на енергија.....	12
1. <b>ВОВЕД</b> .....	15
1.1. Цели на Стратегијата.....	15
1.2. Легислатива на Европската унија во врска со ОИЕ .....	17
1.3. Законски и институционални аспекти за ОИЕ во Република Македонија .....	20
1.4. Република Македонија во меѓународни договори и иницијативи поврзани со ОИЕ.....	22
2. <b>ПРЕГЛЕД НА РЕЛЕВАНТНИ ОИЕ ЗА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА</b> .....	25
2.1. Хидроенергија.....	25
2.1.1. Големи хидроелектрани .....	26
2.1.2. Мали хидроелектрани .....	30
2.1.3. Споредба на постојниот и планираниот хидропотенцијал.....	32
2.2. Биомаса .....	33
2.2.1. Отпадна биомаса .....	38
2.2.2. Биогорива.....	43
2.3. Геотермална енергија .....	44
2.4. Сончева енергија.....	45
2.4.1. Термални системи.....	46
2.4.2. Системи за производство на електрична енергија.....	47
2.5. Ветерна енергија .....	48
2.5.1. Енергетски потенцијал .....	50
2.5.2. Анализа на работата на ветерните електрани .....	53
2.5.3. Производна цена на електрична енергија од ветерни електрани.....	56
3. <b>АНАЛИЗА НА ВЛИЈАНИЕТО НА ОИЕ ВРЗ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ</b> .....	61
3.1. Кус опис на ЕЕС на Република Македонија .....	61
3.1.1. Преносен систем .....	61
3.1.2. Дистрибутивен систем .....	63
3.1.3. Производство .....	64
3.1.4. Потрошувачка .....	66
3.2. Апсорпционен капацитет на ЕЕС .....	66
3.2.1. Хидроелектрани .....	67
3.2.2. Електрани на биомаса.....	67
3.2.3. Фотонапонски електрани .....	68
3.2.4. Ветерни електрани.....	68
3.3. Примена на повластените тарифи во Република Македонија.....	70

3.3.1. Мали хидроелектрани .....	73
3.3.2. Електрани на ветер .....	74
3.3.3. Фотонапонски електрани .....	75
3.3.4. Електрани на биомаса .....	76
3.3.5. Електрани на биогаз добиен од биомаса .....	77
3.3.6. Вкупно електрани базирани на ОИЕ .....	78
3.4. Механизми за финансирање на повластените тарифи во Република Македонија .....	79
4. ОПРЕДЕЛУВАЊЕ НА ЦЕЛ ЗА ОИЕ И ЦЕЛ ЗА ОИЕ-ЕЕ .....	82
4.1. Планирано искористување на ОИЕ до 2020 и до 2030 година .....	83
4.1.1. Хидроенергија .....	83
4.1.2. Ветерна енергија .....	85
4.1.3. Фотонапонски сончеви системи .....	86
4.1.4. Отпадна биомаса за комбинирано производство на електрична енергија и топлина .....	86
4.1.5. Биогаз .....	86
4.1.6. Биомаса за согорување .....	86
4.1.7. Сончева енергија како топлинска .....	87
4.1.8. Геотермална енергија .....	88
4.1.9. Биогорива .....	88
4.2. Учество на ОИЕ во потрошувачката на финална енергија во 2020 година .....	90
4.3. Учество на ОИЕ во потрошувачката на финална енергија до 2030 година .....	100
4.4. Учество на ОИЕ во производството на електрична енергија .....	101
5. МОЖНОСТИ ЗА СМАЛУВАЊЕ НА ЕМИСИИТЕ НА СТАКЛЕНИЧКИ ГАСОВИ СО ОИЕ .....	102
6. ЕЛЕМЕНТИ НА ПРОГРАМАТА ЗА ОБНОВЛИВИ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА .....	106
6.1. Законска регулатива за обновливи извори на енергија .....	106
6.1.1. Донесување на нова регулатива .....	106
6.1.2. Изменување на постојната регулатива .....	106
6.2. Имплементација на законската регулатива .....	108
6.3. Дополнителни активности за поттикнување на користењето на оие .....	109
6.3.1. Големи ХЕ .....	109
6.3.2. Мали ХЕ .....	110
6.3.3. Ветерни електрани .....	110
6.3.4. Сончева енергија .....	111
6.3.5. Биомаса .....	111
6.3.6. Геотермална енергија .....	112
6.4. Неопходна финансиска поддршка за реализација на планираните активности .....	113
ДОДАТОК_1: НАЦИОНАЛНИ ЦЕЛИ НА ЕУ ЗА ОИЕ ВО 2020 .....	116
ДОДАТОК_2: МАЛИ ХЕ ПОНУДЕНИ НА ТЕНДЕРИ .....	118

ДОДАТОК_3: ВЕТЕРНИ ЕЛЕКТРАНИ И АПСОРПЦИОНЕН КАПАЦИТЕТ ВО ЗЕМЈИТЕ ОД ЈУГОИСТОЧНА ЕВРОПА .....	123
ДОДАТОК_4: СУБВЕНЦИОНИРАЊЕ НА ОИЕ ВО ЕУ И ВО ЗЕМЈИТЕ ОД ЈУГОИСТОЧНА ЕВРОПА.....	125
Д4.1. Граници на инсталирани моќности на електраните за стекнување на статусот повластен производител .....	125
Д4.1.1. Граници за субвенционирање на мали хидроелектрани .....	125
Д4.1.2. Граници за субвенционирање на електрани на биомаса .....	125
Д4.1.3. Граници за субвенционирање на ветерни и фотонапонски електрани .....	127
Д4.2. Начини на субвенционирање на ОИЕ за производство на електрична енергија .....	128
Д4.2.1. Инструменти за утврдување квоти .....	129
Д4.2.2. Инструменти за утврдување цени .....	129
Д4.2.3. Примена во земјите од Европа.....	130
Д4.2.4. Преглед по технологиии .....	132
ДОДАТОК_5: СУБВЕНЦИОНИРАЊЕ НА ОИЕ ВО СОСЕДНИТЕ ЗЕМЈИ..	148
КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА И ИЗВОРИ НА ИНФОРМАЦИИ .....	158

Стратегијата за искористувањето на ОИЕ во Република Македонија до 2020 година е изработена од страна на

***Македонската академија на науките и уметностите***

Во изработката на Стратегијата свој придонес дадоа:

*Акад. Глигор Каневче, раководител*

*Акад. Јордан Поп-Јорданов*

*Акад. Томе Бошевски*

*Акад. Алајдин Абаз*

*Проф. д-р Рубин Талески*

*Проф. д-р Наташа Марковска*

*Проф. д-р Антон Чаушевски*

*Д-р Димитар Хаџи-Мишев*

*Д-р Влатко Чингоски*

*Асист. м-р Александра Крколева*

*Дипл. ел. инж. Верица Тасеска*



## ЛИСТА НА КРАТЕНКИ

BE	Ветерна електрана
BH	Висок напон
ВПФЕ	Вкупна потрошувачка на енергија
ДДВ	Данок на додадена вредност
ЕЕ	Електрична енергија
ЕЕС	Електроенергетскиот систем
ЕЛЕМ	Електрани на Македонија
ЕСМ	Електростопанство на Македонија
ЕУ	Европската унија
ИРЕНА	Меѓународна агенција за обновлива енергија - International Renewable Energy Agency (IRENA)
ИЦЕИМ - МАНУ	Истражувачки центар за енергетика, информатика и материјали - Македонска академија на науки и уметности
ЈП	Јавно претпријатие
ЈПП	Јавно приватно партнерство
КОГЕЛ	Когенеративната гасна електрана
МЕПСО	Македонски електропреносен систем оператор
НВ	Надземен вод
НН	Низок напон
ОЕЕС	Оператор на електроенергетскиот систем
ОИЕ	Обновливи извори на енергија
ОПЕЕ	Оператор на пазарот на електрична енергија
ОПЕЕС	Оператор на пазарот на електрична енергија и на ЕЕС
ПАХЕ	Пумпно-акумулациона хидроелектрана
ПФЕ	Потрошувачка на финалната енергија
РЕФ	Референтна опција
СН	Среден напон
ТЕ	Термоелектрана
ТЕ-ТО	Термоелектрана - топлана
ТС	Трансформаторска станица
ФЕ	Фотонапонска електрана
ФП	Фискална поддршка
ХЕ	Хидроелектрана
ХС	Хидросистем
ЦЕЛ ОИЕ	Целен процент за вкупна енергија од ОИЕ
ЦЕЛ ОИЕ - ЕЕ	Целен процент за електрична енергија од ОИЕ
СДМ	Clean Development Mechanism - Механизам за чист развој

CF	Capacity factor - фактор на годишно ангажирање на електраната со инсталираната моќност
IEA	Меѓународната агенција за енергетика - International Energy Agency
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition - Системи за следење, управување и снимање на податоци/процеси
TF	Time factor - Годишна ангажирност на електрана
WPD	Wind Power Density - Густина на ветерна моќност

Врз основа на член 123 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 \_\_\_\_\_ година донесе

## **ИЗВРШНО РЕЗИМЕ**

### **ВОВЕД**

Глобалната заложба за заштита на човековата околина и посебно за намалување на емисиите на стакленички гасови, увозната зависност на Македонија од енергија, како и потребата за обезбедување на поголема разнообразност и со тоа и сигурност во снабдувањето со енергија неминовно наметнуваат зголемено учество на обновливите извори во финалната потрошувачка на енергија. Но, паралелно со активностите и мерките за зголемување на учеството на обновливите извори треба да се усвојат мерки и спроведат активности за зголемување на енергетската ефикасност во финалната потрошувачка. На тој начин многу полесно и побргу ќе се исполни целниот процент за учество на обновливите извори во финалната потрошувачка, но и ќе се подобри конкурентноста на економијата заради намалените трошоци за енергија.

Во подготовка за прифаќање и имплементација на правната регулатива на Европската унија (*acquis communautaire*) за обновливите извори на енергија во национални услови, главна цел на оваа Стратегија е да се добијат информации за потенцијалот и можната експлоатација на обновливи извори на енергија (ОИЕ) во Република Македонија. Квантифицирањето на овие сознанија е реализирано со определување на:

- ***Целниот процент за вкупната енергија (ЦЕЛ ОИЕ)*** што претставува удел на енергијата произведена од ОИЕ во вкупната потрошувачка на енергија;
- ***Целниот процент за електричната енергија (ЦЕЛ ОИЕ-ЕЕ)*** што претставува удел на електричната енергија (ЕЕ) произведена од ОИЕ во вкупната потрошувачка на ЕЕ;
- ***Начинот и динамиката за постигнување на ЦЕЛ ОИЕ и ЦЕЛ ОИЕ-ЕЕ*** со адресирање на следните прашања:
  - Релевантните видови на ОИЕ во Република Македонија и нивната расположивост;
  - Законска и подзаконска регулатива и институционална поставеност;
  - Финансиските импликации од воведувањето на механизми за поттикнување на ОИЕ (повластени тарифи);
  - Аспекти на животната средина преку анализи за можна редукција на стакленички гасови.

Понатаму, во функција на секундарната легислатива за ОИЕ, во Стратегијата се спроведуваат соодветни анализи со цел определување на:

- **Висината на инсталираната моќност на поединечна постројка** за стекнување на статус на повластен производител на ЕЕ произведена од ОИЕ, за секој тип на ОИЕ;
- **Вкупниот инсталиран капацитет за кој ќе се применуваат повластените тарифи** за купопродажба на ЕЕ произведена од ОИЕ, за секој тип на ОИЕ;
- **Механизми за финансирање на повластените тарифи.**

Стратегијата исто така разгледува можности за поттикнување на користењето на **биогорива во секторот сообраќај** во чиста и обработена форма, имајќи ги предвид потенцијалите за обезбедување на соодветно количество на биомаса од домашно потекло и од увоз.

Аспектите на животната средина се опфатени главно преку оценка на околинската ефективност на ОИЕ со определување на вкупните емисии на стакленички гасови (изразени во kt CO<sub>2</sub>-екв) кои можат да се редуцираат со примена на ОИЕ.

На крајот, сознанијата од сите претходно споменати анализи се основни елементи на Петгодишната програма за искористување ОИЕ, вклучувајќи и пилот проекти, преглед на корисниците и учеството на приватниот сектор, посебно малите и средни претпријатија, како и активности за подигање на јавната свест.

## ПРЕГЛЕД НА РЕЛЕВАНТНИ ОИЕ ЗА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА

**Хидроенергија.** Хидроенергетскиот потенцијал во Македонија се користи пред сè со изградените седум големи хидроелектрани (ХЕ). Хидроелектраните Врбен, Вруток и Равен го чинат Мавровскиот хидроенергетски систем со значајна регулациона способност. ХЕ Глобочица и ХЕ Шпиле заедно со Охридското Езеро како акумулација, прават каскадна енергетска целина на Црн Дрим. Третиот значаен хидроенергетски комплекс е на р. Треска со ХЕ Козјак, ХЕ Св. Петка<sup>1</sup> (во фаза на изградба) и ХЕ Матка.

Од кандидатите за градба, во тендерска постапка за изградба по системот јавно приватно партнерство (ЈПП) се ХЕ Галиште и ХЕ Чебрен. Друг значаен хидроенергетски проект е системот на акумулацијата Луково Поле заедно со низводната ХЕ Црн Камен, со што ќе се зголеми производството на целиот хидроенергетски комплекс на Мавровските електрани за дополнителни 163 GWh. Се планира и започнување со изградба на ХЕ Бошков Мост. Хидроелектраните Велес и Градец на р. Вардар се објекти кои бараат повисоки инвестициони вложувања и дополнителни градежни зафати како изместување на железничката пруга, и кои треба да се градат како интегрално решение на Вардарската Долина заедно со останатите 10 помали ХЕ на р. Вардар.

Во Македонија во погон се и 13 мали ХЕ (до 10 MW). Министерството за Економија досега има реализирано четири тендерски постапки на кои се понудени 121 мали ХЕ со вкупно инсталираната моќност од 93 MW. Во досегашниот период завршени се постапките за првите три огласи за кои се

---

<sup>1</sup> ХЕ Матка е земена како голема со оглед да има акумулационо езеро и приближно 10 MW

потпишани вкупно 35 Договори за концесија со вкупно инсталирана моќност од 21 MW.

Во табела 1 е даден преглед на постојниот и планиран хидроенергетски потенцијал во Македонија.

**Табела 1. Преглед на постојниот и планиран хидропотенцијал**

ХЕ	ПОСТОЈНИ		ПЛАНИРАНИ		ВКУПНО	
	P <sub>inst</sub>	W <sub>god</sub>	P <sub>inst</sub>	W <sub>god</sub>	P <sub>inst</sub>	W <sub>god</sub>
	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)
Големи	552	1392	960	2280	1512	3672
Мали	27	76	100	267	127	343
<b>Вкупно</b>	<b>579</b>	<b>1468</b>	<b>1060</b>	<b>2547</b>	<b>1639</b>	<b>4015</b>

**Биомаса.** Со искористување од 166 ktce (1930 GWh; 6950 TJ)<sup>2</sup> биомасата има значително место во енергетскиот биланс на Република Македонија.

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 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.

Изработени се повеќе студии за проценка на отпадната биомаса во Република Македонија меѓу кои има и доста сеопфатни и квалитетни, но сепак може да се каже дека нема доволно доверливи податоци за проценка на економски исплативиот потенцијал, ниту доволно искуство во изведба на конкретни постројки.

**Биогорива.** Првата фабрика за биодизел гориво во Република Македонија е отворена во 2007 година. Рафинеријата е во сопственост на приватната компанија Макпетрол и е со капацитет од 30 илјади тони годишно. За производство на биодизел горивото се користи нерафинирано масло од семе од маслодајна репка. Во оваа фаза нерафинираното масло се набавува од увоз.

**Геотермална енергија.** Македонија има долгогодишно искуство во искористувањето на геотермалната енергија. Меѓутоа, последните 20 години за Македонија се период на стагнација на геотермалниот развој. Како резултат на тоа значително опадна искористувањето на геотермалната енергија во последните неколку години. Од 21 ktce годишно во 2001 година се сведе на 9 ktce (околу 400 TJ; 110 GWh) во 2006 година. Во вкупното искористување на примарна енергија, геотермалната учествува со околу 0,4% и во потрошувачката на финална енергија со 0,5%.

Искористувањето на овој потенцијал за енергетски потреби е на локално ниво. Со оглед на релативно ниската температура (највисоката е 78°C, во Кочанскиот регион) таа се користи исклучително за задоволување на потребите

<sup>2</sup> Податокот е за 2006 год.; Извор: © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

за греење. Основно (доминантно) се користи за затоплување на оранжериски комплекси.

**Сончева енергија.** Сончевата енергија се искористува на симболично ниво за загревање на водата во домаќинствата. Но географската позиција и климата во Македонија нудат многу добра перспектива за користење на сончевата енергија. Со воведување на пазарна цена на електричната енергија (од 2015 година) и со очекуваното зголемување на цената на електричната енергија во регионот (поради цената што ќе ја плаќаат термоелектраните за емисија на стакленични гасови) сончевите системи ќе постануваат се поатрактивни.

Во Македонија постои голем интерес за градба на фотонапонски системи за производство на електрична енергија (со оглед на поволните повластени тарифи). Една е веќе изградена, но се очекуваат подобрувања во законската регулатива за нивна помасовна градба. Се планира и изградба на сончева електрана со термална технологија во периодот после 2020 година.

**Ветерна енергија.** Досега во Македонија се направени повеќе студии за одредување на најпогодни локации за градба на ветерни електрани (ВЕ), како и проценка на енергијата на ветрот на соодветните локации. Според студијата изработена на основа на сателитски снимки од AWSTruewind<sup>3</sup>, направен е атлас на енергетскиот потенцијал на ветрот во Македонија. Соодветно на атласот, избрани се најповолни локации за понатамошни истражувања на ветерната енергија. Од нив избрани се четири локации<sup>4</sup> на кои од 2006 година континуирано се вршат мерења на брзините на ветрот, насоката, како и други метеоролошки параметри. На една од локациите и во нејзината околина, во 2009 година поставени се уште четири мерни системи. Во тек се подготовки за мерења на уште пет локации. Просечните брзини на разгледуваните локации за градба на ВЕ во Македонија изнесуваат од 6,7 m/s до 8,5 m/s, што според искуствата можат да бидат погодни за градба на ВЕ. Изборот на локацијата секако зависи и од други услови, како: конфигурацијата на теренот, сопственоста на локацијата, инфраструктура и пристап до сообраќајници (за транспорт на опремата), оддалеченост од високонапонската или среднонапонска мрежа, економската страна за заинтересираност на инвеститори, и др.

## **АНАЛИЗА НА ВЛИЈАНИЕТО НА ОИЕ ВРЗ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ**

Електроенергетските системи (ЕЕС) се конципирани, градени и функционираат поаѓајќи од економската логика на големи системи, т.е. производните капацитети се со релативно големи инсталирани моќности и се изградени во близина на изворите на примарното гориво, а преносните мрежи служат за транспорт на електричната енергија на големи растојанија. Најголем број електрани се поврзани директно на преносната мрежа во еден ЕЕС, а бројот на електрани поврзани на дистрибутивните системи е многу мал.

Со исклучок на големите хидроелектрани, обновливите извори, по правило, не се концентrirани, и можат да се искористат за производство на

<sup>3</sup> Wind Energy Resource Atlas and Site Screening of the R. of Macedonia, AWSTruewind, June 2005

<sup>4</sup> Пилот проект – Ветерна фарма, ЕЛЕМ, Скопје 2008

електрична енергија во помали производни единици распространети на голема површина и многу поблиску до потрошувачите.

Дисперзирањето на производните капацитети и нивно приклучување на дистрибутивните мрежи и доближување до потрошувачите ги намалува загубите на електрична енергија во мрежите и ја подобрува сигурноста во напојувањето. Но, од друга страна, овој концепт создава дополнителни проблеми во управувањето и водењето на системите од технички и економски аспект. Проблемите од техничка природа се должат, пред сè, на тоа што кога значителен процент од производните капацитети се дисперзирани и приклучени на дистрибутивните мрежи, се усложнува начинот на управување и заштита на опремата во преносните и дистрибутивните системи. Дополнителните проблеми од економска природа се резултат на релативно големата непредвидливост или нерамномерност во расположливоста на обновливите извори, што наметнува потреба за дополнителни (резервни) производни капацитети од „класичен“ тип.

Претходните проблеми се решливи, но за тоа е потребен подолг временски период и дополнителни трошоци, со што се зголемува цената на електричната енергија за крајните потрошувачи. Од друга страна, цената што ја плаќаат крајните потрошувачи е поголема кога процентот на електричната енергија произведена од обновливи извори е поголем, како резултат на поголемите специфични инвестициони трошоци за обновливите извори на енергија.

Глобалната заложба за намалување на емисиите на стакленички гасови и заштита на човековата околина неминовно наметнува зголемено учество на обновливите извори во финалната потрошувачка. Но, високата цена на произведената електрична енергија од обновливите извори ги чини истите неконкуренти на пазарите на електрична енергија така што државите превземаат мерки за стимулирање на изградбата и искористувањето на овие извори. Мерките можат да бидат од фискална природа (директни субвенции, намалени даноци и сл.), стимулации со повисоки откупни цени на електричната енергија, трговија со зелени сертификати (емисии на CO<sub>2</sub>) или еколошки такси, т.е. ограничувања на емисиите на стакленички гасови од електраните со фосилни горива, а со тоа и повисока производна цена од класичните електрани. Независно од тоа која мерка за стимулација се применува, трошоците за енергија во економијата на една земја ќе бидат повисоки, а разликата се сведува дали зголемените трошоци ќе бидат доминатно финансирани од даночните обврзници или крајните корисници за енергија.

Клучен елемент во политиката на една земја е да се постигне оптимален процент учеството на обновливите извори во крајната потрошувачка, а при тоа зголемените трошоци (даноци или крајни цени за потрошувачите) да не предизвикаат негативни ефекти во економскиот развој на земјата.

Во Република Македонија е прифатен системот за стимулација на производството на електрична енергија од обновливите извори преку повластени тарифи и издавање на гаранции на потекло за произведената електрична енергија. Покрај тоа, Владата на Република Македонија во два наврата во последниве години со директни буџетски субвенции стимулираше вградување на сончеви колектори за топла вода.

Гаранциите за потекло за електричната енергија произведена од обновливи извори и високоефикасни комбинирани постројки ги издава Агенцијата за енергетика на Република Македонија, а производителите можат да ги искористат при пласманот на нивното производство.

Повластените тарифи ги пропишува Регулаторната комисија за енергетика и во сила се тарифи за мали хидроелектрани, ветерни електрани, фотонапонски електрани (ФЕ), електрани на биогаз добиен од биомаса и за комбинирани електрани на биомаса. Во зависност од технологијата, повластените тарифи се во граници од 45 до 120 EUR/MWh за малите хидроелектрани, 89 EUR/MWh за ветерните електрани, 130 до 150 EUR/MWh за електраните на биогаз од биомаса, 340 до 380 EUR/MWh за фотонапонски електрани и 90 до 110 EUR/MWh за електраните на биомаса.

Според постојните законски решенија, Операторот на пазарот на електрична енергија го откупува производството од повластените производители, а трошоците што произлегуваат од разликата помеѓу регулираната цена на електричната енергија и повластената тарифа ги вградува во преносната тарифа што ја плаќаат сите потрошувачи. На тој начин, зголемените трошоци на ЕЕС за вклучување на овие производители се социјализираат на сите потрошувачи на електрична енергија.

Повластените тарифи се определени водејќи сметка вложените средства инвеститорите да ги повратат во период помал од периодот за кој се применуваат тарифите. За малите хидроелектрани постои ограничување од 10 MW инсталирана моќност за постројката да биде квалификувана за повластена тарифа. Ова е во склад со европската пракса, а се применува затоа што малите хидроелектрани имаат повисоки специфични инвестиции по единица инсталирана моќност и затоа што поглемите хидроелектрани (коишто најчесто имаат акумулација) можат да го оптимизираат своето производство и да бидат конкурентни на пазарите на електрична енергија.

Анализата на мерките за стимулација во европските земји покажа дека повластените тарифи се најчеста мерка за стимулација и тарифите на сила во Република Македонија се во рамките на европската пракса.

Со цел да се определи соодветниот процент на учество на обновливите извори во производството на електрична енергија, а при тоа да не се наруши работата на ЕЕС на Република Македонија и создадат големи дополнителни трошоци, во рамките на Стратегијата се направени пресметки за влијанието на повластените тарифи и нивната примена врз крајните цени на потрошувачите.

Со цел да се процени влијанието на повластените тарифи врз крајната цена за потрошувачите, направени се анализи за различни сценарија. Како резултат на анализите, а врз основа на техничките ограничувања и економските ефекти врз работата на ЕЕС, во Стратегијата се предложени ограничувања во примената на повластените тарифи.

За ветерните електрани се предлага примена на повластените тарифи за вкупна инсталирана моќност во системот од 150 MW и за постројки со инсталирана моќност до 50 MW. Овие ограничувања се предложени поради релативно малата инсталирана моќност во електраните во ЕЕС на Република Македонија и поради структурата на производните капацитети во која доминираат термоелектраните (ТЕ).



За комбинираниите електрани на биогаз и отпадна биомаса ограничувањата за вкупната инсталирана моќност во системот изнесуваат 10 MW, а се должат, пред сè, на релативно малите потенцијали од овие обновливи извори. Дополнително, се предлага и ограничување во поглед на инсталираната моќност на постројката за која може да се користат повластени тарифи поради фактот што поголемите комбинирани термоелектрани можат да работат профитабилно по пазарни цени и без субвенции.

За фотонапонските електрани се предлага ограничување од 10 MW за вкупната инсталирана моќност на постројките, при што вкупната инсталирана моќност на поголемите постројки (до 1 MW) е ограничена на 8 MW со цел да се овозможи помасовна изградба на мали фотонапонски постројки. Главна причина за ограничувањето кај фотонапонските електрани е високата повластена тарифа.

За хидроелектраните не се препорачуваат ограничувања во поглед на вкупната инсталирана моќност во системот од едноставна причина што нивната работа не придонесува за сериозни проблеми во системот од аспект на предвидливоста на изворите, повластените тарифи се релативно ниски и немаат големо економско влијание, но и поради тоа што изворите се распределени на поголема површина и не создаваат дополнителни проблеми со урамнотежувањето на производството и потрошувачката.

Влијанието на повластените тарифи врз крајната цена за потрошувачите, врз основа важечките повластени тарифи и со примена на претходно наведените ограничувања е проценето за можната изграденост во 2015 година и прогнозираната финална потрошувачка на електрична енергија од околу 10500 GWh. Бидејќи дополнителните трошоци (преку преносната тарифа) се социјализираат од сите потрошувачи, тие ќе предизвикаат зголемување на крајната цена на потрошувачите. Во зависност од пазарната цена, кај дистрибутивните потрошувачи тоа зголемување би изнесувало од 1,3% до 2,9% за пазарна цена од 80, односно 60 EUR/MWh. За потрошувачите приклучени на преносната мрежа (кај кои преносната тарифа учествува со поголем процент во крајната цена затоа што тие не плаќаат дистрибутивна тарифа), процентуалното зголемување на крајната цена би било во границите од 1,7% до 4,0%, соодветно.

Се проценува дека овие зголемувања на крајните цени на електричната енергија се прифатливи, а преку соодветните субвенции може да се стимулира производство на електрична енергија од обновливи извори, кое заедно со искористувањето на останатите облици на обновливи извори, ќе овозможи процентот на обновливи извори во вкупната финална потрошувачка на енергија во 2020 година во Република Македонија да достигне ниво од 21%.

Врз основа на анализите и пресметките и препораките од Стратегијата, Владата на Република Македонија донесе одлука со која се пропишани кои од електраните на обновливи извори можат да користат повластена тарифа.

Заради исполнување на целите за учество на обновливите извори во задоволување на потрошувачката, се препорачува Регулаторната комисија за енергетика и Владата на Република Македонија редовно да ја следат состојбата и во зависност степенот на изграденост и перспектите за изградба на нови електрани на обновливи извори, соодветно да ги менуваат повластените тарифи и условите за нивно користење. Исто така, во Стратегијата се

препорачува со следните измени на Законот за енергетика, како и во Пазарните правила за електрична енергија (со кои подетално регулира начинот на откуп на електричната енергија до повластените производители), да се предвидат соодветни решенија со кои ќе се поедностават процедурите за стекнување на статус на повластен производител и ќе се надминат некои недоречености во постојните законски документи.

## ОПРЕДЕЛУВАЊЕ НА ЦЕЛ ОИЕ И ЦЕЛ ОИЕ-ЕЕ

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 овој вид извори на енергија.

Искористувањето на ОИЕ во Македонија во 2005 година изнесуваше 3016 GWh. При тоа, биомасата се користеше како финална во износ од 1767 GWh со учество од 59% во вкупното искористување на ОИЕ во Македонија (слика 4.2). Хидроенергијата, во 2005 година учествуваше со 1144 GWh, што претставува релативно учество од 38%. Соодносот на производството од големите ХЕ и од малите ХЕ во 2005 година изнесуваше 94% спрема 6%, соодветно. Геотермалната енергија во 2005 година учествуваше со 105 GWh или 3%. Во 2005 година се користеше во скроман износ и сончевата енергија (околу 0,2% од вкупното искористување на ОИЕ), меѓутоа таа не е статистички евидентирана.

Обврските кои важат за земјите членки на ЕУ се пресметани врз база на процентуалното учество на ОИЕ во разгледуваната земја во 2005 година, плус 5,5% за секоја членка и плус одреден процент сразмерно на бруто домашниот производ по жител. Соодветно, за Македонија целта би била 21% (табела 4.2.1).

Планираното учество на ОИЕ од 21% може да се оствари со разни можни комбинации на искористувањето на ОИЕ и на потрошувачката на финална енергија во претставените граници. Анализирани се четири можни сценарија. Како најверојатни се јавуваат сценаријата С2 и С3. Во табела 2 е прикажано учеството на ОИЕ и потрошувачката на финална енергија (ПФЕ) за најниската предвидена граница (ДГ), највисоката предвидена граница (ГГ) и планираните вредности според сценаријата С2 и С3 со кои треба да се обезбеди учеството од 21%.

Најниското учество на ОИЕ (ДГ) во финалната потрошувачка на енергија е добиено врз основа на најниските планирани учества за секој од ОИЕ поединечно при истовремена потрошувачка на финална енергија според основното сценарио од Стратегијата за развој на енергетиката на Македонија.

Највисокото учество на ОИЕ (ГГ) во финалната потрошувачка на енергија е добиено врз основа на највисоките планирани учества за секој од ОИЕ поединечно при истовремена потрошувачка на финална енергија според сценариото со засилени мерки на енергетска ефикасност од Стратегијата за развој на енергетиката на Македонија.

**Табела 2. Учество на обновливите извори на енергија во потрошувачката на финална енергија (GWh)**

	2020 ДГ	2020 ГГ	2020 С2	2020 С3
--	---------	---------	---------	---------

<b>ЕЕ од ОИЕ</b>	<b>2539</b>	<b>3482</b>	<b>3039</b>	<b>2679</b>
Хидроелектрани	2300	3000	2710	2350
Големи хидроелектрани	2000	2600	2350	2000
Мали хидроелектрани	300	400	360	350
Ветерни електрани	180	360	270	270
Фотонапонски системи	14	42	14	14
Биомаса	25	50	25	25
Биогас	20	30	20	20
<b>Топлина од ОИЕ</b>	<b>3100</b>	<b>3350</b>	<b>3200</b>	<b>3240</b>
Биомаса	2640	2740	2740	2740
Сончева енергија	60	90	60	60
Геотермална енергија	400	520	400	440
<b>Биогорива</b>	<b>560</b>	<b>655</b>	<b>655</b>	<b>560</b>
<b>ВКУПНО ОИЕ</b>	<b>6199</b>	<b>7487</b>	<b>6894</b>	<b>6479</b>
<b>ПФЕ</b>	<b>32873</b>	<b>30825</b>	<b>32873</b>	<b>30825</b>
<b>Учество на ОИЕ (%)</b>	<b>18,9</b>	<b>24,3</b>	<b>21,0</b>	<b>21,0</b>

Сценариото С3 се базира на потрошувачка на финална енергија според сценариото со засилени мерки на енергетска ефикасност од Стратегијата за развој на енергетиката на Македонија и според тоа претставува целна опција.

Сценариото С2 предвидува потрошувачка на финалната енергија според основното сценарио од Стратегијата.

И во двете сценарија се предвидува намалување на загубите на електрична енергија и топлина во преносот и дистрибуцијата до прифатливи европски нивоа.

**Сценарио С2.** Во планирањето на обврските по ова сценарио се предвидува одредено пролонгирање на изградбата на големите хидроелектрани во однос на основното сценарио од Стратегијата за развој на енергетиката во Македонија: ХЕ Св. Петка за една година, ХЕ Бошков мост за две, Луково Поле со ХЕ Црн Камен и ХЕ Галиште за две години, ХЕ Чебрин за една година и ХЕ Градец за повеќе од три години. Ова би значило поместување на ХЕ Градец за после 2020 година. Неопходната разлика до учеството од 21% на обновливите извори на енергија би се покрила само со зголемување на потрошувачката на биомаса за согорување од 2640 на 2740 GWh во однос на сценариото С1. Планираното искористување на биомасата за согорување во 2020 година е на ниво на горната планирана вредност која е за помалку од 10% поголема од потрошувачката во 2006 година кога ќе се земат збирно евидентираната и неевидентираната потрошувачка<sup>5</sup>. Ова искористување на биомаса може реално да се оствари со мало зголемување на дрвниот потенцијал и со подобрување на технологијата за сеча и обработка и со тоа намалување на отпадната биомаса која не се искористува.

**Сценарио С3.** Ова сценарио се базира на потрошувачка на финалната енергија која е планирана во Стратегијата за развој на енергетиката во Македонија со сценариото со засилени мерки на енергетска ефикасност.

<sup>5</sup> Стратегија за развој на енергетиката во Република Македонија до 2030 година, МАНУ, 2010

Динамиката на изградба на големите хидроелектрани е дополнително поместена за уште една година со што и ХЕ Чебрин преминува во периодот после 2020 година. Неопходната разлика до учеството од 21% на обновливите извори на енергија би се покрила со дополнителна изградба на мали хидроелектрани со моќност од 23 MW и производство од 60 GWh во однос на сценариото С1, и со користењето на биомасата за согорување на ниво од 2700 GWh. Учеството на сите преостанати ОИЕ е на долната проектирана граница.

**Реализација на С2 и С3.** За реализација на сценаријата С2 или С3 или било која опција измеѓу нив потребно е до 2020 година да се искористи:

- хидроенергија од големи ХЕ во износ од 2000 - 2350 GWh (изградба на ХЕ Св. Петка, ХЕ Бошков Мост, Луково Поле со ХЕ Црн Камен и ХЕ Галиште во сценариото С3 и плус ХЕ Чебрин во С2),
- хидроенергија од мали ХЕ во износ од 350 – 360 GWh,
- ветерна енергија во износ од 270 GWh,
- сончева енергија за производство на електрична енергија од 14 GWh,
- отпадна биомаса во ТЕ-ТО за производство на електрична енергија од 25 GWh,
- биогаз за производство на електрична енергија од 20 GWh,
- биомаса за согорување за производство на топлина од 2740 GWh,
- сончева енергија за производство на топлина од 60 GWh,
- геотермална енергија од 400 – 440GWh, и
- биогорива во износ од 560 – 655 GWh.

**Производство на електрична енергија од ОИЕ.** 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 4.4.1), ГГ (3482 GWh), С2 (3039 GWh) и С3 (2679 GWh), процентуалното учество на ОИЕ во производството на електрична енергија во 2020 година би изнесувало 20,1%, 31,5%, 25,7% и 24,2% соодветно. Согласно предходните анализи, реално може да се очекува учество на ОИЕ во производството на електрична енергија во 2020 година во износ од околу 25%.

**Табела 3. Учество на обновливите извори на енергија во производството на електрична енергија во 2020 година**

<b>Електрична енергија од ОИЕ</b>	<b>2020 ДГ</b>	<b>2020 ГГ</b>	<b>2020 С2</b>	<b>2020 С3</b>
GWh	<b>2539</b>	<b>3482</b>	<b>3039</b>	<b>2679</b>
<b>Вкупно производство на ел.ен. со стапка</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>	<b>2,50%</b>	<b>2%</b>
GWh	<b>12616</b>	<b>11060</b>	<b>11842</b>	<b>11060</b>
<b>Учество на ОИЕ (%)</b>	<b>20,1</b>	<b>31,5</b>	<b>25,7</b>	<b>24,2</b>

### **МОЖНОСТИ ЗА СМАЛУВАЊЕ НА ЕМИСИИТЕ НА СТАКЛЕНИЧКИ ГАСОВИ СО ОИЕ**

Околинската ефективност на технологиите базирани на ОИЕ се оценува со определување на вкупните емисии на стакленички гасови на годишно ниво (изразени во kt CO<sub>2</sub>-екв), кои во 2020 година можат да се редуцираат со примена на ОИЕ. Пресметките се правени врз основа на можните производства

на енергија од ОИЕ предвидени според сценаријата С2 и С3 од поглавјето 4. Пресметките базираат на следните претпоставки:

- Редукциите на емисии на стакленички гасови во 2020 година се сметаат во однос на сценарио базирано на јаглен т.н. црно сценарио, кое е дефинирано како основно сценарио во Вториот национален извештај за климатски промени. Покрај термоелектраните на јаглен, црното сценарио ги вклучува и големите хидроелектрани, па затоа соодветните редукции на емисии не се земаат предвид во вкупните редукции постигнати со ОИЕ.
- Факторот на мрежа според црното сценарио се зема за емисионен фактор за електрична енергија бидејќи, и при одреден енергетски состав на електрична енергија, термоелектраните на јаглен со својата ротирачка резерва ќе бидат заменуваани со ОИЕ.
- Со оглед на фактот дека во домаќинствата во голема мерка се користи електрична енергија за греење и добивање на топла вода, се претпоставува дека зголемениот продор на биомаса и сончеви колектори ќе придонесуваат пред сè во соодветна заштеда на електрична енергија.
- Биогоривата ги заменуваат бензините и дизел горивата во сообраќајот.
- Емисионите фактори за сите горива се преземени од Националниот инвентар на стакленички гасови кој е изготвен како дел од Вториот национален извештај за климатски промени и во кој се користи методологијата за инвентари на стакленички гасови на Меѓувладиниот панел за климатски промени.

Вкупните редукции на емисии на стакленички гасови на годишно ниво кои може да се постигнат со ОИЕ во 2020 година изнесуваат околу 1700 kt CO<sub>2</sub>-екв, според двете сценарија С2 и С3. Во однос на сценариото на јаглен, смалувањата на вкупните емисии со ОИЕ се околу 8%. Сценариото С3 покрај зголемена употреба на ОИЕ, предвидува и засилени мерки за енергетска ефикасност (помала потрошувачка на енергија) со кои би се оствариле дополнителни (дури поголеми) редукции на емисии.

Треба да се напомене дека со проектите базирани на ОИЕ, покрај соодветните смалувања на емисиите на стакленички гасови, можат да се поврзат и други придобивки кои се во насока на одржлив развој. Како такви, овие проекти можат да се квалификуваат за јаглеродно финансирање преку Механизмот за чист развој, со што се подобрува економијата на проектот, а со тоа се зголемуваа интересот, пред сè, на странски инвеститори.

Што се однесува до економската ефективност на технологиите базирани на ОИЕ, генерално, таа е помала во однос на мерките за енергетска ефикасност. Имено, трошокот за редукција на 1 t CO<sub>2</sub> со технологии базирани на ОИЕ е повисок заради релативно високата енергетска интензивност во земјата и заради релативно високите инвестициони трошоци на ОИЕ. Во секој случај, потребна е дополнителна студија за определување на трошоците на смалувањата на емисии на стакленички гасови со различни технологии и

мерки, како и за соодветна приоритизација која ќе ги вклучува економските, околините и социјалните аспекти.

## **ЕЛЕМЕНТИ НА ПРОГРАМАТА ЗА ОБНОВЛИВИ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА**

Зголемувањето на учеството на обновливите извори на енергија не е можно без соодветна (поттикнувачка) **законска и подзаконска регулатива**. Со законската (и подзаконската) регулатива треба да се обезбеди рамка која ќе овозможи поедноставна изградба на производните објекти, стимулативни (финансиски) мерки и имплементација на стимулативните мерки. Во таа смисла треба да се извршат подобрувања на постојната законска регулатива и да се заокружи истата со секундарна регулатива.

Најголем проблем, особено кога станува збор за изградба на објектите со помали инсталирани моќности, е сложената процедура за добивање на градежни дозволи, право на користење на земјиштето и стекнување на статус на повластен производител.

Исто така, се препорачува со следните измени на Законот за енергетика, како и во Пазарните правила за електрична енергија (со кои подетално го регулира начинот на откуп на електричната енергија од повластените производители), да се предвидат соодветни решенија со кои ќе се поедностават процедурите за стекнување на статус на повластен производител и ќе се надминат некои недоречености во постојните законски документи.

Покрај постоењето на квалитетна регулатива клучен предуслов за зголемувањето на учеството на ОИЕ во финалната потрошувачка има и примената на регулативата во пракса. Ова е особено значајно заради зголемување на довербата на инвеститорите со што се намалува нивната перцепција за ризик при инвестирањето.

Од обновливите извори на енергија, согласно спроведените анализи во поглавјето 4, во Македонија доминантно е учеството како и неискористениот потенцијал на хидроенергијата и на биомасата за согорување. Според тоа, во Програмата и во нејзината реализација, треба да се посвети особено внимание на рационално искористување на постојниот и планираниот потенцијал на хидроенергијата и на биомасата.

Изградбата на **ХЕ Галиште и ХЕ Чебрин** да се реализира преку јавно-приватно партнерство. Помалите хидроенергетски објекти може да ги гради АД ЕЛЕМ. Имено, се препорачува изготвување на акционен план за изградба на акумулацијата **Луково Поле со ХЕ Црн Камен и ХЕ Бошков Мост** од страна на АД ЕЛЕМ, со поддршка од страна на државата во рамките на Програмата за јавни инвестиции.

Што се однесува до проектот Вардарска Долина, како прв чекор потребно е да се распише тендер за изработка на иновирана студија за Вардарска Долина која ќе даде прецизни одговори во врска со пругата (времено поместување или поместување на веќе дефинирана нова траса или пак прво изградба на нова современа пруга) и во врска со преводниците (дали дефинитивно се напушта идејата за пловност на Вардар, и со тоа се преминува на оптимално енергетско искористување).

Од примарно значење за поддршка на **малите ХЕ** е поедноставувањето на процедурите за концесии за води, кои треба да вклучат и барање за

претходно решен начин на користење на земјиштето. Агенцијата за енергетика да се овласти за прецизно следење на сите фази на подготовка и изградба на првите десетина мали ХЕ и за обезбедување помош во отстранувањето на административните и законските пречки за нивна брза реализација. Понатаму, врз основа на стекнатото искуство, Агенцијата за енергетика да подготви упатство со јасно дефинирана процедура за изградба на мали ХЕ, кое ќе го користат следните инвеститори. Со оглед на недоверливоста и некомплетноста на расположивите податоци за хидроенергетскиот потенцијал, пред да се распишуваат понатамошните тендери за мали ХЕ, потребно е да се подготви и реализира проект за иновирање на податоците за хидроенергетскиот потенцијал и за другите релевантни параметри (по можност на ниво на идејно решение) за секоја од утврдените локации.

Се препорачува изградбата на **првата ВЕ** во Република Македонија да биде доверена на АД ЕЛЕМ како еден вид „пилот“ проект преку кој би се воочиле сите законски и административни пречки, а воедно ќе се подигне капацитетот во државната администрација и во домашните компании вклучени во реализацијата на проектот (изведувачи, добавувачи на опрема и сл.). Останатите можни ВЕ би можеле да бидат реализирани од страна на приватни инвеститори или преку ЈПП со учество на АД ЕЛЕМ.

Промовирањето на **сончевите термални системи** треба да содржи стимулативни мерки и за потрошувачите и за производителите. Се препорачува воведување на механизам за редовно субвенционирање (фонд за поддршка на сончеви топлински системи) и соодветни даночни олеснувања за да се остварат помасовни набавки и инсталирања на овие системи.

Неопходно е да се отстранат законските пречки за изградба на **фотонапонски електрани** со кои би се обезбедила сигурност во инвестирањето.

Промотивните активности за **биомаса за согорување** главно се насочени кон:

- Програми за стимулирање на мали и средни индустрии за производство на уреди за согорување на биомаса со висок коефициент на полезно дејство;
- Субвенционирање за замена на старите и набавка на нови ефикасни уреди за согорување, особено на социјалните слоеви од населението;
- Мерки за намалување на загубите во сеча;
- Мерки за намалување на неевидентираниот потрошувачка;
- Техничка поддршка и помош во изнаоѓање на кредитори и инвеститори за првата пилот постројка - ТЕ-ТО на отпадна биомаса и првата пилот постројка ТЕ-ТО во некоја од компаниите за преработка на дрво и изработка на дрвени производи.

Во поглед на искористувањето на **биогоривата**, потребно е изготвување на правилник за начинот на обезбедување на соодветното учество на биогоривата во вкупната потрошувачка на енергија во сообраќајот. Наша препорака е тоа да се оствари со продавање исклучиво на смеси со јасно дефинирана динамика на зголемување на процентот на биогоривата, во почетокот кај дизелот, а подоцна и кај бензините. Во таа насока потребни се

мерки со кои државата ќе го поттикне користењето на смешите со биогорива без значително наголемување на цената на горивата (со намалување на акцизата за биогоривата и со воведување на зголемена акциза за нафтените деривати кои не се користат во сообраќајот). Исто така, во рамките на програмите за развојот на земјоделството, потребно е стимулирање на производство на домашни суровини за биогорива преку поддршка на производителите на биогорива за инвестирање во земјоделското производство на суровини, загарантиран откуп, поволно кредитирање, и сл.

Поттикнувањето на употребата на *геотермална енергија* треба да се реализира со стимулирање на развојот и користењето на топлински пумпи во рамките на програмата за ЕЕ.

Што се однесува до извори на геотермална вода (пареа), потребни се дополнителни координирани активности од страна на локалните самоуправи и од страна на државните институции. Потенцијалот на користењето на геотермалната енергија за греење на оранжерии треба да се постави во корелација со развојот на земјоделството. 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 локалната самоуправа и од страна на Владата. Треба да се издвојат дополнителни средства за поддршка на истражувањата на геотермалните потенцијали.

Вкупните инвестиции за **реализација на програмата за развој на ОИЕ** во периодот до 2020 година се проценуваат на околу 1,5 милијарди евра.

Предвидените инвестиции за ревитализација на постојните и изградба на нови производствени капацитети, можат да се остварат со инвестирање на АД ЕЛЕМ во износ од 260 милиони евра (сопствени средства и кредити), со јавно приватно партнерство 670 милиони евра, од концесионери треба да се обезбедат 480 милиони евра и од приватни инвеститори за изградба на постројките за отпадна биомаса и за биогаз, 30 милиони евра.

Од буџетот треба да се издвои одреден износ од околу 20 милиони евра за поддршка на истражувањата на геотермалните потенцијали.

Инвестирањето во реализацијата на сончеви системи за топла вода ќе се оствари од страна на домаќинствата и приватните компании во износ со 50 милиони евра, со поддршка од буџетот во износ од околу 10 милиони евра.



## 1. ВОВЕД

Глобалната заложба за заштита на човековата околина и посебно за намалување на емисиите на стакленички гасови, увозната зависност на Македонија од енергија, како и потребата за обезбедување на поголема разнообразност и со тоа и сигурност во снабдувањето со енергија неминовно наметнуваат зголемено учество на обновливите извори во финалната потрошувачка на енергија. Но, паралелно со активностите и мерките за зголемување на учеството на обновливите извори треба да се усвојат мерки и спроведат активности за зголемување на енергетската ефикасност во финалната потрошувачка. На тој начин многу полесно и побргу ќе се исполни целниот процент за учество на обновливите извори во финалната потрошувачка, но и ќе се подобри конкурентноста на економијата заради намалените трошоци за енергија.

### 1.1. ЦЕЛИ НА СТРАТЕГИЈАТА

Според Директивата 2009/28/ЕС за промоција на користењето на енергија од обновливи извори (како и според нејзината претходничка - Директивата 2001/77/ЕС за промоција на електричната енергија произведена од обновливи извори на енергија на внатрешниот пазар) во обновливи извори на енергија спаѓаат: ветер, сончева енергија, геотермална енергија, енергија на бран, енергија на плима и осека, хидроенергија, биомаса, депониски гас, гас од постројките за третман на отпадна вода и биогазови.

Главна цел на оваа стратегија е да се добијат информации за потенцијалот и можната експлоатација на ОИЕ во Република Македонија. Квантифицирањето на овие сознанија ќе биде реализирано со определување на:

- **Целниот процент за вкупната енергија (ЦЕЛ ОИЕ)** што претставува удел на енергијата произведена од ОИЕ во вкупната потрошувачка на енергија
- **Целниот процент за електричната енергија (ЦЕЛ ОИЕ-ЕЕ)** што претставува удел на електричната енергија (ЕЕ) произведена од ОИЕ во вкупната потрошувачка на ЕЕ
- **Начинот и динамиката за постигнување на ЦЕЛ ОИЕ и ЦЕЛ ОИЕ-ЕЕ** со адресирање на следните прашања:
  - Релевантните видови на ОИЕ во Република Македонија и нивната расположивост;
  - Законска и подзаконска регулатива и институционална поставеност;
  - Финансиските импликации од воведувањето на механизми за поттикнување на ОИЕ (повластени тарифи);
  - Аспекти на животната средина преку анализи за можна редукција на стакленички гасови.

При изработката на Стратегијата се користени сите досегашни анализи, студии и релевантни материјали поврзани со искористување на ОИЕ во

Република Македонија и експериментални истражувања спроведени од страна на тимот на ИЦЕИМ-МАНУ<sup>6</sup> и други субјекти, како и светските искуства во ова подрачје. Посебно се користени искуствата од развиените и од соседните земји. Нарачателот на Стратегијата ги стави на располагање сите релевантни документи (студии, анализи, правни акти и сл.) кои послужуваат како влезни податоци за предвидените анализи и активности.

Определувањето на ЦЕЛ ОИЕ и ЦЕЛ ОИЕ-ЕЕ се базира на бројни претпоставки, меѓу кои, идните трошоци за технологии базирани на ОИЕ, штетното влијание поврзано со локалното загадување, идната цена за редуцираните емисии на јаглероден диоксид и технологии и конвенционални горива заменети со генератори базирани на ОИЕ.

Нивелираните трошоци за производство на енергија (вклучувајќи ги капиталните трошоци, трошоци за производство и одржување итн.) за повеќето проекти за ОИЕ се повисоки од производните трошоци за конвенционално производство, во отсуство на трошоците заради екстерналии (т.е. заради загадување). Кога трошоците заради екстерналии се вкalkулирани тогаш поголем број на проекти за ОИЕ може да станат оправдани.

Понатаму, за ОИЕ-ЕЕ како дел од производната цена треба да влезат и трошоците за поврзување на мрежа. Физичките трошоци за поврзување вклучуваат енергетска врска од производната единица до најблиската точка од преносниот или дистрибутивниот систем, како и соодветната опрема потребна за изведување на приклучокот. Исто така при определување на повратокот на вкупните трошоци треба да се има предвид дека повеќето технологии базирани на ОИЕ се оперативни само под одредени временски услови (т.е. доволна брзина на ветрот, доволен проток на вода и др.). Затоа, инвеститорот се сретнува со значителни ризици коишто ги зголемуваат вкупните трошоци, доколку е потребно истите да потпишат договор со кој ќе гарантираат одреден капацитет за одредено време. Систем операторот, од друга страна, можеби е во можност да намали дел од овие трошоци преку пристап до проекти базирани на различни типови ОИЕ. Посебно ќе бидат анализирани можностите за користење на ефектот на различни ОИЕ со цел минимизирање на ризиците преземени од страна на инвеститорот, а со тоа и охрабрување за економски ефикасни проекти. ОИЕ имаат специфичен ефект врз функционирањето и перформансите на електро-енергетскиот систем. Затоа за ОИЕ е потребно проучување на заштитата, контролата и стабилноста на електро-енергетскиот систем.

Понатаму, во функција на секундарната легислатива за ОИЕ (Правилник за обновливите извори на енергија за производство на електрична енергија, Правилник за издавање на гаранции на потекло на електричната енергија произведена од обновливи извори на енергија и Правилник за стекнување на

---

<sup>6</sup> Проекти на ИЦЕИМ-МАНУ од областа на ОИЕ:

- Renewable Energy Strategy (USAID, 1999-2000 )
- Optimization of Building-integrated and Grid-Support Photovoltaic Solar Systems in Macedonian Conditions (US-Macedonian Fund, 1997-2000)
- Renewables for Isolated Systems – Energy Supply and Waste Water Treatment (RISE), Specific Target Research Project – STREP (EU FP6, 2004-2007)
- Solar Thermal Program, (Austrian Government, 2005-2008)
- More Microgrids, Specific Target Research Project – STREP (EU FP6, 2007-2009)

статус на повластен производител на електрична енергија произведена од обновливи извори на енергија) во Стратегијава се спроведуваат соодветни анализи со цел определување на:

- **Висината на инсталираната моќност на поединечна постројка** за стекнување на статус на повластен производител на ЕЕ произведена од ОИЕ, за секој тип на ОИЕ;
- **Вкупниот инсталиран капацитет за кој ќе се применуваат повластените тарифи** за купопродажба на ЕЕ произведена од ОИЕ, за секој тип на ОИЕ;
- **Механизми за финансирање на повластените тарифи.**

Друго прашање кое ќе биде адресирано се препораки за поттикнување на користењето на **биогорива во секторот сообраќај** во чиста и обработена форма (согласно Директивата 2009/28/ЕС и нејзината претходничка, Директивата 2003/30/ЕС) имајќи ги предвид потенцијалите за обезбедување на соодветно количество на биомаса од домашно потекло и од увоз.

Аспектите на животната средина се опфатени главно преку оценка на околинската ефективност на ОИЕ со определување на вкупните емисии на стакленички гасови (изразени во kt CO<sub>2</sub>-екв) кои можат да се редуцираат со примена на ОИЕ.

На крајот, сознанијата од сите претходно споменати анализи ќе претставуваат основни елементи на Петгодишната програма за искористување ОИЕ, вклучувајќи и пилот проекти, преглед на корисниците и учеството на приватниот сектор, посебно малите и средни претпријатија, како и активности за подигање на јавната свест.

## 1.2. ЛЕГИСЛАТИВА НА ЕВРОПСКАТА УНИЈА ВО ВРСКА СО ОИЕ

Постојната правна регулатива на Европската унија (acquis communautaire) за обновливите извори на енергија ги содржи следните Директиви:

- Директива 2001/77/ЕС (ОЈ L 283, 27.10.2001) на Европскиот парламент и на Советот за промоција на електричната енергија произведена од обновливи извори на енергија на внатрешниот пазар;
- Директива 2003/30/ЕС (ОЈ L 123, 17.5.2003) на Европскиот парламент и на Советот за промоција на користењето на биогорива или други горива од обновливи извори во сообраќајот; и
- Директива 2009/28/ЕС (ОЈ L 140, 5.6.2009) на Европскиот парламент и на Советот за промоција на користењето на енергија од обновливи извори.

**Директива 2001/77/ЕС** (ОЈ L 283, 27.10.2001) на Европскиот парламент и на Советот за промоција на електричната енергија произведена од обновливи извори на енергија на внатрешниот пазар:

Директивата поставува индикативно учество на електричната енергија произведена од обновливи извори на енергија од 21% во вкупната потрошувачка на електрична енергија на Заедницата до 2010 година. Ги

дефинира националните индикативни цели за секоја од земјите членки на ЕУ, го охрабрува користењето на националните шеми за поддршка, отстранувањето на административните бариери и интеграцијата во мрежниот систем, и ја поставува обрската за издавање на гаранции за потекло на производителите на електрична енергија од обновливи извори, доколку истите ги побараат. Со моменталните политики и вложените напори/(достигнувања), може да се очекува дека до 2010 година ќе се постигне учество од 19%, наместо целните 21%.

**Директива 2003/30/ЕС** (ОЈ L 123, 17.5.2003) на Европскиот парламент и на Советот за промоција на користењето на биогорива или други горива од обновливи извори во сообраќајот:

Директивата поставува цел од 5,75% учество на биогорива во сите бензински и дизел горива наменети за сообраќајот, кои ќе се наоѓаат на пазарот до 31 декември 2010 година. Од земјите-членки беше побарано да постават индикативни цели за 2005 година, земајќи ја предвид референтната вредност од 2%. Оваа привремена индикативна цел не беше постигната. Во 2005 година биогоривата достигнаа учество од 1% во горивата наменети за сообраќајот. Заклучокот на Комисијата, според проценката на напредокот, е дека целта поставена за 2010 година веројатно нема да се постигне - се очекува учеството да изнесува околу 4,2%.

Одредбите од поранешните Директиви 2001/77/ЕС и 2003/30/ЕС кои се преклопуваат со одредбите од новите Директиви ќе бидат избришани во моментот на префрлањето, а оние кои се однесуваат на целите и известувањата за 2010 година ќе останат на сила до 31 декември 2011 година.

**Директива 2009/28/ЕС** (ОЈ L 140, 5.6.2009) на Европскиот парламент и на Советот за промоција на користењето на енергија од обновливи извори и за надолнување и последователно укинување на Директивите 2001/77/ЕС и 2003/30/ЕС:

Директивата ги поставува начелата според кои земјите-членки треба да обезбедат учеството на енергија од обновливи извори во финалната потрошувачка на енергија на ЕУ да достигне најмалку 20% до 2020 година, а воедно ги поставува и националните цели за секоја од земјите-членки на ЕУ. Исто така, секоја од земјите-членки треба да достигне најмалку 10% учество на енергија од обновливи извори (примарно биогорива) во сообраќајот до 2020 година.

За потребите на оваа Директива, важат следните дефиниции (Член 2, L140/27):

- (а) „енергија од обновливи извори“ - обновливи не-фосилни енергетски извори: ветер, сончева енергија, геотермална енергија, енергија на бран, енергија на плима и осека, хидроенергија<sup>7</sup>, биомаса, депониски гас, гас од постројките за третман на отпадна вода и биогасови;

---

<sup>7</sup> Нема поделба на мали и големи хидроелектрани. Енергијата добиена од хидроелектрани се смета за енергија од обновливи извори, без разлика дали потекнува од мала или голема хидроелектрана.

- (б) „биомаса“ - биоразградлив дел од производите, отпадот и остатоците од земјоделството (вклучувајќи растителни и животински супстанции), шумарството и индустриите поврзани со него, како и биоразградливиот дел од индустрискиот и комуналниот отпад;
- (в) „финална потрошувачка на енергија“ - енергетски услуги испорачани за енергетски цели на производствената индустрија, сообраќајот, домаќинствата, услужните организации, земјоделството, шумарството и рибарство, вклучувајќи ја и потрошувачката на електрична енергија и топлина од страна на енергетската гранка за производство на електрична енергија и топлина и вклучувајќи ги загубите на електрична енергија и топлина во преносот;
- (г) „централно греење или ладење“ - дистрибуцијата на топлинска енергија во форма на пара, топла вода или разладени течности, од централен извор на производство преку мрежа до повеќе објекти, каде се користи за греење или ладење на простор или процеси;
- (д) „биогорива“ - течните или гасните горива за сообраќајот кои се произведени од биомаса;
- (ѓ) „гаранција за потекло“ - електронски документ кој има функција да обезбеди доказ дека одредено количество енергија е произведено од обновливи извори;

**Три сектори** се опфатени со обновливата енергија: електрична енергија, греење и ладење и сообраќај. Генералниот пристап е земјите-членки да ја задржат слободата на избор што се однесува до комбинирањето на овие сектори со цел да ги постигнат нивните национални цели. Појдовната состојба на земјите-членки, потенцијалот за обновлива енергија и енергетскиот состав се различни. Поради тоа, потребно е **вкупните 20% да се пресликаат во одделни цели за секоја земја-членка (национални цели)**, со запазување на фер и адекватна алокација, земајќи ги предвид различните национални почетни состојби и потенцијали (тековното ниво на обновлива енергија и енергетскиот состав). Така, националните цели за 2020 година (Додаток\_1) се формирани на следниот начин: Учеството на обновливите извори во 2005 година за сите земји се зголемува за 5,5%, и потоа за секоја земја тој процент дополнително се зголемува во износ пресметан соодветно на националните специфики, во прв ред бруто домашениот производ.

Со цел да се обезбеди сигурно постигнување на целта на ЕУ за 20% учество на ОИЕ, земјите-членки треба да работат според **индикативна траекторија**, која го трасира патот кон постигнувањето на нивните национални цели. Земјите-членки треба да изготват национален акционен план вклучувајќи ги и целите по сектори, па нивната индикативна траекторија треба да ги опфати следните учества на енергијата од обновливи извори:

$S_{2005} + 0.25 (S_{2020} - S_{2005})$ , како просек за дво-годишниот период 2011 до 2012;

$S_{2005} + 0.35 (S_{2020} - S_{2005})$ , како просек за дво-годишниот период 2013 до 2014;

$S_{2005} + 0.45 (S_{2020} - S_{2005})$ , како просек за дво-годишниот период 2015 до 2016;

$S_{2005} + 0.65 (S_{2020} - S_{2005})$ , како просек за дво-годишниот период 2017 до 2018.

## Биогорива

Наспроти различните поединечни обврски на земјите-членки за обезбедување на учество на обновливите извори на енергија, се бара *секоја земја-членка да постигне најмалку 10%* учество на енергија од обновливи извори (првенствено биогорива) во сообраќајниот сектор до 2020 година. Ова е направено од следните причини: (1) во сообраќајниот сектор се забележува најзабрзан пораст на емисии на стакленички гасови, од сите сектори на економијата; (2) биогоривата го зафаќаат и проблемот со нафтената зависност на сообраќајниот сектор, кој е еден од најсериозните проблеми за нестабилност на снабдувањето со енергија со кои се соочува ЕУ; (3) биогоривата моментално се поскапи од другите форми на обновлива енергија, што може да значи дека тие речиси и не би се развиле доколку нема специфична побарувачка.

Конкретно за биогоривата и другите биотечности, Директивата поставува систем кој ќе ја гарантира одржливоста на политиката од аспект на животната средина, обезбедувајќи меѓу другото биогоривата да се стремат кон целите, а притоа да се постигне максимално ниво на заштеда на стакленички гасови.

Бидејќи лесно се тргува со транспортните горива, земјите-членки кои имаат ниска застапеност на релевантните ресурси, лесно ќе можат да обезбедат обновливи транспортни горива од некое друго место. Иако технички би било можно Заедницата да ги постигне нејзините цели за биогорива само од домашно производство, веројатно, а и пожелно е, целите всушност да се постигнат со комбинација на домашното производство и увозот. Комисијата треба да го надгледува снабдувањето на пазарот на Заедницата за биогорива и треба, соодветно, да предложи релевантни мерки за да се постигне балансиран пристап меѓу домашното производство и увозот, имајќи го предвид развојот на мултилатералните и билатералните преговори за трговија, како и безбедноста за животната средина, трошоците, енергетската сигурност и други важни работи.

### 1.3. ЗАКОНСКИ И ИНСТИТУЦИОНАЛНИ АСПЕКТИ ЗА ОИЕ ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА

Од законски и институционален аспект, основните елементи за ОИЕ се обезбедени во Закон за енергетика (Службен весник на Република Македонија бр. 63/2006, 36/2007, 106/2008) кој, помеѓу другото, го промовира и искористувањето на ОИЕ.

Со овој закон е одредено дека Агенцијата за енергетика на Република Македонија издава гаранции за потекло за ЕЕ произведена од ОИЕ и од високо ефикасни когенеративни постројки и води и одржува регистар на гаранциите. Во гаранцијата за потекло ЕЕ произведена од ОИЕ ќе биде специфициран енергетскиот извор од кој е произведена ЕЕ, датум и место на производство. Гаранцијата ќе му овозможи на производителот на ЕЕ да се квалификува како повластен производител за количеството на ЕЕ произведена од ОИЕ.

Регулаторната комисија за енергетика на Република Македонија донесува Правилници и Одлуки за повластени тарифи за купопродажба на ЕЕ произведена од повластените производители на ЕЕ, како и за производители од високо ефикасни когенеративни постројки. Досега се донесени следните Правилници:

- Правилник за начин и постапка за утврдување и одобрување на користењето на повластени тарифи за купопродажба на електрична енергија произведена во мали хидроелектрани (Службен весник на Република Македонија бр. 16/2007)
- Правилник за начин и постапка за утврдување и одобрување на користење на повластена тарифа за купопродажба на електрична енергија произведена од ветерни електрани (Службен весник на Република Македонија бр. 61/2007)
- Правилник за начин и постапка за утврдување и одобрување на користење на повластена тарифа за купопродажба на електрична енергија произведена од електроенергетски постројки кои како погонско гориво користат биогаз добиен од биомаса (Службен весник на Република Македонија бр. 142/2007 и Правилник за измена и дополнување на Правилникот за начин и постапка за утврдување и одобрување на користење на повластена тарифа за купопродажба на електрична енергија произведена од електроенергетски постројки кои како погонско гориво користат биогаз добиен од биомаса (Службен весник на Република Македонија бр. 44/2010 )
- Правилник за начин и постапка за утврдување и одобрување на користење на повластена тарифа за купопродажба на електрична енергија произведена од фотонапонски системи (Службен весник на Република Македонија бр. 112/2008) и Правилник за измена и дополнување на Правилникот за начин и постапка за утврдување и одобрување на користење на повластена тарифа за купопродажба на електрична енергија произведена од фотонапонски системи (Службен весник на Република Македонија бр. 44/2010 )
- Правилник за начин и постапка за утврдување и одобрување на користење на повластена тарифа за купопродажба на електрична енергија произведена од електроенергетски постројки кои како погонско гориво користат биомаса (Службен весник на Република Македонија бр. 44/2010 )

Соодветно на Правилниците, Регулаторната комисија за енергетика донесе Одлуки за висините на повластените тарифи за купопродажба на ЕЕ произведена и испорачана од мали хидроелектрани, ветерни електрани, енергетски постројки кои како погонско гориво користат биогаз добиен од биомаса и од фотонапонски системи.

Операторот на пазарот е обврзан да ја купи целата ЕЕ произведена од повластените производители на ЕЕ. Трошоците за ваков вид на откуп на ЕЕ ќе бидат фактурирани од страна на Операторот на пазарот согласно повластените тарифи. Повластениот производител на ЕЕ треба да ѝ приложи на Регулаторната комисија документ издаден од страна на Агенцијата за енергетика со кој ќе потврди дека користи ОИЕ или дека користи високо ефикасен когенеративен процес со цел да ги добие повластените тарифи за неговото производство. Овие прашања се веќе регулирани со соодветни Правилници:

- Правилник за обновливите извори на енергија за производство на електрична енергија (Службен весник на Република Македонија бр. 127/2008);
- Правилник за издавање на гаранции на потекло на електричната енергија произведена од обновливи извори на енергија (Службен весник на Република Македонија бр. 127/2008);
- Правилник за стекнување на статус на повластен производител на електрична енергија произведена од обновливи извори на енергија (Службен весник на Република Македонија бр. 29/2009).

За да се обезбеди функционалност на овие Правилници, се донесе Одлука за висината на инсталираната моќност (Службен весник на Република Македонија бр. 123/09) врз основа на анализи од оваа Стратегија за определување на: Висината на инсталираната моќност на поединечна постројка за стекнување на статус на повластен производител на ЕЕ произведена од ОИЕ, за секој тип на ОИЕ; Вкупно инсталираниот капацитет за кој ќе се применуваат повластените тарифи за купопродажба на ЕЕ произведена од ОИЕ, за секој тип на ОИЕ; како и Механизмите за финансирање на повластените тарифи. Сите тие елементи се предмет на анализа во оваа Стратегија.

Со цел поттикнување на употребата на сончевите системи за топла вода, Владата во неколку наврати организараше субвенционирање на првите 500 домаќинства кои поставија сончев термален колекторски систем во висина од 30 % од инвестицијата, но не повеќе од 300 евра по домаќинство. Со истата цел, беше донесен и Закон за изменување и дополнување на Законот за додадена вредност (Службен весник на Република Македонија бр. 114/2007), со кој се овозможи повластена даночна стапка од 5% за термални сончеви системи и компоненти (Одлука за изменување и дополнување на Одлуката за определување на производителите кои подлежат на повластена стапка на ДДВ, Службен весник на Република Македонија бр. 116/2007)

#### **1.4. РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА ВО МЕЃУНАРОДНИ ДОГОВОРИ И ИНИЦИЈАТИВИ ПОВРЗАНИ СО ОИЕ**

Република Македонија е потписник и на *Договорот за Енергетска заедница*<sup>8</sup>. 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 и за обновливите извори на енергија (Поглавје 1.2). 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. Во организација на Секретаријатот на Енергетската заедница се изготвува Студија за

<sup>8</sup> 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.



имплементација на новата Директива за промоција на ОИЕ<sup>9</sup>, која дополнително на Стратегијата ќе даде насоки за националните цели во однос на ОИЕ.

Република Македонија ја ратификува **Рамковната конвенција на Обединетите нации за климатски промени** во 1997 година, а го ратификува и **Протоколот од Кјото** 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 редуција на емисиите на стакленички гасови, вклучително и проекти од областа на обновливите извори на енергија.

Република Македонија, го потпиша Статутот на **ИРЕНА** (International Renewable Energy Agency – IRENA) со што се вброи меѓу земјите основачи на оваа меѓународна организација (досега 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.

---

<sup>9</sup> IPA Energy + Water Economics & EPU-NTUA Study on the Implementation of the New EU Renewable Directive in the EC, Draft, December 2009



## 2. ПРЕГЛЕД НА РЕЛЕВАНТНИ ОИЕ ЗА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА

### 2.1. ХИДРОЕНЕРГИЈА

Хидроелектраните како објекти за производство на електрична енергија се во групата на еколошки чисти технологии. Со користење на водата како енергетски ресурс за добивање на електрична енергија, хидроелектраните спаѓаат во групата на обновливи извори на енергија.

Во табела 2.1.1 е претставен хидроенергетскиот потенцијал<sup>10</sup> на речните сливови во Македонија, класифициран според официјална документација и според изработени студии. Најдобрите локации за производни хидроенергетски објекти се лоцирани во западниот дел од земјата, односно од десната страна на р. Вардар. Затоа и веќе изградените ХЕ, како и кандидатите за градба на идни хидроенергетски објекти се наоѓаат во овој дел од земјата.

**Табела 2.1.1. Хидро потенцијал на сливовите на Вардар и Црн Дрим**

Реки	Теорет.	Технич.	Изград.	Изг/Тех..	План.	Пл./Тех.	Вкупно	Вк/Тех.
	GWh	GWh	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Вардар над вл.на Треска	1202	1084	488	45,02	140	12,92	628	57,93
Треска	377	347	190	54,76	60		250	72,05
Кадина река и Маркова река	97	87						
Пчиња	265	201						
Тополка и Бабуна	46	35						
Брегалница	270	205	17	8,29			17	8,29
Црна	1098	944	184	19,49	604	63,98	788	83,47
Бошава	38	33						
Главен ток на Вардар	1454	1336			1336	100,00	1336	100,00
<b>Вардар</b>	<b>4847</b>	<b>4272</b>	<b>879</b>	<b>20,58</b>	<b>2140</b>	<b>50,09</b>	<b>3019</b>	<b>70,67</b>
Радика	438	338			134	39,64	134	39,64
Црн Дрим	710	548	513	93,61			513	93,61
<b>Црн Дрим вкупно</b>	<b>1148</b>	<b>886</b>	<b>513</b>	<b>57,90</b>	<b>134</b>	<b>15,12</b>	<b>647</b>	<b>73,02</b>
<b>Вардар и Црн Дрим вкупно</b>	<b>5995</b>	<b>5158</b>	<b>1392</b>	<b>26,99</b>	<b>2274</b>	<b>44,09</b>	<b>3666</b>	<b>71,07</b>
Мали ХЕ	671*	440**	76	17,27	197	44,77	273	62,05
<b>ВКУПНО</b>	<b>6666</b>	<b>5598</b>	<b>1468</b>	<b>26,22</b>	<b>2471</b>	<b>44,14</b>	<b>3939</b>	<b>70,36</b>

\*Сите 400 мали ХЕ (вкупна моќност 255,5 MW и  $CF^{11} = 0,3$ )

\*\*Мали ХЕ > 1 MW, (вкупна моќност 168,5 MW и  $CF = 0,3$ ) според Студијата за 400 мали ХЕ во РМ

<sup>10</sup> 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

<sup>11</sup> CF е фактор на годишно ангажирање на електраната со инсталираната моќност;

$CF = W / (8760 \cdot P)$  каде W е годишното производство на електрична енергија и P инсталирана моќност на електраната.

Хидроенергетските објекти во Македонија, според водите кои ги користат и речниот слив, можат да се поделат на електрани на реката Црн Дрим, која понатака се влива во Јадранско море, како и сливовите на поголемите притоки на р. Вардар, а тоа се р. Треска, и р. Црна. Како посебни, можат да се класифицираат Мавровските хидроелектрани кои ги собираат Шарските води и припаѓаат на Вардарскиот слив кој се влива во Егејско море. Од проценетиот технички енергетски потенцијал најголемиот дел припаѓа на Вардарскиот слив со околу 4270 GWh, па следи сливот на Црн дрим со околу 880 GWh, и сите заедно без малите сливови прават потенцијал од околу 5150 GWh. Малите сливови имаат додатен технички потенцијал од околу 440 GWh, така што вкупниот хидро енергетски потенцијал во Македонија се проценува на околу 5600 GWh. Од овој вкупен енергетски потенцијал досега во изградените хидроенергетски објекти се користат околу 1470 GWh за просечна хидрологија или 26% од техничкиот потенцијал. Според планираните кандидати, може во следниот период да се доизградат хидро објекти со потенцијал од околу 2500 GWh или дополнителни 44 %, со што би се достигнал вкупно искористен хидро потенцијал од околу 3900 GWh или околу 70% од техничкиот потенцијал.

Според големината на инсталираната моќност, хидроенергетските објекти се поделени на големи и мали ХЕ. Границата не е строго дефинирана, но за наши прилики големи ХЕ се сметаат оние со инсталирана моќност над 10 MW, со исклучок на ХЕ Матка која е земена како голема со оглед да има приближно 10 MW и има акумулационо езеро.

Постојните големи хидроелектрани во Македонија се во сопственост на државната компанија за производство на електрична енергија АД ЕЛЕМ - Скопје (Електрани на Македонија) и две се во сопственост на приватната компанија ЕВН Македонија АД, 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. Поголемиот дел од малите ХЕ се во сопственост на ЕВН Македонија, но има и мали ХЕ кои се во сопственост на водостопански организации.

### **2.1.1. Големи хидроелектрани**

Големите ХЕ се производни капацитети кои се вклучени во електроенергетскиот систем на Македонија и кои придонесуваат во покривање на варијабилна енергија. Во зависност од големината на акумулацијата, инсталираноста и висинскиот пад, хидроелектраните можат да бидат со повеќесезонска, сезонска или пак со седмична или дневна регулациона можност.

#### ***2.1.1.1. Постојни големи хидроелектрани***

Со исклучок на Козјак и Св. Петка, најголемиот број од големите ХЕ во Македонија се изградени во шеесетите и седумдесетите години од минатиот век, и после скоро четириесет годишна оперативна работа тие се ревитализирани. Со проектот за ревитализација, заменета е голем дел од машинската и електротехничката опрема, со што е зголемен нивниот животен век, а истовремено се подобрен и перформансите на турбините и зголемена

нивната моќност. Во табела 2.1.1.1.1 се дадени основните технички карактеристики на постојните големи ХЕ во Македонија.

**Табела 2.1.1.1.1. Основни карактеристики на постојните големи ХЕ во Република Македонија**

ХЕ	Слив	Бр на агр.	$Q_{inst} / \text{агр.}$ ( $\text{m}^3/\text{s}$ )	$H_{bruto}$ ( $\text{m}$ )	Vol ( $10^6\text{m}^3$ )	$P_{inst}$ ( $\text{MW}$ )	$W_{god}$ ( $\text{GWh}$ )	Влегување во ЕЕС (година)
Врбен	Маврово	2	4,6	193	0	12,8	45	1957 / 1973
Вруток	Маврово	4	9	574	277	172,0	390	1959 / 1973
Равен	Маврово	3	10,6	66	0	21,6	53	1959
Тиквеш	Црна река	4	36	100	272	116,0	184	1966 / 1981
Калиманци	Брегалница	2	9			13,8	17	2006
Глобочица	Црн дрим	2	27	110,9	228	42,0	213	1965
Шпиље	Црн дрим	3	36	95	212	84,0	300	1969
Козјак*	Треска	2	50	100	260	80,0	150	2004
Матка**	Треска	2	20	28	1,1	9,6	40	2009
<b>ВКУПНО</b>						<b>551,8</b>	<b>1392</b>	

\* Козјак, при исклучително висок водостој има опција за работа со  $H_{bruto}=108\text{ m}$  и со моќноет од  $88\text{ MW}$

\*\* Матка е земена како голема со оглед дека има приближно  $10\text{ MW}$  и акумулационо езеро

Хидроелектраните Врбен, Вруток и Равен го чинат Мавровскиот хидроенергетски систем со значајна регулациона способност. ХЕ Глобочица и Шпиље заедно со Охридското Езеро како акумулација, прават каскадна енергетска целина на Црн Дрим. Третиот значаен хидроенергетски комплекс е на р. Треска со ХЕ Козјак, ХЕ Св. Петка и ХЕ Матка. ХЕ Св. Петка е во фаза на градба и се очекува до 2011 да влезе во погон, а ХЕ Матка во почетокот на 2009 година е ревитализирана со двојно зголемен инсталиран проток, со што е оспособена за регулирање на истекот од хидросистемот (ХС) во р. Вардар. Вкупната инсталирана моќност на постојните големи ХЕ изнесува околу  $550\text{ MW}$ , со средно годишно производство за просечна хидрологија од околу  $1400\text{ GWh}$ .

### 2.1.1.2. Кандидати на големи хидроелектрани за градба

Како кандидати за градба на големи ХЕ во Македонија се земени оние објекти за кои има техничка документација и хидролошки подлоги. Во табела 2.1.1.2.1 се дадени основните технички карактеристики на кандидатите за градба на големи ХЕ во Македонија<sup>12</sup>. Некои од кандидатите се во изградба, некои во постапка на формирање на тендерска документација, а за некои веќе е завршена тендерската постапка. Меѓутоа има и хидроенергетски објекти кои се подолго време во истражување, а постапката за активирање на градба сè уште не е започната.

<sup>12</sup> Според документација на ЕЛЕМ

**Табела 2.1.1.2.1. Основни карактеристики на кандидатите за градба на големи ХЕ во Македонија**

	Слив	P <sub>inst.</sub>	W <sub>god</sub>	Инвестиција	Време на градба
		MW	GWh	mil €	год.
Св. Петка*	Треска	36	60		
Бошков Мост	Радика	68,2	117	70	4
Лук. Поле и ХЕ Ц.К.**	Маврово	5	163	45	4
Галиште	Црна река	193,5	264	200	7
Чебрен***	Црна река	333	340/840	319	7
Градец	Вардар	54,6	252	157	7
Велес	Вардар	93,0	300	251	7
10 ХЕ Вар. Долина	Вардар	176,8	784	486	7
<b>ВКУПНО</b>		<b>960</b>	<b>2280/2780</b>	1528	

\*Св. Петка е во фаза на градба и се очекува да влезе во погон до 2011 година

\*\*ХЕ Црн Камен е нова ХЕ од 5 MW, а 163 GWh е дополнително производство од сите Мавровски ХЕ

\*\*\*Чебрен е ХЕ/ПАХЕ со годишно производство 340/840 GWh

Предуслов за градба на ХЕ на Вардарска Долина е да се реализира изместување на пругата Скопје - Гевгелија со дополнителни средства, на нова траса со современо решение за двонасочен сообраќај и големи брзини. Активноста за преместување на пругата сè уште не е почната, така што реализацијата не би можела да заврши пред 2020 година.

Од кандидатите за градба, во тендерска постапка за изградба по системот јавно приватно партнерство се ХЕ Галиште и ХЕ Чебрен. ХЕ Чебрен и ХЕ Галиште се електрани кои, заедно со низводно поставената ХЕ Тиквеш, го формираат хидроенергетскиот комплекс на р. Црна. ХЕ Чебрен заради малиот дотек на вода а големата инсталирана моќност планирано е да биде пумпно акумулациона, со што ќе се подобри оперативната способност на електроенергетскиот систем, а воедно ќе се добие и поефикасен варијабилен потенцијал со позитивен финансиски ефект.

Друг значаен хидроенергетски проект е системот на акумулацијата Луково Поле заедно со низводната ХЕ Црн Камен, со што ќе се зголеми производството на целиот хидроенергетски комплекс на Мавровските електрани за дополнителни 163 GWh.

Се планира и започнување со изградба на ХЕ Бошков Мост.

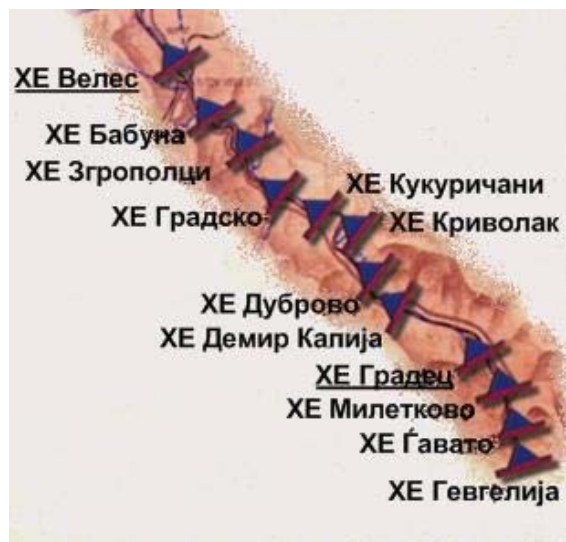
Хидроелектраните Велес и Градец на р. Вардар се објекти кои бараат повисоки инвестициони вложувања и дополнителни градежни зафати како изместување на железничката пруга, и кои треба да се градат како интегрално решение на Вардарската Долина заедно со останатите 10 помали ХЕ на р. Вардар.

Вкупната инсталирана моќност на кандидатите на големите ХЕ изнесува околу 960 MW, со средно годишно производство за просечна хидрологија од околу 2290 GWh односно околу 2790 GWh кога ќе се вброи и производството од претходно испумпаната вода на пумпно акумулационата ХЕ Чебрен. Вкупното производство на електрична енергија од кандидатите за големите ХЕ може да варира во зависност од хидрологијата, меѓутоа секако и во зависност од техничката реализација на ХЕ Чебрен и Галиште како пумпно

акумулациони или како обични хидроелектрани. Инвестициите за сите овие објекти се проценети на околу 1530 милиони €.

#### 2.1.1.2.1. Кандидати на 10 унифицирани ХЕ на Вардар

Според идејниот проект и според Студијата<sup>13</sup> за интегрално уредување на Вардарска Долина, предвидени се 12 ХЕ кои се каскадно поставени на р. Вардар, прикажано на слика 2.1.1.2.1.1.



Слика 2.1.1.2.1.1. Локација на ХЕ на р. Вардар

Две од овие ХЕ, Велес и Градец според инсталираната моќност и производството посебно се третирали. Во табела 2.1.1.2.1.1 се дадени останатите 10 ХЕ кои се предвидени според интегралното уредување на р. Вардар. Сите се со инсталирана моќност од 17 MW до 24 MW.

Вкупната инсталирана моќност на овие 10 унифицирани ХЕ со ист проток изнесува околу 177 MW и со просечно годишно производство од околу 784 GWh. Вкупната предвидена инвестиција за овие хидро објекти со земање предвид на изместувањето на пругата изнесува околу 486 милиони €.

Табела 2.1.1.2.1.1. Кандидати на 10 унифицирани ХЕ на р. Вардар

ХЕ	$Q_{inst}$	$H_n$	$P_{inst}$	$W_{god}$	Инвестиции
	( $m^3/сек$ )	(m)	(MW)	(GWh)	(мл. €)
Бабуна	240	8,5	17	56,9	36,65
Згрополци	240	8,5	17	55,5	39,80
Градско	240	8,3	17	66,6	44,34
Кукуричани	240	8,3	17	79,5	43,88
Криволак	240	8,3	17	80,0	43,88
Дуброво	240	8,3	17	80,2	52,50
Д. Капија	240	12	24	116,4	61,90
Милетково	240	8,2	17	80,3	53,89
Гавато	240	8,2	17	83,2	60,66
Гевгелија	240	8,3	17	85,1	48,50
<b>ВКУПНО</b>			<b>177</b>	<b>783,7</b>	<b>486,01</b>

<sup>13</sup> ЕЛЕМ, Сектор за развој и инвестиции, септември 2008

## 2.1.2. Мали хидроелектрани

Малите хидроелектрани се производни капацитети со моќност до 10 MW.

### 2.1.2.1. Постојни мали хидроелектрани

Во табела 2.1.2.1.1 се дадени основните карактеристики на постојните мали ХЕ во Македонија. Поголемиот дел од постојните мали ХЕ се во сопственост на компанијата ЕВН Македонија, а одреден мал број се сопственост на водостопански организации.

**Табела 2.1.2.1.1. Основни карактеристики на постојните мали ХЕ во Република Македонија**

	Q <sub>inst</sub>	P <sub>inst</sub>	W <sub>god</sub>	CF*
	(m <sup>3</sup> /s)	(MW)	GWh	
Пена	2 × 2	3,3	9,43	0,33
Зрновци	3 × 0,4	1,4	4,19	0,34
Песочани	2 × 0,6	2,7	10,29	0,43
Сапунчица	2 × 0,4	2,9	9,96	0,39
Дошница	3 × 0,7	4,1	15,02	0,42
Турија	2 × 2,3	2,2	5,20	0,27
Модрич	1 × 0,4	0,2	0,43	0,20
Бабуна	3 × 1,24	0,7	2,70	0,43
Белица	1 × 1	0,3	1,00	0,46
Глазња	/	2,1	/	
Попова Шапка	4 × 0,6	4,8	18,00	0,43
Стрежево 1	/	2,4	/	
Стрежево 2	/	0,1	/	
<b>ВКУПНО</b>		<b>27,2</b>	<b>76,2</b>	<b>0,32</b>

\* CF е фактор на годишно ангажирање на електраната со инсталираната моќност;

$CF = W / (8760 \cdot P)$  каде W е годишното производство на електрична енергија и P инсталирана моќност на електраната.

Вкупно инсталираната моќност на постојните мали ХЕ изнесува околу 27 MW со просечно годишно производство од околу 80 GWh.

### 2.1.2.2. Кандидати на мали хидроелектрани за градба

Кандидатите за градба од малите ХЕ може да се поделат во две групи, едната се оние дадени со тендерска постапка преку Министерството за економија, и другата група се останатите потенцијални мали ХЕ сопственост на водостопански организации и други хидросистеми.

#### 2.1.2.2.1. Кандидати на мали ХЕ понудени со тендерска постапка:

Според Студијата<sup>14</sup> за мали ХЕ, во Македонија има потенцијални 400 локации за градба на мали ХЕ, со вкупна инсталирана моќност од 255 MW и проценето годишно производство од околу 1100 GWh. Меѓутоа, согласно

<sup>14</sup> Студија за хидроенергетскиот потенцијал на мали ХЕ, 1980 год.



просечното производство од расположивите мали хидроелектрани, годишното производство на овие 255 MW би изнесувало 670 GWh . Некои од овие локации во меѓувреме се и дополнително истражени преку студии и идејни проекти, со што Министерството за економија постапно ги дава најдобрите и најперспективни локации на тендерска постапка за градба. Досега се реализирани четири тендерски постапки со вкупно 121 мали ХЕ, со вкупна инсталираната моќност од 93 MW (Додаток 2). Процентот годишно производство на овие 121 мали ХЕ со CF=0,3 (2630 часови) изнесува околу 245 GWh. Во досегашниот период завршени се постапките за првите три огласи за кои се потпишани вкупно 35 Договори за концесија со вкупно инсталирана моќност од 21 MW.

#### 2.1.2.2.2. Кандидати на мали ХЕ на други хидросистеми

Освен мали ХЕ според тендерската постапка на Министерството за економија, постојат и планирани се можности за градба на мали ХЕ и на други хидросистеми, како системи за водоснабдување или системи за наводнување. Една од таквите предвидени ХЕ се и хидроелектраните на ХС Злетовица со градба на 3 мали ХЕ дадени во табела 2.1.2.2.2.1.

**Табела 2.1.2.2.2.1. Кандидати на мали ХЕ на ХС Злетовица**

ХЕ	Q <sub>inst</sub> (m <sup>3</sup> /s)	H <sub>bruto</sub> (m)	P <sub>inst</sub> (MW)	W <sub>god</sub> (GWh)
Злетовица 1	3,2	235	3,1	8,96
Злетовица 2	3,2	163	2,5	7,23
Злетовица 3	3,5	133	1,9	5,49
<b>Вкупно</b>			<b>7,5</b>	<b>21,68</b>

ХС Злетовица е во фаза на градба, и во првата фаза се предвидува изградба на браната и системот за снабдување со вода за пиење на источниот регион од земјата, како и вода за наводнување. Хидроелектраните се предвидени во втората фаза на изградба на ХС Злетовица. Сите хидроелектрани се предвидени со по два подеднакви агрегати. Вкупно инсталираната моќност на сите три ХЕ изнесува 7,5 MW и средногодишно производство до 22 GWh. Во табела 2.1.2.2.2.2 и се дадени инсталираната моќност и просечно годишното производство на предвидените мали ХЕ во Македонија според тендерската постапка на Министерството за економија и хидроелектраните на ХС Злетовица

**Табела 2.1.2.2.2.2. Кандидати на планирани мали ХЕ**

Планирани мали ХЕ	P <sub>inst</sub>	W <sub>god</sub>
	(MW)	(GWh)
Тендер МЕ	93	245
ХС Злетовица	7,5	22
<b>Вкупно</b>	<b>100,5</b>	<b>267</b>

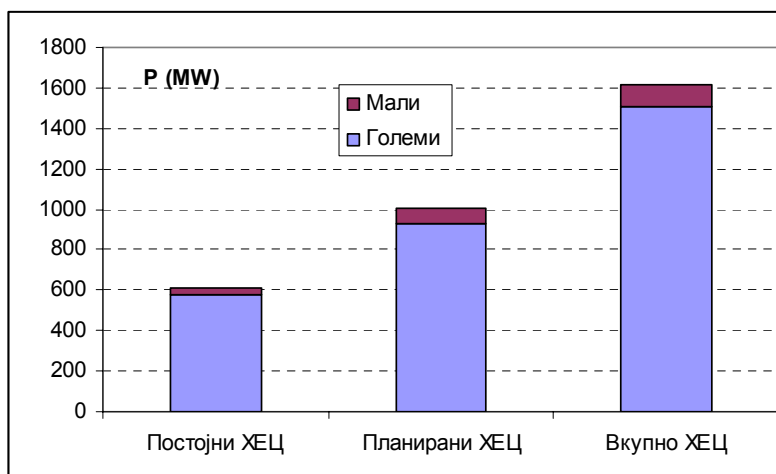
Покрај наведените предвидени се и неколку мали ХЕ на водоводни хидросистеми како: ХС Студенчица, ХС Лисиче, ХС Бошава и други, за кои се уште нема конкретни технички податоци.

### 2.1.3. Споредба на постојниот и планираниот хидропотенцијал

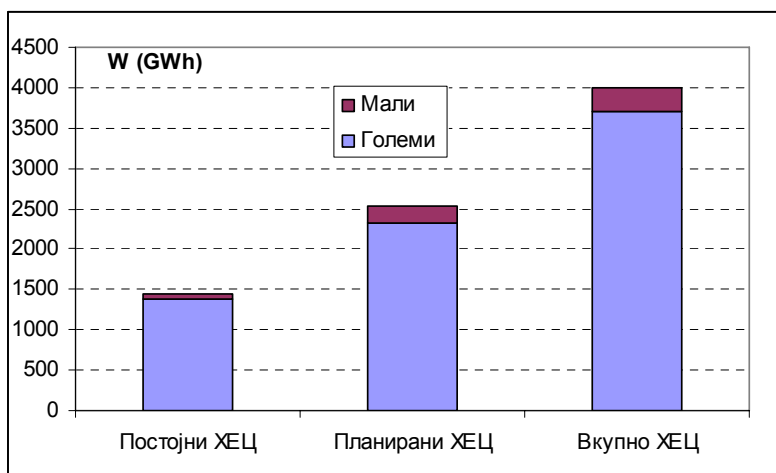
Во последниот дел за хидро енергија ќе биде даден преглед на постојниот изграден хидроенергетски потенцијал во Македонија, како и планираните хидроенергетски објекти. Во табела 2.1.3.1 е даден преглед на постојниот и планиран хидроенергетски потенцијал во Македонија. На слика 2.1.3.1 и слика 2.1.3.2 се даден графички преглед на инсталираната моќност и соодветното производство, за постојните, планираните и вкупно сите ХЕ во Македонија.

**Табела 2.1.3.1. Преглед на постојниот и планиран хидропотенцијал**

ХЕ	ПОСТОЈНИ		ПЛАНИРАНИ		ВКУПНО	
	$P_{inst}$	$W_{god}$	$P_{inst}$	$W_{god}$	$P_{inst}$	$W_{god}$
	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)
Големи	552	1392	960	2280	1512	3672
Мали	27	76	100	267	127	343
<b>Вкупно</b>	<b>579</b>	<b>1468</b>	<b>1060</b>	<b>2547</b>	<b>1639</b>	<b>4015</b>



**Слика 2.1.3.1. Инсталираност на постојните, планираните и вкупно ХЕ**



**Слика 2.1.3.2. Просечно годишно производство на постојните, планираните и вкупно ХЕ**

Предвидените ХЕ кои треба да се изградат во наредниот период во Македонија се со вкупна инсталирана моќност од околу 1060 MW, од кои 960 MW се во големи хидроенергетски капацитети, а околу 100 MW се во мали ХЕ. Соодветното вкупно средно годишно производство изнесува околу 2550 GWh, од што околу 2280 GWh се од големите ХЕ, и околу 270 GWh се од малите ХЕ. Со најавите за давање под концесија на дополнителни локации за изградба на мали ХЕ, се очекува дека до 2020 година придонесот на новите мали ХЕ може да достигне инсталирана моќност во границите од 80 до 120 MW со годишно производство од 210 до 310 GWh. Во периодот 2020-2030 се очекува изградба и на преостанатите мали хидроелектрани. Со ревитализација на постојните хидроелектрани може да се добие дополнително производство на електрична енергија.

Со вака предвидените хидро објекти, Македонија во наредниот период до 2030 година треба да го зголеми хидро потенцијалот на вкупно инсталирана моќност околу 1700 MW и со средно годишно производство од околу 4400 GWh.

## 2.2. БИОМАСА

Биомасата има значително место во енергетскиот биланс на Република Македонија. Таа учествува со 166 ktоe (1930 GWh; 6950 TJ), што изнесува 11,5% од вкупно произведената енергија во Република Македонија (2006 година)<sup>15</sup>, односно 6% од вкупно потрошената примарна енергија и 9,5% од потрошената финална енергија. Биомасата за согорување е застапена со 59% во искористувањето на обновливите извори на енергија во Македонија (слика 4.2).

Биомасата особено е застапена во домаќинствата, со задоволување на 30 – 33% од вкупните потреби од енергија. Околу 430000 домаќинства (76%) користат биомаса за затоплување.

Се проценува дека постои и неидентификувана потрошувачка на биомаса за согорување во износ од 25 – 35% од евидентираната.

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 завземаат 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.

На шумско земјиште во Република Македонија припаѓаат околу 11600 km<sup>2</sup> (1,16 милиони ha) од кои вкупната површина под шуми изнесува близу 960 илјади хектари (состојба 31.12.2006 година) (табела 2.2.1 и слика 2.2.1). Вкупната дрвна маса е околу 74 милиони m<sup>3</sup> (табела 2.2.2), а вкупниот годишен прираст 1,85 милиони m<sup>3</sup> со просечен годишен прираст на хектар од 2,02 m<sup>3</sup>.

Шумите во државна сопственост зафаќаат 90,14% од вкупната површина, додека вкупното учество во дрвна резерва изнесува 92,2%. Приватните шуми

---

<sup>15</sup> © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

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).

**Табела 2.2.1 Шумски фонд по видови дрвја во Република Македонија<sup>16</sup>**

Шумски фонд (во хектари)	31.12.2005	Шуми според сопственоста		
	година	(31.12.2006 година)		
	Вкупно	Вкупно	државна	приватна
	2005. год	2006 год.	сопственост	сопственост
<b>Вкупно</b>	<b>955228</b>	<b>959259</b>	<b>854799</b>	<b>104460</b>
<b>Чисти насади од листопадни дрвја</b>	<b>555495</b>	<b>560389</b>	<b>486431</b>	<b>73958</b>
Бука	232644	235311	216918	18393
Дабови (сите)	284253	284587	237668	46919
Други тврди листопадни	34224	35971	27867	8104
Топола	457	480	201	279
Други меки листопадни	3917	4040	3777	263
<b>Чисти насади од иглолисни дрвја</b>	<b>83665</b>	<b>87569</b>	<b>76909</b>	<b>10660</b>
Смрча	1419	1466	1427	39
Ела	3148	3278	3202	76
Црн бор	61795	64971	55755	9216
Бел бор	10019	10259	8987	1272
Други иглолисни	7284	7595	7538	57
<b>Мешовити насади од листопадни дрвја</b>	<b>251006</b>	<b>248439</b>	<b>231338</b>	<b>17101</b>
Бука-даб-други листопадни	31768	31406	27610	3796
Бука-други листопадни	23677	22009	19310	2699
Дабови-други листопадни	168339	169123	161076	8047
Други листопадни	27222	25901	23342	2559
<b>Мешовити насади од иглолисни дрвја</b>	<b>5161</b>	<b>6383</b>	<b>5068</b>	<b>1315</b>
Смрча-ела	295	242	242	-
Црн-бел бор	1316	2654	1339	1315
Други иглолисни	3550	3487	3487	-
<b>Мешовити насади листопадни-иглолисни дрвја</b>	<b>59901</b>	<b>56479</b>	<b>55053</b>	<b>1426</b>
Бука-смрча-ела	10682	10693	10693	-
Црн бор, бел бор и други иглолисни	2656	2787	2768	19
Други листопадни и други иглолисни	46563	42999	41592	1407

<sup>16</sup> Статистички Годишник на Република Македонија, 2007 год.

# ПРОСТОРЕН ПЛАН НА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА

ПРЕДЛОГ ПЛАН 2002 - 2020



МИНИСТЕРСТВО ЗА ЖИВОТНА СРЕДИНА И ПРОСТОРНО ПЛАНИРАЊЕ



ЈАВНО ПРЕТПРИЈАТИЕ ЗА ПРОСТОРНИ И УРБАНИСТИЧКИ ПЛАНОВИ

Сектор:

Користење и заштита на природните ресурси

Тема:

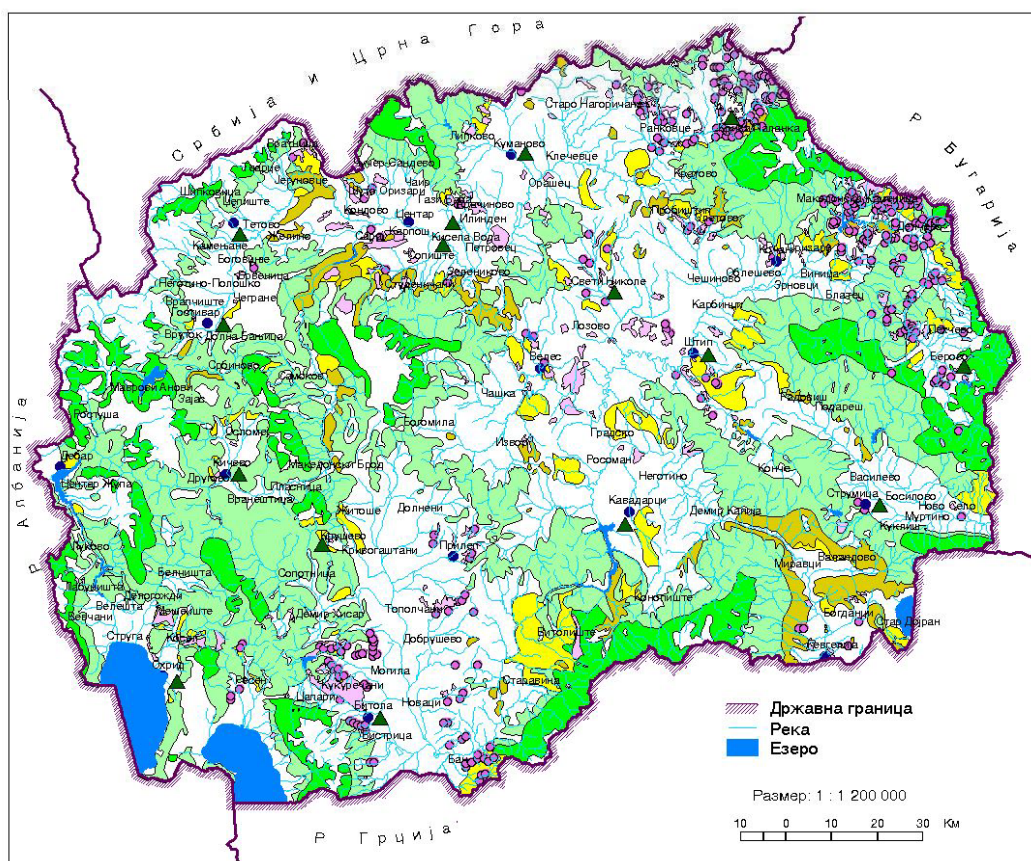
Шуми и шумско земјиште

**Шуми по форма на одгледување**

Карта бр. 4

Легенда:

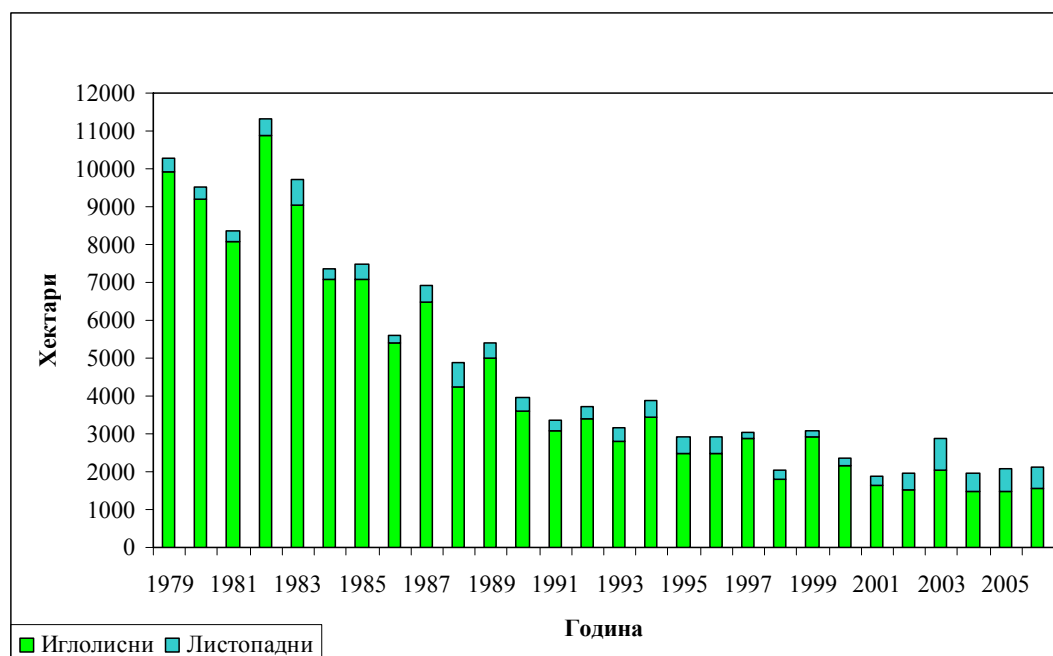
- |   |  |  |  |
|---|--|--|--|
|  високи шуми               |  ниски шуми |  шумски култури над 50 ха |  шумски култури до 50 ха |
|  деградирани шуми и шикари |  |  површини за пошумување   |  расадник                |



Слика 2.2.1 Шуми по форма на одгледување

**Табела 2.2.2 Категории на шуми во Република Македонија<sup>17</sup>**

Категории на шуми (Состојба 31.12.2004 година)	
<u>По форма на одгледување</u>	
Високостеблени	262790 ha со 46958000 m <sup>3</sup> дрвна маса
Нискостеблени	643210 ha со 27375000 m <sup>3</sup> дрвна маса
<u>По состав</u>	
Лисјари	825370 ha
Иглолисни	39860 ha
Мешани	40770 ha
<u>По намена</u>	
Стопански	834347 ha
Заштитни	17617 ha
Национални паркови и други шуми со посебна намена	54036 ha



**Слика 2.2.2 Вештачко пошумување 1979 - 2006**

Вкупната површина под шуми, шумски култури и интензивни насади во Македонија изнесува 38,8% од вкупната територија, што е релативно високо во однос на Европа (29,3%) и во однос на соседните земји (Србија 26,2%, Бугарија 28,7%, Грција 16%). Меѓутоа, со 82 m<sup>3</sup>/ha Македонија е сиромашна со квалитетни шуми. Околу 71% од површината е со нискостеблести и деградирани шуми и со само 37% од вкупната дрвна маса. Друга значајна карактеристика е дека постојат поголеми подрачја во Македонија со ниска шумовитост како и долини и необраснато шумско земјиште кои се погодни за пошумување.

Со помош на Фондот за пошумување кој функционираше до 1990 година, беа пошумени повеќе од 140 илјади хектари долини и се постигна зголемување

<sup>17</sup> Стратегија за одржлив развој на шумарството во Република Македонија, Министерство за земјоделство, шумарство и водостопанство, 2007 год.

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 (слика 2.2.2). Од тоа околу 75% се иглолисни и остатокот листопадни дрва.

Охрабруваат акциите за пошумување што се реализираат последниве години во соработка на Владата на Македонија и невладиниот сектор.

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.

Биланс на прирастот на шумската маса е прикажан на табела 2.2.3.

**Табела 2.2.3 Биланс на прирастот и користење на дрвесината (етат)<sup>18</sup>**

Категории на шума по форма на одгледување (Состојба 31.12.2004 година)	Прираст	
	m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /ha
<u>Високостеблени</u>	906141	3,45
Разновозрасни	690977	4,14
Едновозрасни	215164	2,24
<u>Нискостеблени</u>	888475	1,59
<u>Други</u>	34415	0,40
Шикари	31370	0,40
Макии	648	0,40
Честари	2397	0,39
<b>Вкупно</b>	1829030	2,02

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 ЈП Македонски шуми го снабдува пазарот со 600 – 720 илјади m<sup>3</sup> огревно и техничко дрво годишно<sup>19</sup>, а во приватните шуми се врши маркирање на уште 120 – 180 илјади m<sup>3</sup>. Околу 90% од тоа се листопадни и остатокот иглолисни дрва.

Имајќи предвид дека по форма на одгледување дури 71% се нискостеблени шуми кои немаат техничка маса (табела 2.2.2), логично е од нив да се произведува огревно дрво. Од вкупно произведените шумски сортименти, огревно 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.

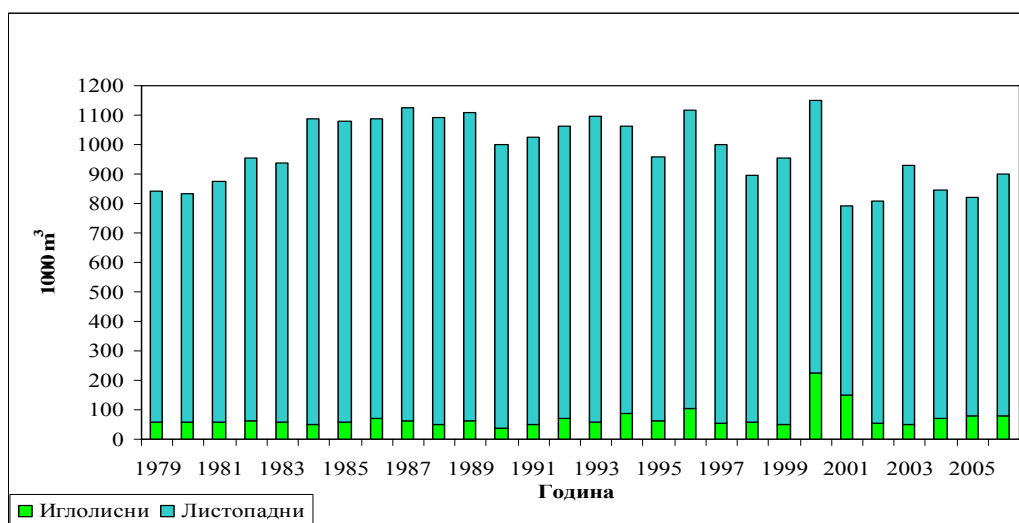
Вкупната сеча во шумите во Македонија е прикажана во табела 2.2.4 и на слика 2.2.3.

<sup>18</sup> Стратегија за одржлив развој на шумарството во Република Македонија, Министерство за земјоделство, шумарство и водостопанство, 2007 год.

<sup>19</sup> Статистички Годишник на Република Македонија, 2007 год.

Табела 2.2.4. Сеча во шумите во Република Македонија<sup>20</sup>

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



Слика 2.2.3. Искористување на шумите 1979-2006 во Македонија<sup>21</sup>

### 2.2.1. Отпадна биомаса

Отпадната биомаса ја сочинуваат:

- отпадоци од сечење на шуми,
- отпадоци од преработка на дрво,
- отпадоци од земјоделство,
- остатоци од сточарство,
- индустриски отпад, и
- цврст комунален отпад.

Изработени се повеќе студии за проценка на отпадната биомаса во Република Македонија<sup>22</sup> меѓу кои има и доста сеопфатни и квалитетни<sup>23</sup>, но сепак може да се каже дека нема доволно доверливи податоци за проценка на економски исплативиот потенцијал, ниту доволно искуство во изведба на конкретни постројки.

<sup>20</sup> Статистички Годишник на Република Македонија, 2007 год.

<sup>21</sup> Статистички Годишник на Република Македонија, 2007 год.

<sup>22</sup> Biomass availability study for Macedonia, A.B. van der Hem, SENTER project PSO99/MA/2/2, February 2001.

<sup>23</sup> Енергија од биомаса, Славе Арменски, Скопје, 2009



Напред веќе е изнесено дека од вкупната биомаса која што се користи за енергетски потреби, дрвото и дрвениот јаглен заземаат 80%. Преостанатите 20% или околу 380 GWh претставуваат отпадна биомаса, пред сè отпадоци од преработка на дрва и од шуми, гранки од винова лоза, оризови лушпи и гранки од овошни дрвја.

### ***Отпадна биомаса од дрво и од земјоделство***

Македонија има искуство во користењето на отпадната биомаса од сечењето на шуми, од преработката на дрво и од земјоделство пред сè во користење на истата во постројки за производство на топлина. Меѓутоа овој вид на отпадна биомаса е погоден и за користење во постројки за комбинирано производство на електрична енергија и топлина.

***Отпадоци од сечење на шуми.*** При планското сечење на шумите, проретчувањето на истите, сечење за изградба на патишта и сечење на опожарени и заболени дрва се создаваат отпадоци во облик на гранки, делови од стебла, кора, корења, иверки и др. Според табела 2.2.4 отпадоците од сечата на шумите изнесуваат во просек околу 70 илјади  $m^3$  годишно што претставува 8% од вкупната сеча<sup>24</sup>. Според одредени истражувања<sup>25</sup> спроведени во 2000 година, отпадоците од сечата на шумите во Македонија се проценети на околу 14% од вкупната сеча или околу 150 илјади  $m^3$ . Меѓутоа истите истакнуваат дека тоа е резултат на застарената механизација која се користи за сечењето и на намерно оставање на покрупен отпад за понатамошно неевидентно користење и дека нормално, со користење на помодерна техника на сечење, отпадот треба да изнесува 7% од вкупната сеча или околу 75 илјади  $m^3$  годишно. Тоа изнесува околу 47 илјади тони годишно. Многу мал дел од овој отпад, 40 - 100  $m^3$  годишно се користи од страна на шумските компании за затоплување на просториите додека остатокот се остава во шумата. Ниту во поразвиените европски земји, каде што со закон се задолжени компаниите што ја вршат сечата во потполност да го изнесат отпадот, тоа не се почитува до крај поради високата цена на собирањето на отпадот во тешко пристапните планински предели. Под претпоставка дека во Македонија може да се искористи околу 40% од шумскиот отпад во помали постројки за комбинирано производство на топлина и електрична енергија кои би се лоцирале во најблиската локација со топлински конзум, тогаш тоа би изнесувало 30 илјади  $m^3$  годишно, односно, близу 20 илјади тони годишно.

***Отпадоци од преработка на дрво.*** Во Република Македонија годишно се обработува околу 160 илјади  $m^3$  техничко дрво (табела 2.2.4). Постојат околу 100 компании кои се занимаваат со обработка на дрвото. Најголем број од нив се мали пилани. Одреден број поголеми компании се занимаваат само со производство на столарија, намештај и одреден број компании се занимаваат и со примарна и со секундарна преработка на дрвото. Отпадот добиен при преработката на дрвото се состои од иверки, струготинки, кора, исечоци од краевите на трупеците, цепенки, ситна дрвена прашина и др.

<sup>24</sup> Статистички Годишник на Република Македонија, 2007 год.

<sup>25</sup> Biomass availability study for Macedonia, A.B. van der Hem, SENTER project PSO99/MA/2/2, February 2001.

Се проценува<sup>26</sup> дека поголемите компании, кои се занимаваат со примарна и секундарна преработка на дрвото, обработуваат околу 50 илјади m<sup>3</sup> техничко дрво годишно. При тоа тие произведуваат околу 18 илјади m<sup>3</sup> дрвен отпад. Меѓутоа, најголем дел од тоа се користи во сопствени котлари за производство на параа и за греење на просториите. Дел од прашината се користи и за производство на брикети и палети. Ова количество на биомаса е веќе вброено во статистичките податоци за потрошувачка на биомаса за согорување. Меѓутоа, дел од котлите се доста стари и може да се очекува нивна замена со нови постројки за комбинирано производство на електрична енергија и топлина. Под претпоставка тој процент да изнесува 40%, расположивата биомаса за оваа намена е околу 7 илјади m<sup>3</sup> дрвен отпад годишно.

Помалите компании, во најголем број пилани, обработуваат околу 110 илјади m<sup>3</sup> техничко дрво и произведуваат околу 55 илјади m<sup>3</sup> дрвен отпад годишно. Овој дрвен отпад во основа не се користи. Проблем е што во најголем број овие компании немаат потреба од топлина. Доколку би се искористило 30% од овој отпад во мали постројки, тоа е 16 илјади m<sup>3</sup> дрвен отпад годишно.

Вкупниот потенцијал на отпад од преработка на дрво кој би можел економски да се искористи за комбинирано производство на топлина и електрична енергија се проценува на 23 илјади m<sup>3</sup> или околу 10 илјади тони дрвен отпад годишно.

**Отпадоци од земјоделство.** Од земјоделските отпадоци во Македонија од значење за комбинирано производство на топлина и електрична енергија се гранките од виновите лози, гранките од овошните дрвја и од житните и индустриски култури, како и отпадоци од преработка на храна. Дел од нив се користи за производство на топлина.

Под лозови насади во Македонија се околу 26000 ha. Со просечно годишно производство од 3 тони лозови прачки по хектар<sup>27</sup> кои се добиваат при кроење на лозјата, тоа е околу 80 илјади тони отпадна биомаса. Практичната расположивост на лозовите прачки се проценува на околу 30 илјади тони годишно.

Вкупната површина под овошни насади се проценува на 17 илјади хектари. При производство од најмалку 1 тон отпад по хектар тоа е најмалку 20 илјади тони отпадна биомаса годишно. Дел од оваа биомаса се користи и може да се очекува нејзино искористување во постројки за комбинирано производство на топлина и електрична енергија во износ од 4 илјади тони годишно.

Во Македонија постои значајно производство на слама од житарици (околу 350 илјади тони годишно), меѓутоа економски поисплативо е користењето на истата за ѓубрива, сточна храна и за добивање целулоза и според тоа не е достапна за енергетски цели. За енергетски цели на располагање е лушпата од ориз, која се проценува на околу 7 илјади тони годишно. Во Кочани е инсталиран котел со согорување на лушпа од ориз, но

---

<sup>26</sup> Biomass availability study for Macedonia, A.B. van der Hem, SENTER project PSO99/MA/2/2, February 2001.

<sup>27</sup> Податокот од 5-6 t/ha што се користи за Македонија се смета за нереален од поголем број стручњаци (Biomass availability study for Macedonia, A.B. van der Hem, SENTER project PSO99/MA/2/2, February 2001).

сепак може да се смета на околу илјада тони годишно на лушпа од ориз за комбинирано производство на топлина и електрична енергија.

Вкупната отпадна биомаса од земјоделство која може економски да се искористи за комбинирано производство на електрична енергија и топлина се проценува на близу 35 илјади тони годишно.

**Вкупно.** Кога ќе се сумира напред изнесеното може да се заклучи дека во Македонија се искористува околу 380 GWh отпадна биомаса, пред сè отпадоци од преработка на дрва и од шуми, гранки од винова лоза, оризови лушпи и гранки од овошни дрвја. Меѓутоа постои и значаен дел на неискористена отпадна биомаса од сечење на шуми, преработка на дрво и од земјоделство. Кога ќе се собере неискористената биомаса која може економски оправдано да се искористи за комбинирано производство на топлина и електрична енергија заедно со дел од биомасата која се користи за производство на топлина во застарени котли, а може да се пренамени за комбинирано производство, се добиваат податоците дадени во табела 2.2.1.1.

**Табела 2.2.1.1. Отпадна биомаса од сечење на шуми, преработка на дрво и од земјоделство која може економски да се искористи за комбинирано производство на електрична енергија и топлина**

	илјади тони годишно
Отпадоци од сечење на шуми	20
Отпадоци од преработка на дрво	10
Отпадоци од земјоделство	35
<b>Вкупно</b>	<b>65</b>

Од 65 илјади тони отпадна биомаса од сечење на шуми, преработка на дрво и од земјоделство во постројки за комбинирано производство на топлина и електрична енергија може да се добие околу 50 - 70 GWh електрична енергија и 120 – 180 GWh топлинска енергија, зависно од потребите и расположивиот конзум на топлинска енергија.

### **Цврст комунален отпад**

Под поимот комунален цврст отпад се подразбира отпад кој е собран од домаќинствата, заедно со одржувањето на јавната хигиена и собирање на отпадот од парковите, комерцијалниот-институционалниот отпад, отпадот од градежништвото како и отпадот од индустријата кој е сличен на отпадот од домаќинствата.

Цврстиот комунален отпад во Македонија се депонира во голем број депонии. Меѓу нив, само депонијата Дрисла, која го опслужува регионот на Скопје е добро управувана. Во наредниот период се планира воспоставување на интегрирано регионално управување со комуналниот цврст отпад. На ниво на Македонија се планираат седум регионални депонии<sup>28</sup>. Вкупната количина на комунален цврст отпад во Македонија изнесува близу 700 илјади тони

<sup>28</sup> Национална стратегија за инвестиции во животната средина (2009-2013), Министерство за животна средина и просторно планирање на Република Македонија, Март 2009

годишно. Од тоа на регионалната депонија Дрисла и припаѓа околу 200 илјади тони, а на другите регионални депонии по 50 до 100 илјади тони. Долната топлинска моќ на комуналниот отпад во Македонија, се проценува на 7860 kJ/kg<sup>29</sup>. Во проценетата вредност отпадоците од хартијата и пластиката учествуваат во вкупната маса на отпадот со 24% и 6% респективно. Доколку се реализира просечен степен на рециклажа на хартијата и пластиката од 50%, количеството на отпад ќе се намали на околу 600 илјади тони и калоричната вредност на отпадот на 6200 kJ/kg и доколку се оствари висок степен на рециклажа на хартијата и пластиката<sup>30</sup> ќе се намали количеството на отпад на околу 500 илјади тони и калоричната вредност на отпадот на помалку од 4000 kJ/kg. Зависно од варијантата која ќе се оствари, потенцијалот од цврстиот комунален отпад во Македонија изнесува 500 – 1500 GWh годишно. Доколку истиот се користи за производство само на електрична енергија<sup>31</sup> тоа би значило производство од редот 200 – 500 GWh годишно доколку би се искористил севкупниот потенцијал во Македонија. Горната граница подразбира дека Македонија нема да спроведе рециклажа на пластика и хартија, што секако е нереално, додека долната граница, со висока рециклажа на хартија и пластика, поради ниската калорична вредност на отпадот, подразбира комбинирани технологии со високи инвестиции. Во оптимистичко сценарио, тешко може да се предвиди и до 20 GWh електрична енергија годишно, до 2020 година, од цврстиот комунален отпад во Македонија.

### ***Индустриски отпад***

Покрај отпадот од индустријата за преработка на дрво и оној кој се депонира како цврст комунален отпад кои се напред посебно обработени, како и отпадот кој се рециклира во процесот на индустриското производство, постои и друг отпад погоден за производство на енергија. Овој потенцијал не е подетално истражен, но се проценува дека не може позначајно да придонесе во вкупното производство на енергија од биомаса.

### ***Остатоци од сточарството***

Отпадната маса од сточарството содржана во шталското ѓубре се користи за енергетски потреби пред сè преку биогасот кој се добива со анеоробна ферментација. Биогасот се состои од метан и јаглероден двооксид во сооднос 2:1 и од мали количества на NH<sub>3</sub> и H<sub>2</sub>S. Во Македонија отпадната маса од шталско одгледување на добиток и живина се проценува на околу 3,5 милиони тони годишно. Од неа можат да се добијат вкупно околу 90 илјади m<sup>3</sup> биогаз годишно со вкупна енергија од близу 600 GWh. Меѓутоа, искуствата со економски оправдано искористување на биогасот во регионот се доста скромни и реално искористивиот потенцијал не е поголем од 25% од вкупниот потенцијал. Се проценува дека од него може максимално да се добие помалку од 50 GWh електрична енергија.

---

<sup>29</sup> Славе Арменски, Енергија од цврст градски отпад, (во обновливи извори на енергија во Македонија, К. Поповски и др., МАГА, Скопје, 2006

<sup>30</sup> Во Хрватска постигнат е степен на рециклажа на пластиката од практично 100%.

<sup>31</sup> Депониите, особено Дрисла се далеку од топлинскиот конзум, а доколку се планираат постројки во близина на градовите, тоа би било условено со исклучително високи трошоци за заштита на животната средина.

### 2.2.2. Биогорива

Првата фабрика за биодизел гориво во Република Македонија е отворена во 2007 година. Рафинеријата е во сопственост на приватната компанија Макпетрол и е со капацитет од 30 илјади тони годишно. За производство на биодизел горивото се користи нерафинирано масло од семе од маслодајна репка. Во оваа фаза нерафинираното масло се набавува од увоз.

Најавени се уште две нови фабрики за производство на биодизел гориво во Република Македонија, од кои таа на „Благој Горев“ во Велес ќе врши екстракција на масло од сончоглед, репа и соја, а се планира да има вкупен капацитет на сировинска обработка од 20000 тони годишно и да произведува 13000 тони биодизел гориво.

Потрошувачката на биогорива до 2020 година е планирана на ниво од 10% од потрошувачката во сообраќајот<sup>32</sup>, односно околу 48 - 56 ktoe/годишно што е на ниво на планираните капацитети за производство.

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

Тука треба да се напомене дека во Европската Унија, индустрискиот комитет на Европскиот Парламент по разгледувањето на одредницата за застапеноста на биогоривата позитивно ја оценил обврзувачката цел за нивна застапеност од 10% во вкупната потрошувачка на бензин и дизел до 2020 година, но предложил ограничување на делот од биогорива произведен од зрна со што би се намалила конкуренцијата на производство на храна. Предложено е да од вкупната обврска само 60% да биде гориво произведено од прехранбени сировини додека останатите 40% да биде биогориво од друга генерација или електрична енергија и водород ако се произведени од обновливи извори на енергија. Во Директивата 2009/28/ЕС не е внесена ваква обврска меѓутоа, се нагласува дека Заедницата ќе превзема соодветни мерки за промовирање на критериумите на одрживост при производството на биомаса за биогорива како и мерки за развој на втората и на третата генерација на биогорива. Производството на биомаса за биогорива ќе се поддржува во смисол на зголемување на севкупното земјоделско производство и користење на деградирани земјишта. Понатака, ќе се стимулира производство на биогорива од отпад, остатоци, нехранливи целулозни материјали и сл.

Под биогорива од друга генерација се подразбираат тие што се добиени од земјоделски отпад, остатоци на земјоделското производство, непрехрамбени целулозни материјали и лигноцелулозни материјали.

И покрај тоа што технологиите за добивање на биогориво од втора генерација се во развој (на висок степен од развој), треба и во Република Македонија да се создадат услови за нивна поскура примена.

Имено, од вкупната биомаса која што се создава на земјоделските полиња, 40% мора да се врати во почвата, 30% се користи за исхрана на животните или на фармите, а преостанатите 30% може да се користат за производство на биогорива.

---

<sup>32</sup> Стратегија за развој на енергетиката на Република Македонија до 2030 година, МАНУ, 2010

### 2.3. ГЕОТЕРМАЛНА ЕНЕРГИЈА

Македонија има долгогодишно искуство во искористувањето на геотермалната енергија. Меѓутоа, последните 20 години за Македонија се период на стагнација на геотермалниот развој. Немаше инвестиции ниту во истражувања, ниту во развој на нови проекти. Како резултат на тоа значително опадна искористувањето на геотермалната енергија во последните неколку години. Од 21 ktоe годишно во 2001 година се сведе на 9 ktоe (околу 400 TJ; 110 GWh) во 2006 година. Во вкупното искористување на примарна енергија, геотермалната учествува со околу 0,4% и во потрошувачката на финална енергија со 0,5%.

Има значајно користење на геотермалната енергија за балнеологија.

Територијата на Република Македонија припаѓа на Алпско-Хималајската зона, со субзони без никаква современа вулканска активност. Засега се познати 18 геотермални полиња, со повеќе од 50 геотермални извори и дупнатини. Вкупниот излив е некаде околу 1000 l/sek, со температури од 20-78 °C. Топлите води се во главно од хидрокарбонатна природа, со оглед на нивната доминантна анионска и мешана со еднакво присуство на натриум, калциум и магнезиум структура. Растворените минерали се во граница од 0,5 до 3,7 g/l.

Сите термални води во Македонија се со метеорско потекло. Топлотниот извор е регионалниот проток на топлина, а тој во Вардарската зона е околу 100 mV/m<sup>2</sup>, при дебелина на земјината кора од околу 32 km.

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

Искористувањето на овој потенцијал за енергетски потреби е на локално ниво. Со оглед на релативно ниската температура (највисоката е 78 °C, во Кочанскиот регион) таа се користи исклучително 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).

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. Одредени студии индицираат дека на длабочини од околу 5000 m може да се најде параа со температура повисока од 100 °C. Меѓутоа цената за бушење на длабоки бунари е поголема од милион долари по бунар. Оваа сума не може да се покрие со постоечките цени на произведената електрична енергија од евентуалната електрана<sup>33</sup>.

При сегашните капацитети на геотермалните извори не може да се очекува зголемување на користењето на геотермалната енергија за греење на згради во Кочани, затоа што и постоечкиот потенцијал е на граница на

<sup>33</sup> Energy Sector Policy Note, World Bank, Report No. 48983-MK, October 2009

задоволување на приклучените оранжериски комплекси, а и подземниот капацитет (количина на вода која може/смее да се користи) е лимитиран. При доста пониски температури на надворешниот воздух, и во оранжериите мораат да ја догреваат водата, или да ја спуштат температурата во заштитениот простор на граница на преживување на растенијата, или да ја жртвуваат целата жетва.

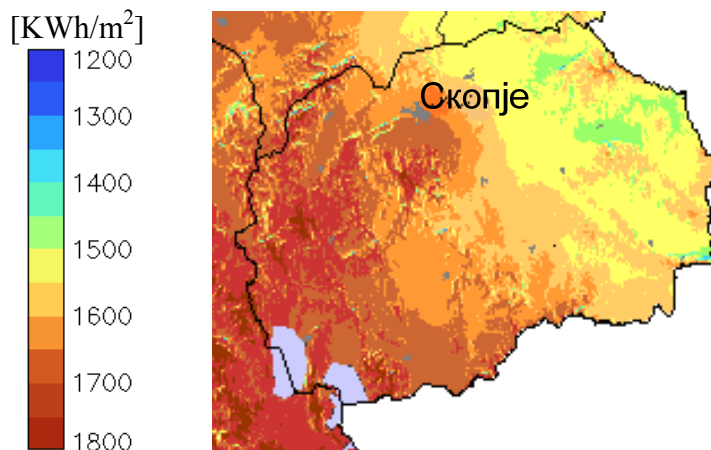
Во последно време има одредени активности за модернизација на геотермалниот систем „Геотерма“ во Кочани кои се реализираат преку финасиска билатерална помош од Владата на Австрија. Во Истибања кај Винаца минатата година е избушен нов бунар. Во тек е изградба на нов експлоатационски бунар и нови истражни 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 (реинжектирање), преку постоечките бунари во бањата Банско, со претходно елиминирање на колоидните материи, насобрани во водата. Постојат и приватни иницијативи за нови бунари. Има активности и во Дојран. Се работи и Студија за дупчење на бунари за електрана од 5 MW во Кочани. Постои и студија за бинарна електрана со моќност од 750 kW. Започнувањето на активностите за истражување на нафта секако ќе придонесе и во изнаоѓање на нови извори со повисоки температури на водата.

Потенцијалот на користењето на геотермалната енергија за греење на оранжериите треба да се постави во корелација со развојот на земјоделството и потребата од оранжериите. За остварување на оваа цел, покрај веќе превземените активности, потребни се дополнителни акции и од страна на локалната самоуправа и од страна на Владата.

## **2.4. СОНЧЕВА ЕНЕРГИЈА**

Сончевата енергија се искористува на симболично ниво за загревање на водата во домаќинствата. Но географската позиција и климата во Македонија нудат многу добра перспектива за користење на сончевата енергија. Вкупното годишно сончево зрачење варира од минимум 1250 kWh/m<sup>2</sup> во северниот дел до максимум 1530 kWh/m<sup>2</sup> во југозападниот дел што доведува до просечно годишно сончево зрачење од 1385 kWh/m<sup>2</sup> (слика 2.4.1.).

Годишниот просек за дневното зрачење варира меѓу 3,4 kWh/m<sup>2</sup> во северниот дел на земјата (Скопје) и 4,2 kWh/m<sup>2</sup> во југозападниот дел (Битола). Климатските карактеристики - висок интензитет на сончево зрачење како и неговото времетраење, температурата, влажноста, овозможуваат поволни услови за успешниот развој на сончевата енергија. Континенталната клима со жешки и суви лета ја прави Македонија земја со повисок потенцијал за искористување на сончевата енергија од просечните Европски земји.



Слика 2.4.1. Мапа со ресурси на сончева енергија <sup>34</sup>

### 2.4.1. Термални системи

Кога се зборува за технологии за користење на сончевата енергија, во прв ред се мисли на сончеви термални системи за добивање на топла вода. Согласно со поднебјето во Македонија, од интерес е однесувањето на системи за домашна употреба, како и големи сончеви системи кои вообичаено се поставуваат на болници, хотели и други слични објекти. Типични системи за домашна употреба се S1, со волумен на складирање на котелот 160 l и површина на колекторот 2,6 m<sup>2</sup> (покрива потреби на 4-6 лица) и S2 со волумен на складирање на котелот 115 l и површина на колекторот 1,9 m<sup>2</sup> (покрива потреби на 3-4 лица). За овие два типа на системи направени се годишните предвидувања на перформансите за градовите Скопје, Штип и Битола. Предвидените годишни излезни параметри на двата системи се дадени во табела 2.4.1, во услови на потрошувачка на еден волумен на котелот на крајот на денот, што е реална претпоставка ако се инсталира систем со соодветна големина.

Табела 2.4.1.1. Годишна испорака на енергија (kWh/m<sup>2</sup>) од домашен сончев систем за производство на топла вода <sup>35</sup>

Град	Домашен сончев систем	
	S1(160/2,6)	S2(115/1,9)
Скопје	620	549
Штип	624	558
Битола	734	697

Од табелата може да се види дека капацитетот на годишната испорака на енергија на системите е во просек 600 kWh/m<sup>2</sup>. Се претпоставува дека домашниот сончев систем за топла вода делумно ќе го замени системот кој користи електрична енергија. Според тоа, домаќинствата во просек од системот ќе реализираат околу 450 kWh/m<sup>2</sup>, годишно.

<sup>34</sup> Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/countries/countries-europe.htm#wb>

<sup>35</sup> EXERGIA S.A, Markovska N., local expert for solar energy: **Use of Renewable Energies and Energy Conservation, Part D: Report on solar energy, biomass and wind energy**, in Investment Options in the Energy Sector, Component 6, PHARE Programme, January 2003.



За финансиска евалуација се зема просечен сончев систем со волумен на котелот од 130 l и површина на колекторот од 2,2 m<sup>2</sup>. Цената на еден таков систем е од редот 700 евра. Просечното годишно искористување на енергија од системот е 990 kWh (2,2 m<sup>2</sup> × 450 kWh/m<sup>2</sup>). Цената на електричната енергија за потребите на домаќинствата во Македонија е од редот на 0,05 EUR/kWh. Годишните заштеди се околу 50 евра (990 kWh × 0,05 евра). Следствено, периодот на исплаќање на еден ваков систем е поголем од 10 години што не е многу привлечна бројка. Една од причините за тоа е релативно ниската цена на електричната енергија за домаќинствата. Со воведување на пазарна цена на електричната енергија (од 2015 година) и со очекуваното зголемување на цената на електричната енергија во регионот (поради цената што ќе ја плаќаат термоелектраните за емисијата на стакленични гасови) сончевите системи ќе постануваат се поатрактивни. Состојбата ќе се подобри кај новите домаќинства или во услови на замена на расипан електричен грејач на вода, каде од трошокот за сончевиот систем треба да се одземе трошокот за грејачот. Треба да се напомене дека домаќинствата со инсталиран сончев систем трошат повеќе топла вода со што го подобруваат квалитетот на живеење.

Проценка за искористивиот потенцијал во домашниот сектор може да се направи ако се појде од бројот на домаќинства во Македонија кој е околу 600000 и долгорочно гледано може да се претпостави дека 25% од нив (150000) ќе имаат можност да инсталираат домашни сончеви системи за топла вода. Годишната испорачна енергија при тие претпоставки е околу 149 GWh (150000 × 2,2 m<sup>2</sup> × 450 kWh/m<sup>2</sup>).

Продорот на сончевите системи во јавниот и во комерцијалниот сектор е релативно спор, на пример во Грција големите системи се само мал процент од оние што се во домаќинствата (околу 10%), иако има голем број хотели кои може да користат сончева енергија за добивање на топла вода. Во Македонија ако се претпостави дека тој процент ќе биде двапати помал (5%) се доаѓа до потенцијалот од околу 7 GWh (149 GWh × 0,05).

#### **2.4.2. Системи за производство на електрична енергија**

##### ***Сончеви термални електрани***

Кај овие електрани сончевата енергија се користи за загревање на работниот флуид кој понатаму се користи во класична електрана за производство на електрична енергија. Постојат голем број различни решенија и различни технологии и конструкции на сончеви термални електрани. Овој тип на електрани сè повеќе се користи во светот, пред сè во Шпанија (преку 200 MW во погон и преку 1 GW во фаза на изградба) и во САД (преку 400 MW во погон и близу 100 MW во фаза на изградба и преку 8 GW во фаза на планирање). Само неколку (3-4) се изградени надвор од овие две земји и неколку се во фаза на изградба.

АД ЕЛЕМ планира изработка на физибилити студија за проектот за сончева електрана со термална технологија со инсталирана моќност од 50 MW и годишно производство од 104 GWh. Доколку препораките на студијата се позитивни се предвидува објавување на тендер за барање на стратешки партнер за јавно приватно партнерство по што би следувала изградба на сончева електрана во периодот после 2020 година.

## Фотонапонски системи

И покрај предностите на сончевата енергија за Македонија како држава на југот од Европа, сиромашна со домашни енергетски ресурси, но со долгогодишна традиција на теориски и експериментални истражувања во областа на фотонапонските системи, практичната примена на овие системи кај нас сè уште е ограничена на само неколку пилот инсталации во телекомуникациите и улично осветлување во некои општини

Со цел поттикнување на инвестиции во фотонапонски системи, Регулаторната комисија за енергетика неодамна усвои повластени тарифи за купопродажба на електричната енергија произведена и испорачана од фотонапонски системи, и тоа 46 евроценти/kWh (за системи со помал капацитет од 50 kW) и 41 евроценти/kWh (за системи со поголем капацитет од 50 kW). Со овие тарифи инвестициите во фотонапонски системи ќе станат многу поисплатливи, но за нивна реализација потребно е елиминирање на техничките и административно-легислативните бариери.

## 2.5. ВЕТЕРНА ЕНЕРГИЈА

Искористувањето на енергијата на ветрот е посебно актуелна проблематика и најповеќе експлоатирана за производство на електрична енергија од сите видови на обновливи извори на енергија. Според географската поставеност, локациите погодни за користење на енергијата на ветрот се делат на локации покрај морски брег (offshore sites) и локации на континентален дел, внатре на копно (inland sites). Поради метеоролошките услови и струењата на воздушните маси, локациите покрај морска обала се поповолни за градење на ветерни електрани. За земји како Македонија која е континентална и заградена со планински венци, потребно е дополнително испитување на погодни локации за градба на ВЕ.

Според меѓународната класификација, потенцијалните локации за градба на ВЕ се делат на класи<sup>36</sup> според густината на ветерната моќност, WPD (Wind Power Density), односно според брзината на ветрот. Класите се дадени во табела 2.5.1.

**Табела 2.5.1. Класи на ветрови според енергетската густина и брзината на ветрот на 10 метри и на 50 метри над тлото.**

10 метри			50 метри		
Класа	WPD*	v	Класа	WPD	v
	W/m <sup>2</sup>	m/s		W/m <sup>2</sup>	m/s
1	<100	<4,4	1	<200	<5,6
2	100-150	4,4-5,1	2	200-300	5,6-6,4
3	150-200	5,1-5,6	3	300-400	6,4-7,0
4	200-250	5,6-6,0	4	400-500	7,0-7,5
5	250-300	6,0-6,4	5	500-600	7,5-8,0
6	300-400	6,4-7,0	6	600-700	8,0-8,8
7	>400	>7,0	7	>800	>8,8

\*  $WPD = 0,5 \cdot \rho \cdot v^3$ , каде  $\rho$  и  $v$  се густината и брзината на воздухот

<sup>36</sup> American Wind Energy Association ([www.awea.org/faq/basicwr.html](http://www.awea.org/faq/basicwr.html)).

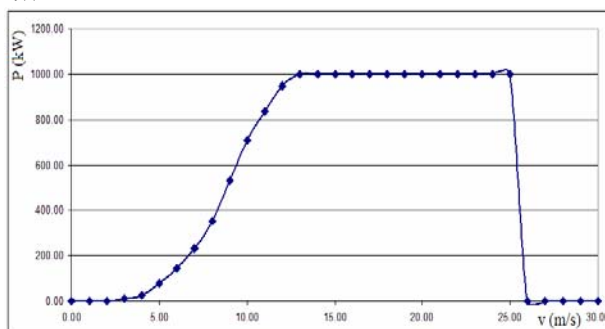
Ветерните електрани се градат како комплекс од повеќе поединечни ветерни турбини, кои енергијата ја даваат интегрално преку конекцијата на ВЕ со електроенергетскиот систем. Изборот на комерцијалните ветерни турбини зависи од изборот на инвеститорот и дизајнерот на ВЕ. Скоро сите комерцијални ветерни турбини работат во дијапазон на брзини на ветрот од 4m/s до 25m/s, но брзината за која се постигнува инсталираната моќност на турбината е околу 12m/s. Заради проценка на енергетскиот потенцијал на ветрот каде има мерени вредности, избрани се 3 видови комерцијални ветерни турбинско-генераторски системи за производство на електрична енергија, секој претставен со својата енергетска карактеристика.

*Тип на ветерна турбина – 1000 kW*

Брзина на вклучување  
3 m/s

Номинална брзина  
13 m/s

Брзина на исклучување  
25 m/s

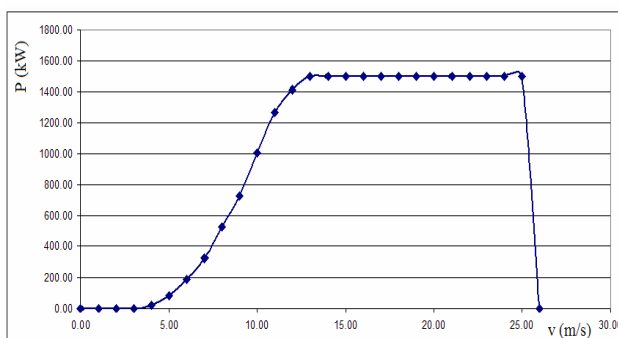


*Тип на ветерна турбина – 1500 kW*

Брзина на вклучување  
4 m/s

Номинална брзина  
13 m/s

Брзина на исклучување 25  
m/s

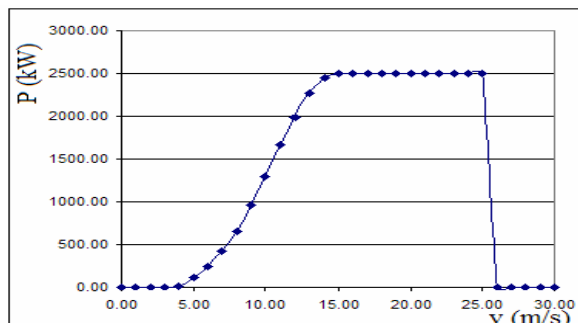


*Тип на ветерна турбина – 2500 kW*

Брзина на вклучување  
4 m/s

Номинална брзина  
15 m/s

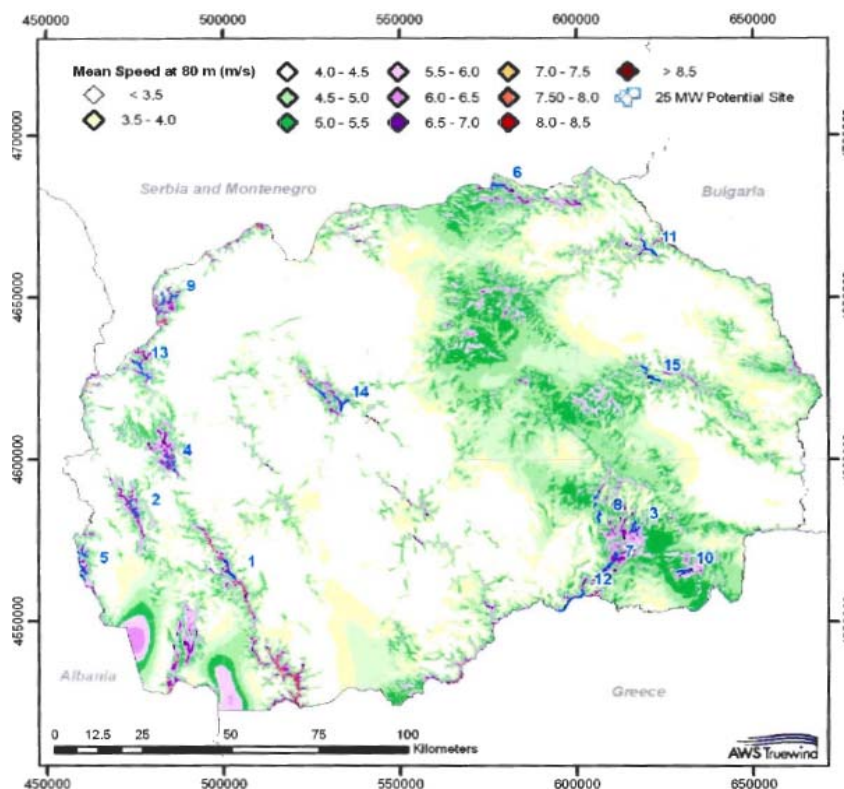
Брзина на исклучување  
25 m/s



### 2.5.1. Енергетски потенцијал

Досега во Македонија се направени повеќе студии за одредување на најпогодни локации за градба на ВЕ, како и проценка на енергијата на ветрот на соодветните локации. Според студијата изработена на основа на сателитски снимки од AWSTruewind<sup>37</sup>, направен е атлас на енергетскиот потенцијал на ветрот во Македонија.

Според Студијата во Македонија се избрани 15 најповолни потенцијални локации за градба на ВЕ, кои се прикажани на слика 2.5.1.1. На сликата е дадена и мапа на ветрови во Македонија.



Слика 2.5.1.1. Мапа на најповолни локации за градба на ВЕ

Според географската локација и релјефната конфигурација, погодни локации во Македонија за градба на ВЕ се долината на р. Вардар, односно Повардарието, Овче Поле околу Свети Николе, како и повисоките планински делови каде има високи брзини на ветрот.

Во табела 2.5.1.1 се дадени основните вредности на 15 локации кои во атласот на ветрови се избрани како најпогодни за градба на ВЕ.

Од овие 15 локации, само 3 се на надморска висина до 1000 метри, а останатите се лоцирани на планинските делови од земјата, од кои 6 локации се на надморска висина над 2000 метри, што секако не се поволни за градба на ВЕ. За сите локации е претпоставена градба на ВЕ со инсталирана моќност од околу 25 MW и со оперативен капацитет на работа или CF (Capacity factor) од 0,27 до 0,39.

<sup>37</sup> Wind Energy Resource Atlas and Site Screening of the R. of Macedonia, AWSTruewind, June 2005

**Табела 2.5.1.1. Податоци за најповолни локации за градба на ВЕ**

	Кота (мнв)	Брзина на ветер на 80m (m/s)	CF*	P (MW)	Најниска проценка на трошоци за конекција со ЕЕС (mil €)
1	1896	8,41	0,389	25	2,02
2	2079	7,97	0,347	25	2,10
3	566	7,35	0,338	24,9	1,50
4	1994	7,63	0,325	25	2,00
5	2088	7,85	0,329	25	2,38
6	1159	7,53	0,347	25	3,76
7	1453	7,45	0,324	25,4	2,14
8	641	6,96	0,313	26,4	1,39
9	2511	8,06	0,325	25,4	2,55
10	408	7,04	0,305	25	1,39
11	2003	7,30	0,306	25	2,13
12	1998	7,43	0,314	25,9	3,05
13	2134	7,13	0,288	25	1,99
14	2319	7,29	0,297	27,4	2,92
15	1577	6,68	0,272	25,9	1,79

\*  $CF=W/(8760 \cdot P)$  каде  $W$  е годишното производство на електрична енергија и  $P$  инсталирана моќност на ветерната електрана;  $CF$  е фактор на годишно ангажирање на електраната со инсталираната моќност

Соодветно на атласот, избрани се најповолни локации за понатамошни истражувања на ветерната енергија. Од нив избрани се четири локации<sup>38</sup> на кои од 2006 година континуирано се вршат мерења на брзините на ветрот, насоката, како и други метеоролошки параметри. Во тек се подготовки за мерења на уште пет локации.

Избраните локации каде се инсталирани мерни станици се (слика 2.5.1.2):

- Ранавец (Богданци) на 472 мнв,
- Шашаварлија (Штип) на 857 мнв,
- Богословец (Свети Николе) на 733 мнв,
- Флора (Кожуф) на 1730 мнв.

Според добиените податоци за мерените локации за брзината на ветрот во Македонија, направена е проценка на енергетскиот потенцијал. Мерењата се направени на 50 метри над плото и извршена е екстраполација на брзините на ветрот на 60 метри над плото.

За секоја од 4 локации, за кои има мерени вредности, направени се симулации за очекуваниот енергетски потенцијал на две сценарија при претпоставена инсталирана моќност на ВЕ. За таа намена, пресметани се Вејбуловата распределба, очекуваното производство од единечна турбина, како и од цела ВЕ.

<sup>38</sup> Пилот проект – Ветерна фарма, ЕЛЕМ, Скопје 2008



**Слика 2.5.1.2. Мапа на 4 локации со инсталирани мерни уреди**

Просечните брзини на разгледуваните локации за градба на ВЕ во Македонија изнесуваат од 6,7 m/s до 8,5 m/s, што според искуствата можат да бидат погодни за градба на ВЕ. Изборот на локацијата секако зависи и од други услови, како: конфигурацијата на теренот, сопственоста на локацијата (приватна или државна), инфраструктура и пристап до сообраќајници (за транспорт на опремата), одалеченост од високонапонската или среднонапонска мрежа, економската страна за заинтересираност на инвеститори, и др.

Според мапата на ветрови, како и според мерените вредности на 4 локации, предвидената инсталирана моќност по локација е од 20 MW до 30 MW. За изборот на единечна турбина и бројот на турбини и нивната поставеност на локацијата, потребни се дополнителни испитувања на конфигурацијата на самата локација и секако од можностите на инвеститорот. Мерените податоци во Македонија покажуваат дека ефективниот фактор на ВЕ со инсталираност до 30 MW изнесува од 0,13 до 0,25. Тоа значи дека очекувано годишно производство за ВЕ со инсталирана моќност од 25 MW е во граници од 30 GWh до 55 GWh.

Секако при избор на локациите за градба на ВЕ и инсталираноста треба да се смета на стохастичната природа на појава на ветровите. Ова е посебно важно од аспект на динамиката на појавување на ветровите, односно соодветно и моќностите, како и од инјектирање на енергија со непредвидлива динамика во ЕЕС. Реалните можности во Македонија е изградба на ВЕ на 6 најповолни локации во Македонија (прва група), со вкупна моќност од околу 150 MW до 180 MW што изнесува околу 10% од сегашната вкупно инсталирана моќност во ЕЕС на Македонија. Очекуваното годишно производство од овие 6 локации изнесува од 300 GWh до 360 GWh.

Прва група на приоритетни 6 локации:

Ред. бр.	Име на локација	Надморска висина	Статус со мерни податоци
1	Ранавец (Богданци)	472 мнв	има
2	Шашаварлија (Штип)	857 мнв	има
3	Богословец (Св Николе)	733 мнв	има
4	Флора (Кожуф)	1730 мнв	има
5	Венец (Св Николе)	853 мнв	нема
6	Ерџелија (Св Николе)	-	нема

Првите 4 локации од првата приоритетна група за градба на ВЕ, се локациите каде има мерни станици и за кои има мерени вредности. Последните две локации се во близина на Свети Николе во Овче Поле, кои се исто така погодни за ВЕ, меѓутоа треба да се инсталираат мерни станици за да се добијат мерени вредности на ветрот. До 2020 година од ова прва група на проритетни 6 локации може да се изградат ВЕ со вкупна инсталирана моќност од околу 180 MW и очекуваното годишно производство од околу 360 GWh.

Втората група на потенцијални локации за градба на ВЕ се избрани од мапата на ветрови, а во заградата се местата означени на мапата.

Втора група на потенцијални 3 локации:

Ред. бр.	Име на локација	Надморска висина	Статус со мерни податоци
1	Демир Капија (8)	641 мнв	нема
2	Туртел Кочани (15)	1577 мнв	нема
3	Демир Капија (3)	566 мнв	нема

За ова група на локации нема никакви мерени вредности, за што треба да се инсталираат мерни станици, и да се добие очекувано производство. Меѓутоа, локациите се слични по конфигурација на локациите каде има мерени вредности или пак се наоѓаат во нивна близина, па затоа за очекување е дека и нивното производство би било во истите граници како и за мерените локации од првата група. Секако дека овие потенцијални локации за изградба на ВЕ треба дополнително да се истражат од аспект на добивање на мерени вредности на ветрот, конфигурација на локациите, така што во декадата 2020-2030 се очекува динамиката и интензитетот на градба на ВЕ да продолжи. Вкупната инсталирана моќност до 2030 година се планира на околу 360 MW со очекуваното годишно производство од околу 720 GWh.

За сите локации од првата и од втората група се потребни и додатни испитување на теренот, инфраструктурата на околината, можности за енергетска конекција со ЕЕС и др.

### 2.5.2. Анализа на работата на ветерните електрани

Стохастичката природа на појава на ветрови треба посебно да се анализира од аспект на динамички влијанија на инјектирана моќност и енергија во ЕЕС. Иако е со голема непредвидливост, сепак може да се направат дополнителни напори да се најде одредена очекуваност на појава на моќност од ВЕ во одредени периоди како сезонски, така и во деноноќието. Во овој дел ќе

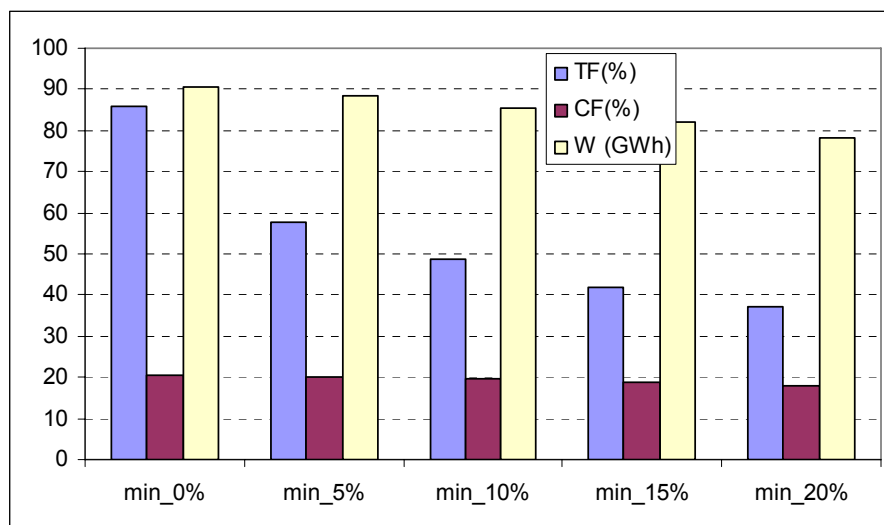
се направат анализи на појава на моќност и енергија за ВЕ на една од локациите во Македонија со  $P_{inst} = 50 \text{ MW}$  ( $50 \times 1\text{MW}$ ). Посебно е важно распределбата на енергија по сезони (зима, пролет, лето и есен), како и годишната појава на енергија во ноќните часови на низок конзум (24 - 07) и во дневните часови на висок конзум (08 - 23 часот).

Исто така ќе се анализира и ангажираното време на ВЕ на мрежа во часови, како и во проценти (time factor, TF) во зависност од минималната моќност. Во табела 2.5.2.1 и соодветно на слика 2.5.2.1 се прикажани годишното време на мрежа на ВЕ во зависност од минималната моќност, производството и факторите TF и CF.

**Табела 2.5.2.1. Ангажирано време на работа во часови, проценти TF(%), производство и факторот CF(%) во зависност од мин. моќност за ВЕ**

$P_{inst}=50 \text{ MW}$ (50x1MW)	часови	TF(%)	W (GWh)	CF(%)
min_0%	7537	86,04	90,65	20,70
min_5%	5039	57,52	88,45	20,19
min_10%	4262	48,65	85,53	19,53
min_15%	3678	41,99	81,90	18,70
min_20%	3251	37,11	78,16	17,84
min_60%	1363	15,56	40,38	9,22

\*TF time factor – годишна ангажираност на ветерната електрана



**Слика 2.5.2.1. Фактори TF и CF и производството за ВЕ на локација во Македонија**

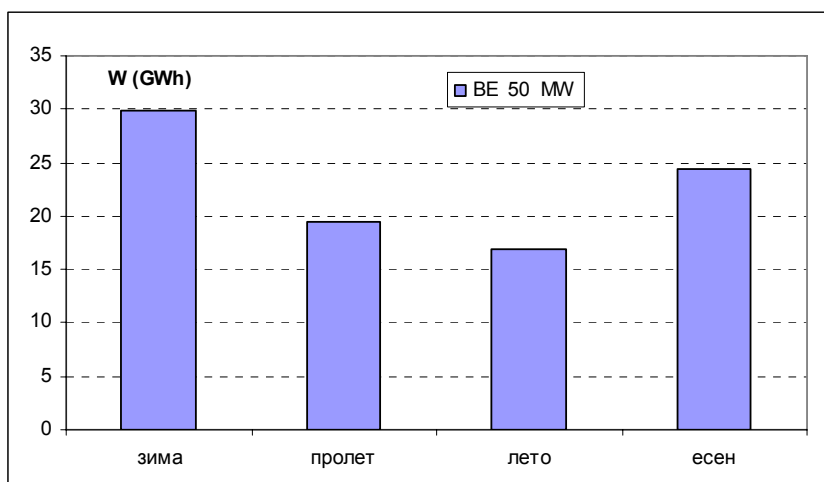
Анализите покажуваат дека ако мрежата ја прифати целата произведена енергија, односно ВЕ работи во целиот дијапазон, ангажираното време е над 7500 часа, а ако мрежата ја прифати енергијата од ангажираната моќност над 15% (7,5 MW), тогаш ангажираното време на мрежа е скоро двојно помало (околу 3600 часа). Јасно е дека доминира ангажманот на ВЕ на мала моќност, додека работата на ВЕ на високи моќности близу инсталираната е мала. Во последниот ред е дадена работата на ВЕ со прифатена енергија од ангажирани моќности поголеми од 60% (30 MW) или работа на ВЕ со високи моќности изнесува околу 1400 часа годишно, односно со TF од околу 15%.



Застапеноста на ветровите, односно произведената енергија во зависност од сезоните (зима, пролет, лето и есен) е дадена на табела 2.5.2.2 и слика 2.5.2.2.

**Табела 2.5.2.2. Сезонска појава на енергија за ВЕ**

$P_{inst}=50 \text{ MW (50x1MW)}$	GWh	%
Зима	29,80	32,87
Пролет	19,49	21,50
Лето	16,97	18,73
Есен	24,39	26,90
<b>Вкупно</b>	<b>90,65</b>	<b>100,00</b>



**Слика 2.5.2.2. Сезонска појава на енергија за ВЕ на локација во Македонија**

Распределбата на очекуваното производство од ВЕ по сезони варира и најголемо е во зима и есен, а најниско во лето. Појавата на очекувано вкупно годишно производство во периодот на ефтина тарифа од 8 часа и во скапа тарифа од 16 часа е дадено во табела 2.5.1.1.3.

**Табела 2.5.2.3. Очекувано годишно производство во ефтина и скапа тарифа**

$P_{inst}=50 \text{ MW (50x1MW)}$	W(GWh)	часови	CF
Ефтина 8 часа (24-07 час)	33,55	2920	0,23
Скапа 16 часа (08-23 час)	57,10	5840	0,20
<b>Вкупно</b>	<b>90,65</b>	<b>8760</b>	<b>0,21</b>

Ангажирањето на ВЕ е со  $CF=0,23$  кога е тарифата ниска и со  $CF=0,20$  при висока тарифа. Меѓутоа, вкупното производство на електрична енергија е значително повисоко во периодите на висока тарифа.

Заради стохастичната природа на појава на ветровите со непредвидлив интензитет, ВЕ во ЕЕС се третираат како извори кои можат да дадат дополнителна енергија, но не може да се смета на ангажирање на нивната моќност во планирањето. Заради динамиката на инјектирање на моќност и енергија од ВЕ во ЕЕС, секогаш треба да се има резерва за истата количина на

моќност во ЕЕС. Оваа резервна моќност треба да биде на располагање како топла резерва која треба бргу да се вклучи или исклучи во системот зависно од динамиката на појава на ветровите, односно варијација на моќностите на ВЕ. За таква намена, најсоодветни извори на електрична енергија се акумулационите или реверзибилните хидроелектрани, или гасните електрани. За ЕЕС на Македонија со денешната изграденост, оваа функција можат да ја вршат одредени број на агрегати од постојните ХЕ или пак ТЕ Неготино ако е во оперативна работа како топла резерва. За периодот после 2015 година со изграденост на предвидените нови ХЕ, таа улога може да ја остваруваат и реверзибилната Чебрен или друга акумулациона ХЕ, или пак топла резерва на некоја гасна електрана или ТЕ на јаглен.

Посебен проблем од оперативен аспект на ЕЕС може да се појави ако интензитетот на ветрови е повисок во ноќните часови на ефтина тарифа (низок конзум). Во тој случај, ТЕ се на минимална моќност, а акумулационите ХЕ се исклучени. Со појава на дополнителна инјектирана моќност и енергија од ВЕ во овој период од деноноќието, а посебно во сезоните на низок конзум (пролет, лето) кога ХЕ се полноводни, оваа енергија од ВЕ може да биде вишок во ЕЕС.

Режимот на работа на ВЕ, односно вклучување и исклучување од мрежа е динамичен со непредвидлива природа и со променлив интензитет. Исто така работата на ВЕ во ЕЕС е во повеќе интервали со различно времетраење и со нееднакви ангажирани моќности. Ова значи дека ЕЕС каде се приклучени ВЕ треба да биде подготвен да прифати вака динамичен режим на работа на произведен капацитет. Подготвеноста на ЕЕС значи дека треба да има други капацитети кои би се исклучиле или вклучиле во зависност од режимот на ВЕ, како и соодветни единици и системи за обезбедување на квалитетна електрична енергија. Тука се посебно важни системите за регулација на фреквенција и за регулација на напонските прилики.

Земајќи ги предвид сите фактори, од аспект на сигурно работење на ЕЕС, најдобро е инсталираната моќност на ВЕ во системот да биде до 10% од вкупно инсталираната моќност на останатиот ЕЕС составен од ТЕ и ХЕ. Динамиката на градба и вклучување на ВЕ, треба соодветно да ја прати изграденоста на целиот ЕЕС на Македонија.

Во однос на изборот на единична турбина за ВЕ во Македонија, очигледно е дека од енергетски аспект поповолни се помалите единични моќности од 1MW. Од друга страна, од економска гледна точка поголемите единици од 1,5 MW, 2 MW или 2,5 MW се секако со пониски инвестициони трошоци за иста вкупна моќност на ВЕ. Меѓутоа, за ветровите во Македонија со средно годишна вредност на брзини од 6 до 7,5 m/s, потребно е единичната моќност да се определи со техно-економска оптимизација.

### **2.5.3. Производна цена на електрична енергија од ветерни електрани**

Цената на произведената електрична енергија од ВЕ ја сочинуваат инвестиционите трошоци за градба на ВЕ и оперативните трошоци. Цената на инвестиции за ВЕ е различна од аспект на избор на опрема и заради инфраструктурата и поставеноста на самата локација. Параметри кои влијаат во формирањето на производната цена на електрична енергија на ВЕ се: инвестиционите трошоци (€/kW), инсталираната моќност P(MW), годишното производство на електрична енергија W(GWh) и дисконтната стапка (%). Во

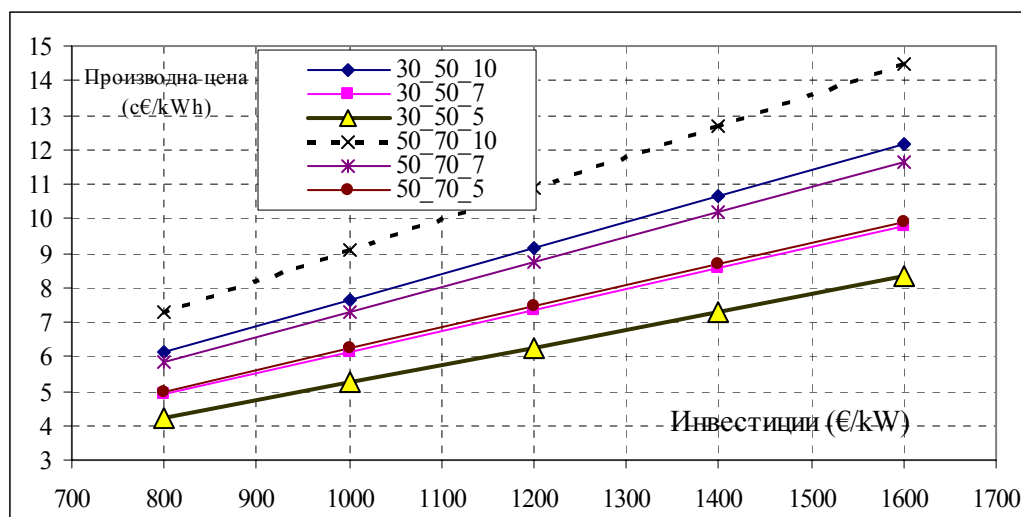
овој дел ќе бидат опфатени разни варијанти на ВЕ со следните технички и економски параметри:

- инсталирана моќност од 30 MW и 50 MW,
- годишно производство во дијапазон од 50 GWh до 110 GWh,
- инвестиции во дијапазон од 800 (€/kW) до 1600 (€/kW),
- дисконтна стапка од 5%, 7% и 10%.

Во табела 2.5.3.1 и на слика 2.5.3.1 е дадена производна цена на електрична енергија при различни параметри на ВЕ. Ова е варијанта при помали инсталирани моќности на ВЕ и пониско годишно производство. Оперативните трошоци за сите варијанти во сценаријата се земени како 0,12 (с€/kWh)<sup>39</sup>, и животниот век на ВЕ е 20 години.

**Табела 2.5.3.1. Производна цена (с€/kWh) од ВЕ при разни варијанти на инвестиции, производство и дисконтна стапка при инсталирана моќност од 50 MW**

Инвестиции (€/kW)	P W Дисконтна стапка (MW) (GWh) (%)					
	30 50 10	30 50 7	30 50 5	50 70 10	50 70 7	50 70 5
1600	12,16	9,79	8,33	14,46	11,64	9,90
1400	10,65	8,58	7,30	12,66	10,19	8,68
1200	9,14	7,36	6,27	10,87	8,75	7,45
1000	7,63	6,15	5,24	9,07	7,31	6,23
800	6,13	4,94	4,21	7,27	5,86	5,00



**Слика 2.5.3.1. Производна цена (с€/kWh) од ВЕ при разни варијанти на инвестиции, производство и дисконтна стапка при инсталирана моќност од 50 MW**

Од резултатите може да се види дека производната цена се движи од 4,21 (с€/kWh) за случај 30\_50\_5 при инсталирана моќност од 30 MW со годишно

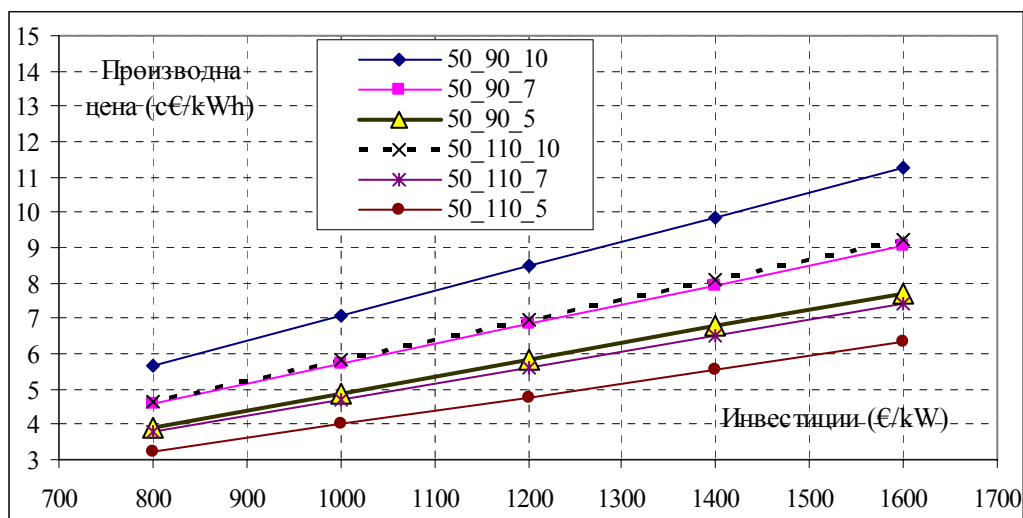
<sup>39</sup> UBS Report for Energy Prices

производство од 50 GWh, дисконтна стапка од 5% и со најниски инвестиции од 800 (€/kW), па сè до 14,46 (с€/kWh) за случај 50\_70\_10 при инсталирана моќност од 50 MW со годишно производство од 70 GWh, дисконтна стапка од 10% и со највисоки инвестиции од 1600 (€/kW)

Во табела 2.5.3.2 и на слика 2.5.3.2 се дадена производна цена на електрична енергија при различни параметри на ВЕ. Во оваа табела се избрани варијанти на поголема инсталираност на ВЕ и производство од 90 GWh и 110 GWh при различни дисконтни стапки од 5% ,7% и 10%.

**Табела 2.5.3.2. Производна цена (с€/kWh) од ВЕ при разни варијанти на инвестиции, инсталирана моќност, производство и дисконтна стапка**

Инвестиции (€/kW)	P W Дисконтна стапка (MW) (GWh) (%)					
	50 90 10	50 90 7	50 90 5	50 110 10	50 110 7	50 110 5
1600	11,26	9,07	7,72	9,23	7,44	6,34
1400	9,87	7,95	6,77	8,09	6,52	5,56
1200	8,47	6,83	5,82	6,95	5,60	4,78
1000	7,07	5,70	4,86	5,81	4,68	4,00
800	5,68	4,58	3,91	4,66	3,77	3,21



**Слика 2.5.3.2. Производна цена како функција од инсталираната моќност, годишното производство, инвестициите и дисконтната стапка.**

Од резултатите може да се види дека производната цена се движи од 3,21 с€/kWh за случај 50\_110\_5 при инсталирана моќност од 50 MW со годишно производство од 110 GWh, дисконтна стапка од 5% и со најниски инвестиции од 800 €/kW, па сè до 11,26 с€/kWh за случај 50\_90\_10 при инсталирана моќност од 50 MW со годишно производство од 90 GWh, дисконтна стапка од 10% и со највисоки инвестиции од 1600 €/kW

Со изборот на сите варијанти на градба на ВЕ од двете табели (2.5.3.1 и 2.5.3.2) се опфаќа дијапазонот на техно-економските параметри на ветерните фарми на погодните локации во Македонија. Секако дека економски поповолна варијанта е онаа која има повисока инсталираност на ВЕ со поголемо

производство, но секако и пониска дисконтна стапка, зошто во формирање на производната цена на електрична енергија доминираат само инвестиционите трошоци.

Производната цена на електрична енергија најповеќе зависи од инвестициите, меѓутоа и дисконтната стапка има значително влијание врз цената. Од резултатите претставени во табелите 2.5.3.1 и 2.5.3.2 и на сликите 2.5.3.1 и 2.5.3.2 може да се заклучи дека за ВЕ од 50 MW со производство од 110 GWh производната цена на електричната енергија е пониска од повластената тарифа од 8,9 с€/kWh во целиот дијапазон на анализирани параметри.

Според последната Студија<sup>40</sup> направена за локацијата Богданци А, цената по инсталирана моќност само за ветерната турбина изнесува околу 1100 €/kW. Дополнителните трошоци во инвестицијата зависат од самата локација како, инфраструктурни зафати (патишта и пристапни транспортни коридори), монтирање и демонтирање на кранот заедно со градежни работи за поставување на ветерните турбини, електрична опрема и разводна постројка со поврзување на ЕЕ мрежа, самиот транспорт на опремата и осигурување. Овие сите дополнителни трошоци можат да достигнат и до 30% од вкупната инвестиција на ВЕ, така што со последните проценки на вкупната инвестиција може да достигне околу 1500 €/kW.

Со производство од 110 GWh годишно, оваа електрана би произведувала електрична енергија по цена од околу 7 с€/kWh.

---

<sup>40</sup> Wind Park Development Project Macedonia – Feasibility Study Bogdanci A, Infrastructure Project Facility for Western Balkans, EU's CARDS Programme, February 2010



### **3. АНАЛИЗА НА ВЛИЈАНИЕТО НА ОИЕ ВРЗ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИОТ СИСТЕМ**

#### **3.1. КУС ОПИС НА ЕЕС НА РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА**

Компанијата АД МЕПСО – Скопје, (Македонски електро преносен систем оператор) е сопственик на преносниот електроенергетски систем и ги има функциите оператор на преносната електроенергетска мрежа, оператор на електроенергетскиот систем и оператор на пазар.

АД ЕЛЕМ е сопственик на седум големи хидроелектрани и на две термоелектрани на јаглен. Покрај тоа, АД ЕЛЕМ е сопственик и оператор на помал дистрибутивен систем преку кој се напојуваат индустриски потрошувачи.

ЕВН Македонија АД е сопственик на најголемиот дистрибутивен систем во Република Македонија и ги врши дејностите оператор на дистрибутивната мрежа и снабдување на регулираните потрошувачи приклучени на дистрибутивната мрежа. Исто така, во сопственост на компанијата влегуваат четири мали ХЕ, чиј број ќе се зголеми во 2012, по завршување на договорите за концесија со други компании.

ТЕ Неготино работи на мазут и има лиценца за производство на електрична енергија.

#### **3.1.1. Преносен систем**

Високонапонската преносна мрежа во Република Македонија, прикажана на слика 3.1.1.1, се состои од делови на три различни напонски нивоа: 110, 220 и 400 kV.

Основните податоци за високонапонската преносна мрежа се прикажани во табелите 3.1.1.1 и 3.1.1.2.

**Табела 3.1.1.1. Податоци за надземните водови во високонапонската мрежа**

Надземни водови	400 kV	220 kV	110 kV
Должина (km)	594	103	1480

Од вкупната должина надземни водови на 400 kV напонско ниво, 48 km работат под напон од 110 kV.

**Табела 3.1.1.2. Податоци за трафостаниците во високонапонската мрежа**

Трафостаници	400/110 kV/kV	220/110 kV/kV	150/110 kV/kV
Број на ТС	4	2	1
Број на трансформатори	7	3	2
Вкупна инсталирана моќност (MVA)	2100	450	100

Од деловите на високонапонската електроенергетска мрежа најмалку е развиена 220 kV мрежа, која се состои од три надземни водови (НВ) и две трафостаници (ТС). Постојат два НВ кои се користат за поврзување со електроенергетскиот систем на соседно Косово, односно ги поврзуваат ТС

Скопје 1 и ТЕ Косово А, но само еден е во функција. Размената меѓу двата соседни ЕЕС преку овој вод во изминатиот период е прилично ограничена. Поради сегашната мала улога на електроенергетската мрежа на 220 kV и ограничените изгледи за промена на оваа состојба, за сега не постојат планови за нејзино надградување (унапредување).



Слика 3.1.1.1. Високонапонска преносна електроенергетска мрежа во Република Македонија

Деловите од преносната мрежа со номинален напон од 110 и 400 kV се поврзани преку пет ТС, а деловите од мрежата со номинален напон од 110 и 220 kV се поврзани преку две ТС. Мрежите со номинален напон 220 и 400 kV не се поврзани. Улогата на 400 kV преносна мрежа е да ги поврзе најголемите производни капацитети (ТЕ Битола и ТЕ Неготино), кои се сместени во јужниот дел од земјава, со најголемиот конзум, кој е концентриран посеверно, односно во Скопје и неговата околина. Освен ова, преку 400 kV преносна мрежа се воспоставени и интерконекции со соседните земји (два НВ кон Грција, еден кон Косово и еден кон Бугарија). Сè до изградбата на неколкуте 400 kV водови, 110 kV мрежа имаше главна улога во преносната мрежа во Македонија. Денес оваа улога е променета и 110 kV мрежа е повеќе со локално значење за функционирањето на преносниот систем.

На преносната електроенергетска мрежа се приклучени и производните капацитети на АД ЕЛЕМ, и тоа на осум различни локации. На преносната мрежа, на напонско ниво од 110 kV директно се приклучени осум индустриски потрошувачи, постројките за напојување на железницата и дистрибутивните мрежи.



Освен појава на помали напони од номиналните, вообичаено на периферните јазли на преносниот систем (во северозападните и североисточните делови од земјава), не се забележуваат некои поголеми проблеми при нормален режим на работа на преносниот електроенергетски систем. Всушност, во последниве дваесеттина години не се забележани позначителни испади предизвикани поради дефекти во преносниот систем, а загубите во преносната мрежа се помали од 3% од вкупно пренесената електрична енергија. .

Од страна на АД МЕПСО се детектирани сите послаби јазли во системот и се преземаат мерки за решавање на проблемите. Освен тоа, се работи на неколку проекти за унапредување и модернизација на преносната мрежа. Според АД МЕПСО<sup>41</sup>, во среднорочните планови за унапредување на преносната мрежа, се предвидува изградба на 400 kV интерконективен далекувод Штип - Ниш, а во долгорочните планови се планира и изградба на интерконективни водови кон Албанија и Косово. Крајната цел на овие инвестиции е подобрување на преносниот капацитет на преносниот систем.

### 3.1.2. Дистрибутивен систем

Дистрибутивната мрежа се состои од среднонапонска (СН) и нисконапонска (НН) мрежа, а опфаќа и некои делови од високонапонската мрежа. СН мрежа се состои од трифазни водови на три различни напонски нивоа: 10, 20 и 35 kV. Водовите од НН мрежа вообичаено се трифазни 400 V или еднофазни 230 V. Во минатото, трансформацијата вообичаено се вршеше на три нивоа, односно 110/35, 35/10 и 10/0,4 kV. Во поново време, во областите со поголем конзум, се користат две нивоа на трансформација, односно 110/10 и 10/0,4 или 110/20 и 20/0,4 kV. Во табелата 3.1.2.1 се прикажани основните информации за дистрибутивниот систем.

**Табела 3.1.2.1. Основни податоци за дистрибутивниот систем**

Надземни водови и кабли (km)				Трансформатори					
110kV	35 kV	10(20) kV	0,4 kV	110/x		35/x		10(20)/0,4	
				број	Вкупно MVA	број	Вкупно MVA	број	Вкупно MVA
50	1008	9640	12841	93	2058	166	673	7630	2682

Дистрибутивната мрежа напојува околу 650000 индустриски и комерцијални потрошувачи и домаќинства. Домаќинствата сочинуваат 87% од сите потрошувачи. Деловите од дистрибутивниот систем претставуваат радијални мрежи поврзани со ТС. Врските меѓу нив најчесто се 35 kV водови кои во нормален режим не се оптоварени, односно служат за резерва и со нив се обезбедува поголема сигурност во снабдувањето. Границата меѓу дистрибутивниот и преносниот систем, во најголем број од случаите, се ВН страни од трансформаторите на граничните трансформаторски станици. Прекинувачот од ВН страна во овие ТС е во сопственост и контрола на АД МЕПСО.

<sup>41</sup> АД МЕПСО - Идни електропреносни објекти

СН и НН мрежа се изградени како слабо јамкасти, но работат како радијални. Друга карактеристика на дистрибутивниот систем е тоа што релативно малку се користи автоматика и далечинска контрола, а причина за тоа е недостатокот на инвестиции во изминатите дваесетина години. Инвестициите за поставување SCADA системите во поважните делови почнаа во средина на осумдесеттите години во минатиот век, но набрзо процесот дојде до застој поради лошата финансиска состојба на ЕСМ (Електростопанство на Македонија). Поради отсуство на далечинска контрола кај гранките на СН мрежа, отежната е работата на операторот на дистрибутивниот систем.

Всушност, во споредба со преносниот систем, дистрибутивниот систем, генерално е во полоша состојба. Иако постојат повеќе причини за тоа, најголемо влијание има ниската цена на електричната енергија во минатиот период. Ниските цени, особено за домаќинствата, иницираа зголемена потрошувачка. Кон ова може да се придодаде и фактот дека постоеја малку алтернативи за снабдување со топлинска енергија, па електричната енергија се користеше и за затоплување во домаќинствата. Од друга страна, зголемената потрошувачка не беше проследена со соодветен развој на дистрибутивната мрежа, особено во НН дел, каде што и се појави најголем пораст на потрошувачката.

Друг проблем претставуваат загубите во дистрибутивниот систем, кои на крајот на 2006 година, во мрежата на ЕВН Македонија АД, изнесуваа 24%. Освен зголемената потрошувачка, постојат и други причини за зголемување на загубите, меѓу кои се: старите броила кои покажуваат помала потрошувачка од вистинската, зголемениот број кражби, судската пракса која случаите на кражба на електрична енергија не ги третира како кривични дела, отсуство на социјални програми за домаќинства кои имаат финасиски потешкотии, и сл. Сепак, откако ЕСМ Дистрибуција премина во мнозинска сопственост на ЕВН АГ, се спречи трендот на зголемување на загубите.

### **3.1.3. Производство**

#### ***Електрани на Македонија, АД ЕЛЕМ***

АД ЕЛЕМ е најголем производител на електрична енергија во Македонија и е во сопственост на државата. АД ЕЛЕМ е сопственик на седум големи ХЕ, две мали ХЕ и две ТЕ. Основните податоци за производството од хидроелектраните се прикажани во табелите 2.1.1.1.1, 2.1.2.1.1 и 2.1.3.1.

Големите ХЕ се со вкупна инсталирана моќност од 552 MW (Табела 2.1.1.1.1). Две од нив се проточни ХЕ, а останатите се акумулациони, со вкупен капацитет од 1300 милиони метри кубни.

ТЕ Битола, со инсталирана моќност од 675 MW е најважна електрана во ЕЕС на Македонија. Единиците на ТЕ Битола се од советско производство, но се модернизирани во деведесеттите години и остваруваат просечно 7700 работни часови годишно.

ТЕ Осломеј (125 MW) не покажа слични резултати во работата со ТЕ Битола. ТЕ Осломеј е од полско производство и во погон е пуштена во 1980 година. Во изминатите десет години, просечниот број работни часови изнесува 5500 часа годишно, што се должи на проблеми со опремата и рудникот. Се

работи на отворање на втор дел од рудникот со што би се обезбедило гориво за следните десет години.

Во моментов, дел од инвестициите на АД ЕЛЕМ се насочени кон обезбедување на лигнит за ТЕ Битола со отварање на нови рудници.

Се очекува АД ЕЛЕМ да инвестира и во рехабилитацијата на постоечките ХЕ, а во тек е и изградбата на ХЕ Св. Петка, со инсталирана моќност од 36 MW.

Во план е и изградба на гасна комбинирана термоелектрана со инсталирани 300 MW за електрична енергија и 150 MW за топлинска енергија.

### ***ТЕ Неготино***

ТЕ Неготино е најстарата термоелектрана во земјата и работи на мазут. Поради високите цени на ова гориво, во изминатите триесетина години во просек работи по 1080 часови годишно, а во некои години воопшто не произведува електрична енергија. Главно е користена како резерва или во ситуации кога имало потреба.

При реструктурирањето на ЕСМ во 2005 година, ТЕ Неготино се оформи како одделна компанија која е во целосна сопственост на државата. Оваа електрана е лоцирана блиску до ТС Дуброво со која е поврзана преку 400 kV мрежа.

### ***Други производители***

Во Македонија се изградени мали ХЕ, со вкупна инсталирана моќност од 27 MW (Поглавје 2.1.2). Четири од нив припаѓаат на ЕВН Македонија АД, а седум ќе преминат во сопственост на компанијата по завршување на договорите за концесија (до 2012) со чешката компанија МАКХИДРО.

Неколку индустриски капацитети имаат когенеративни постројки кои ги користат за производство на топла вода/пара и на електрична енергија. Вообичаено немаат вишок на произведена енергија кој би го понудиле на пазарот.

Во моментов АД Топлификација заедно со руски партнер гради термоелектрана-топлана со инсталирани 220 MW за електрична енергија и 160 MW за топлинска која ќе биде пуштена во погон во 2010. Веќе е изградена и термоелектраната-топлана КОГЕЛ, со инсталирана моќност од 30 MW, која исто така, во погон ќе влезе во 2010 година.

Министерството за економија, преку тендерска постапка нуди на концесија поголем број мали ХЕ. Покрај нив се планира градба на мали ХЕ и на други хидросистеми, како системи за водоснабдување или системи за наводнување. Вкупната инсталирана моќност на малите ХЕ, планирани до 2020 година, се проценува на 80 – 120 MW. Во план е и изградбата на акумулационото езеро Луково Поле и на ХЕ Црн Камен и ХЕ Бошков Мост.. Владата нуди на концесија и две други големи ХЕ (Чебрен и Галиште) на приватни инвеститори по системот ЈПП. Вкупната инсталирана моќност на планираните ХЕ до 2020 година, треба да биде околу 700 MW.

### 3.1.4. Потрошувачка

Врвното оптоварување во ЕЕС на Македонија најчесто се јавува кон крајот на декември и во јануари. Во 2007 врвното оптоварување изнесува 1450 MW. Со постоечките капацитети се обезбедува снабдувањето и при врвно оптоварување, но нема доволно резервна моќност во системот. Во услови на врвна потрошувачка, недостатокот се обезбедува преку увоз, па ТЕ Неготино служи како резерва бидејќи нејзиното користење не се исплатува поради високите трошоци.

Вкупната потрошувачка на електрична енергија во Македонија во изминатите десет години се зголеми за 33%. Потрошувачката на големите индустриски капацитети изнесува помеѓу 1 и 2 TWh.

Во изминатите 20 години производството порасна само за 150 GWh (поради приклучувањето на ХЕ Козјак). Сè до 2000 година домашното производство ги покриваше потребите на потрошувачите, а веќе во 2006 година увозот се зголеми од 2% на 22%.

Во периодот од 1997 до 2006, најголем пораст во потрошувачката се забележува кај комерцијалните потрошувачи приклучени на НН мрежа (56%), додека потрошувачката на индустриските капацитети приклучени на СН мрежа, на 10 и на 35 kV, се намалува за 17%.

Потрошувачката во дистрибутивната мрежа не е рамномерно распределена, односно најголема потрошувачка има Скопје и околниот регион.

## 3.2. АПСОРПЦИОНЕН КАПАЦИТЕТ НА ЕЕС

Влијанието на електраните базирани на ОИЕ врз ЕЕС е од технички и економски карактер. Главниот проблем од технички карактер е што расположливоста на ОИЕ за производство на електрична енергија (пред сè ветерот, сончевата енергија и водата) е релативно непредвидлива. Всушност, оваа карактеристика на дел од ОИЕ е поврзана и со застапеноста на електрани базирани на овие ОИЕ во ЕЕС, што ќе биде детално образложено во продолжение. Од технички аспект, постојат и други проблеми кои се пред сè поврзани со приклучувањето на електрани од ОИЕ на соодветната (преносна или дистрибутивна) мрежа. Овие проблеми се специфични за секоја електрана одделно и поради тоа што приклучувањето на електрани на електроенергетските мрежи е регулирано со соодветните мрежни правила, може да се смета дека не постојат проблеми од оваа природа од аспект на оваа Стратегија.

Непредвидливоста на хидролошките прилики е главно од среднорочен карактер и имајќи предвид дека некои од ХЕ имаат акумулации, за истите може да се рече дека имаат помало влијание врз работата врз ЕЕС. Уште повеќе, акумулациите можат да се искористат за балансирање на системот во часовите со врвно оптоварување.

За разлика од ХЕ, електраните на ветер и сончева енергија имаат значително поголема краткорочна непредвидливост што создава големи проблеми во управувањето на ЕЕС и билансирањето на дневните потреби. За да се компензира нерасположливоста на овие електрани, операторот на системот и пазарот на електрична енергија е принуден да ангажира

дополнителна резерва во генераторски единици што предизвикува зголемување на трошоците за работата на системот.

Во идеални услови на функционирање на пазарот на електрична енергија во сите негови сегменти (пазар на енергија, помошни сервиси и билансен пазар) и непостоење на субвенционирани производители, степенот на користење на ОИЕ за производство на електрична енергија би бил определен од чисто економски принципи. Во таквите случаи одлуката за градба на електрани од ОИЕ ќе биде базирана на пазарните услови и не би требало да се очекува проблем со поголема застапеност на ОИЕ. Имено, електраните на ОИЕ, по правило, имаат многу мало време на користење на максималната моќност така што во производната цена на енергијата најголемо учество имаат инвестиционите трошоци, особено затоа што се базираат на технологии чии цени во моментот се многу високи.

Покрај тоа, неможноста да се акумулира енергијата во периодите кога цената на пазарот е ниска за да се пласира во часовите со врвно оптоварување (кога цената на пазарот е висока) ги чини овие електрани малку атрактивни за инвеститорите ако нема субвенции.

Но, ако производството на електрична енергија од ОИЕ е субвенционирано на еден или друг начин, постои голема опасност технологиите што добиваат поголема субвенција да бидат застапени во производството со поголем процент и, ако тие имаат голема непредвидливост, да создаваат проблеми во работата на ЕЕС. Поради тоа е неопходно да се определи нивото на производство на електрична енергија од оние ОИЕ што имаат преференцијален статус (субвенции).

Определувањето на апсорпциониот капацитет на ЕЕС за одделни видови ОИЕ е сложена процедура и предвидува сложени техно-економски анализи. Во рамките на оваа Стратегија ќе биде направена споредбена анализа како овој капацитет е определен и регулиран во ЕЕС системи слични на нашиот (по големина, но и по структура на производните капацитети).

Од сите ОИЕ енергијата од ветерот и сончевата енергија имаат најголема непредвидливост и најчесто степенот на застапеност на овој ОИЕ е предмет на ограничувања. За останатите технологии (со релативно висока непредвидливост), главно, не постојат поголеми проблеми.

### **3.2.1. Хидроелектрани**

ХЕ, особено тие со акумулации, всушност и ја подобруваат работата на ЕЕС и не треба да бидат предмет на ограничување. Се разбира, ова важи доколку во системот постојат електрани со доволен капацитет да ја покријат базната потрошувачка (термоелектрани). Покрај тоа, големите ХЕ не се предмет на субвенција и повратокот на инвестициите во нив е базиран на чисто пазарни принципи. Од друга страна, вкупниот инсталиран капацитет на малите ХЕ (што би биле предмет на субвенција) во Република Македонија е релативно мал, па и да се изградат сите предвидени капацитети, тие нема да предизвикаат проблеми во работата на ЕЕС.

### **3.2.2. Електрани на биомаса**

Електраните на биомаса имаат голема предвидливост на расположливоста на примарното гориво и особено поради фактот дека најголем број од нив би

биле когенеративни постројки не создаваат проблеми во работата на ЕЕС и за нив не треба да има глобално ограничување.

### 3.2.3. Фотонапонски електрани

Иако расположливоста на сончевата енергија има поголема (краткорочна) предвидливост од ветерната енергија сепак и за оваа технологија треба да се определи некакво ограничување за нејзина вкупна застапеност во ЕЕ биланс на земјата. Ова особено е битно затоа што производството од фотонапонски извори е намалено во периодите од годината кога има недостаток од енергија (и моќност).

### 3.2.4. Ветерни електрани

Во блиска иднина за потребите на АД МЕПСО ќе биде изготвена Студија финансирана од Светската банка за апсорпционата моќ на ЕЕС на Република Македонија за ветерните електрани. Студијата треба да ги земе предвид техничките ограничувања на системот. Покрај тоа, за определување на апсорпционата моќ на системот треба да се земат предвид и финансиските ефекти од потребата за зголемено ангажирање на резервните производни единици и потребите за билансирање. Во поглавието 2.5 подетално се обработени делови од оваа проблематика.

Вкупната инсталирана моќност на ветерните електрани приклучени на еден ЕЕС зависи од големината на системот, но и од структурата на производните единици (како по капацитет, така и по технологија). Колку ЕЕС е помал и колку генераторските единици во системот се поголеми, можноста за приклучување на голем капацитет на ветерни електрани е помала. За системи слични на нашиот апсорпционата моќ на системот е во границите од 10% до 15% од вкупната инсталирана моќност.

Некои студии<sup>42</sup> укажуваат дека ниво на учество на интермитентни ОИЕ под 5% не би требало да предизвика проблеми кои потекнуваат од краткотрајните флукуации на моќност. За да се компензираат флукуациите потребно е да постои резервен произведен капацитет кој ќе се користи кога нема доволно ветер. Освен тоа, потребна е поголема флексибилност на дел од останатите производни капацитети или дополнителна контрола од страна на потрошувачката, за да се одржи балансот во системот. Сево ова пак, предизвикува дополнителни трошоци, кои се зголемуваат со зголемување на нивото на учество на ВЕ во системот. Кога учеството на ВЕ достигнува 15% до 20% од врвното оптоварување, овие трошоци се големи и потребни се дополнителни мерки за да се обезбеди доволна флексибилност во системот. Примерите од некои европски земји (Португалија, Шпанија) покажуваат дека бараната флексибилност на системот може да се постигне со изградба на големи ХЕ. Се разбира, ова решение е тесно поврзано со хидролошката состојба и хидро потенцијалот во земјата.

Од аспект на ЕЕС, трошоците за интегрирање на ВЕ се определуваат врз база на два фактори: потребите од билансирање и електроенергетската мрежа. Покрај стохастичката природа на енергијата на ветрот, трошоците за билансирање се поврзани и со големината на територијата за која треба да се

---

<sup>42</sup> D.Milborrow, Penalties for Intermittent Sources of Energy

врши балансирање, типот и трошоците на електраните кои се резерва во ЕЕС, прогнозите за ветерната енергија и трошоците за акумулирање на произведената енергија. Последново укажува и на состојба која исто така е можна, односно состојба при која системот не може да ја прифати целата електрична енергија произведена од ветерните електрани, па некоја од нив ќе треба да го намали производството.

На ниво на ЕЕС, влијанието на приклучувањето на секоја нова ВЕ се анализира како и влијанието на било која друга електрана. Приклучувањето на поголем број ВЕ, а со тоа и зголемувањето на вкупниот инсталиран капацитет во еден ЕЕС, подразбира и претходно истражување и разрешување на низа прашања, кои може да бидат групирани во неколку категории:

*Проектирање и работа на електроенергетскиот систем*, односно обезбедување на резервна инсталирана моќност и балансирање на електричната енергија, предвидување на производство на ВЕ, управување со потрошувачката (demand side management) и системи за акумулирање на електричната енергија;

*Електрична мрежа*, односно оптимизација на постоечката електрична мрежа, нејзино надградување, воспоставување на т.н. offshore grids, подобрување на интерконекциите со соседните ЕЕС;

*Приклучување на ВЕ кон ЕЕС*, односно усвојување на мрежни правила, правила за квалитет на произведената електрична енергија и правила за работата на ВЕ која е приклучена на електричната мрежа;

*Пазар со електрична енергија*, односно усвојување на правила за пазарот со електричната енергија во смисла на зголемување на флексибилноста на пазарот, особено од аспект на прекугранична размена (cross-border exchange);

*Политики во електроенергетскиот сектор*, односно субвенции за учесниците и приклучување на производители без дискриминација.

При проценувањето на апсорпциониот капацитет за ВЕ во еден ЕЕС, важна и распространетоста на ВЕ на одредена територија, во корелација со движењето на воздушните маси. Имено, поголема распространетост би овозможила краткорочните, локални флукуации да не се во корелација, со што ќе се олесни балансирањето. Во прилог на тоа оди информацијата дека за една ВЕ се можни промени во произведената активна моќност и до 60% во текот на еден час, додека ВЕ со вкупна моќност од 350 MW распространети во Германија не покажуваат промени на произведената моќност поголеми од 20%. За подобро да се исползува користа од распространетите ВЕ, потребно е да се обезбеди и добра интерконекција со соседните системи.

Покрај сево ова, можно е да се определи и ограничување на максималниот капацитет по одделни локации. Имено, постои опасност целокупниот максимален капацитет да биде алоциран на една локација. Ограничувањето би овозможило изворите да се распределат на што е можно поголема територија и да се избегне ситуацијата еден (голем) извор да биде нерасположлив заради немање ветер на неговата локација. Веројатноста дека ќе има (доволен) ветер на повеќе оддалечени локации е поголема. Но, за да се определи ваква граница неопходни се релативно прецизни и транспарентни критериуми за оддалеченоста на одделни ветерни електрани и сл. Од друга страна, останатите технички ограничувања можат да го постигнат истиот ефект.

### ***Претпоставки за ветерните електрани во Република Македонија***

Да претпоставиме дека апсопционата моќ на системот за прифаќање на ветерни електрани изнесува околу 10% од инсталираната моќност на електрарните во ЕЕС на Република Македонија, т.е. 150 MW. Имајќи ја предвид постојната состојба на високонапонската мрежа на Република Македонија, можностите за приклучување на еден произведен објект со инсталирана моќност од 150 MW се ограничени. Имено, можните локации за ветерни електрани се релативно далеку од поголемите разводни постројки. Поврзување на ветерна електрана со моќност од 150 MW со некоја од постојните, а релативно далечни постројки би било економски неатрактивно затоа што трошоците за приклучок (што ги плаќа инвеститорот) значително ќе ја оптоварат инвестицијата на ветерната електрана.

Од друга страна, приклучувањето електрана со моќност од 150 MW преку таканаречен „влез-излез“ на постојните (блиски) водови е или технички неизводливо (мал капацитет на 110 kV водови) или може да биде економски неисплатливо за инвеститорот поради релативно малата доверливост на ваквите приклучоци. Поради тоа, се чини дека (техничките) ограничувања што ќе произлезат од принципите дефинирани во мрежните правила (за пренос и дистрибуција) ќе ја ограничат највисоката моќност на електраната.

Во контекст на досегашните анализи, во Додаток\_3 се пренесени и искуствата во искористувањето на ветрот за производство на електрична енергија и апсорпциониот капацитет на ЕЕС од соседните земји.

### **3.3. ПРИМЕНА НА ПОВЛАСТЕНИТЕ ТАРИФИ ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА**

Според Законот за енергетика, во Република Македонија повластените тарифи и инсталираната моќност на електраните за стекнување на право на користење на повластени тарифи ги определува Регулаторната комисија за енергетика на Република Македонија.

Во моментот на изготвување на оваа Стратегија, Регулаторната комисија има донесено правилници и соодветни одлуки за повластени тарифи за следните технологии: мали ХЕ, ветерни електрани, фотонапонски електрани, електрани на биогаз добиен од биомаса и електрани на биомаса..

Во табелата 3.3.1 се прикажани повластените тарифи со важност од 2010 година. Повластените производители можат да ги користат повластените тарифи за мали ХЕ и ветерни електрани во период од 20 години, а за фотонапонски електрани, електрани на биогаз добиен од биомаса и електрани на биомаса во период од 15 години.

За електраните во кои електричната енергија се произведува од топлина добиена од геотермални извори не се предвидени повластени тарифи. Доколку истражувачките работи покажат дека во Република Македонија постојат геотермални извори со соодветен карактеристики (висока температура), може да се разгледа можноста за воведување на повластени тарифи и за овие извори, но при тоа треба да се води сметка ваквите електрани да не се стекнуваат со статус на повластен производител ако за производството на електрична енергија учеството на некој тип на фосилно гориво е значително.



**Табела 3.3.1 Повластени тарифи во Република Македонија кон крајот на 2009 година**

Тип на електраните	Највисока инсталирана моќност	Повластена тарифа EUR/MWh
Мали ХЕ	10 MW	120 за $E^* < 1020$ 80 за $1020 < E^* < 2040$ 60 за $2040 < E^* \leq 4200$ 50 за $4200 < E^* \leq 8400$ 45 за $E^* > 8400$
Ветерни електрани	нема	89
Фотонапонски електрани	нема	380 за $P^{**} \leq 50 \text{ kW}$ 340 за $50 \text{ kW} < P^{**} \leq 1000$
Електрани на биогаз од биомаса	нема	150 за $P^{**} \leq 500 \text{ kW}$ 130 за $500 \text{ kW} < P^{**} \leq 2000 \text{ kW}$
Електрани на биомаса	нема	110 за $P^{**} \leq 1000 \text{ kW}$ 90 за $1000 < P^{**} \leq 3000 \text{ kW}$

\*  $E$  – Годишно производство на електрична енергија изразено во MWh.

\*\*  $P$  – Инсталирана моќност на електраната.

Од табелата 3.3.1 се гледа дека повластените тарифи се повисоки од пазарната цена на електричната енергија и, со оглед на тоа што според Законот за енергетика, разликата во цената се надоместува од сите потрошувачи преку преносната тарифа, сосема е јасно дека високото учество на повластените производители во произведената електрична енергија ќе влијае врз крајните цени за потрошувачите. Според тоа, во многу европски земји постојат различни механизми за ограничување на учеството на повластените производители во вкупното производство.

Врз основа на спроведените анализи и на искуствата во земјите од регионот и ЕУ (Додаток\_4), се предлага во Република Македонија да се ограничи инсталираниот капацитет на електраните што ќе користат повластени тарифи. При тоа, ограничувањата треба да бидат различни за различните видови технологии и да постојат два вида ограничувања: првото ограничување би се однесувало на вкупниот инсталиран капацитет (во MW) за ЕЕС на Република Македонија на електрани од одделни технологии и второто ограничување би било за ограничување на инсталираниот капацитет секој поединечен објект (електрана).

Во табелата 3.3.2 се прикажани ограничувањата за одделните технологии.

**Табела 3.3.2. Инсталиран капацитет на електрани на ОИЕ за повластена тарифа**

Тип на електраните	Вкупен капацитет за кој се применуваат повластените тарифи (MW)	Инсталиран капацитет по електрана за примена на повластените тарифи
Мали ХЕ	нема ограничување	до 10 MW
Ветерни електрани	150	до 50 MW
ФЕ со инсталирана моќност до 50 kW	2	до 50 kW
ФЕ со инсталирана моќност над 50 kW	8	до 1 MW
Когенеративни ТЕ на биомаса	10	до 3 MW
Електрани на биогаз од биомаса со инсталирана моќност до 500 kW	2	до 500 kW
Електрани на биогаз од биомаса со инсталирана моќност над 500 kW	8	до 2 MW

Ограничувањата се воведуваат со цел да не се наруши работата на ЕЕС на Република Македонија како од технички аспект, но и од економски аспект земајќи ги предвид дополнителните трошоци што потрошувачите ќе треба да ги платат (на еден или друг начин) за обезбедување на фондовите од кои ќе се исплаќаат повластените тарифи.

Економската анализа е направана врз основа на следните претпоставки:

- степенот на изграденост на електраните на ОИЕ е претпоставен на максималното ниво од табелата 3.3.2,
- производството на електрична енергија е пресметано со претпоставен фактор на оптоварување од 2000 h/god за ветерните и електраните на биогаз, 1400 h/god за фотонапонските електрани<sup>43</sup>, 5000 h/god за когенеративните постројки на биомаса и околу 2650 h/god за малите ХЕ,
- просечната цена на електричната енергија на пазарот на големо е претпоставена во границите од 60 (ниска вредност) до 80 EUR/MWh (висока вредност),
- повластените тарифи за одделните видови технологии се според состојбата во 2010 година (просечно 100 EUR/MWh за малите ХЕ, 89 EUR/MWh за ВЕ, просечно 348 EUR/MWh за ФЕ, просечно 134 EUR/MWh за електраните на биогаз и просечно 104 EUR/MWh за когенеративните електрани на биомаса),
- вкупната потрошувачка на електрична енергија во ЕЕС на Република Македонија е 10500 GWh (што приближно одговара на нивото на потрошувачка во 2015 година),
- пазарот на електрична енергија во Република Македонија ќе биде наполно либерализиран и цените за регулираните услуги (загубите) ќе бидат базирани на цените на електричната енергија на пазарот на големо.

Поинаку кажано, со претходните претпоставки е направен обид да се проценат дополнителните трошоци во ЕЕС на Република Македонија (на годишно ниво) ако се изградат електрани на ОИЕ со максималните капацитети од табелата 3.3.2.

Моќностите наведени во табелата 3.3.2 (и можното производство во табелите што следат) не треба да се сметаат како можно сценарио за изграденост на ОИЕ до определена година. Едноставно, тие се искористени за да се покаже колкаво ќе биде влијанието на повластените тарифи врз крајните цени на потрошувачите ако бидат изградени тие капацитети. Владата на Република Македонија (преку надлежните институции) треба перманентно да ја следи состојбата со изграденоста на ОИЕ и соодветно да реагира со зголемување или намалување на ограничувањата наведени во табелата 3.3.2. Резултатите од анализата треба да послужат во процесот на донесувањето на одлуката за висината на инсталираниот капацитет на одделните ОИЕ за кои ќе се применуваат повластените тарифи. Доколку надлежните институции проценат дека анализираната изграденост на ОИЕ што ќе можат да користат

---

<sup>43</sup> <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

повластени тарифи има големо негативно влијание врз крајните цени на потрошувачите, границите наведени во табелата 3.3.2 можат да ги намалат.

Влијанието на повластените тарифи врз крајните цени на потрошувачите е анализирано само за една година затоа што анализата за подолг временски период е многу тешко да се изготви без да познава (или добро процени) динамиката на градба и влегување во погон на одделните постројки на ОИЕ.

### 3.3.1. Мали хидроелектрани

За малите ХЕ не се предвидува ограничување на вкупниот инсталиран капацитет до кој ќе се применуваат повластените тарифи поради тоа што малите ХЕ не внесуваат проблеми во работата на ЕЕС како од технички, така и од економски аспект. Но, се препорачува ограничување на инсталираниот капацитет на одделните ХЕ за чиешто производство може да се применат повластените тарифи. Ова ограничување е земено од европската пракса да се стимулира изградбата на мали ХЕ со моќност не поголема од 10 MW затоа што големите ХЕ (со и без акумулација) можат да работат на пазарите на електрична енергија по комерцијални принципи.

Бидејќи за малите ХЕ нема ограничување при пресметките се претпоставило дека инсталираниот капацитет на новоизградените мали ХЕ ќе биде околу 82 MW.

Дополнителните трошоци за набавка на електричната енергија по повластени тарифи од малите ХЕ се прикажани во табелите 3.3.1.1 и 3.3.1.2.

**Табела 3.3.1.1. Дополнителни трошоци од повластените тарифи за ХЕ**

Вкупен инсталиран капацитет MW	Вкупно годишно производство MWh	Трошоци за набавка по (10 <sup>6</sup> EUR)			Дополнителни трошоци за откуп во споредба со пазарната цена на ел. енергија (10 <sup>6</sup> EUR)	
		повластена тарифа EUR/MWh 100	пазарна цена на ел. енергија (EUR/MWh)		ниска вредност	висока вредност
			ниска вредност 60	висока вредност 80		
82	216.000	21,60	12,96	17,28	8,64	4,32

**Табела 3.3.1.2. Зголемување на трошоците поради повластените тарифи за ХЕ**

Зголемување на трошоците за набавка на ел. енергија во споредба со пазарната цена (EUR/MWh)		Зголемување на трошоците за набавка на ел. енергија во споредба со пазарната цена (%)	
ниска вредност	висока вредност	ниска вредност	висока вредност
0,82	0,41	1,37%	0,51%

Според податоците прикажани во табелите 3.3.1.1 и 3.3.1.2 се гледа дека дополнителните трошоци за набавка на електрична енергија по повластен тарифи се движат од 4.32 до 8.64 милиони евра, т.е. трошоците за набавка на електрична енергија ќе се зголемат за 0.51% до 1.37%.

### 3.3.2. Електрани на ветер

Во моментот на изготвување на оваа Стратегија не постои јасна и прецизно утврдена граница на апсорпциона способност на ЕЕС на Република Македонија за прифаќање на ВЕ од технички аспект. Според искуствата од ЕУ-27<sup>44</sup> учеството на ВЕ во врвното оптоварување на системот до 10% незначително ги зголемува проблемите и трошоците во работата на системот. Тоа значи дека за нивото на предвидената потрошувачка од 10500 GWh (т.е. оптоварување на системот од околу 1900 MW) во ЕЕС на Република Македонија без некои поголеми технички проблеми би можеле да работат ВЕ со инсталирана моќност од околу 190 до 200 MW.

Поради тоа, во оваа Стратегија оваа граница се предлага да биде околу 8% (150 MW) од очекуваното врвно оптоварување во системот во 2015 година, односно нивното годишно производство да изнесува околу 3% од вкупната потрошувачка во истата година.

Ограничувањето од 50 MW инсталиран капацитет по електрана за добивање на статус на повластен производител е воведено од истите причини како и глобалното ограничување. Сметаме дека постојат можности за приклучување на ВЕ и со поголем капацитет на 110 kV мрежа, но од друга страна ако таквите ВЕ (или група од ВЕ приклучена на иста точка) можат да предизвикаат други проблеми во работата на ЕЕС (динамичка стабилност и сл.).

Предлагаме овие граници да се променат во склад од резултатите од идните студии за можноста за прифаќање на ВЕ во ЕЕС на Република Македонија.

Вклучувањето на ВЕ во системот и повластените тарифи придонесуваат за зголемување на трошоците за електрична енергија. Најнапред, повластените тарифи се повисоки од пазарната цена. Покрај тоа, ВЕ придонесуваат врз зголемување на трошоците на Операторот на ЕЕС (ОЕЕС) за (секундарна) резерва и врз трошоците на ОЕЕС/ОПЕЕ (Операторот на пазарот на електрична енергија) за билансирање.

Според постојната регулатива (Закон за енергетика), производителите на електрична енергија од ОИЕ имаат преференцијален статус при диспечирањето, што значи дека операторите на системите каде што тие се приклучени се должни да ја прифатат целокупната енергија што овие генератори можат да ја произведат. Од друга страна, ОПЕЕ е должен да ја откупи таа енергија по повластени тарифи. Во недостаток на Пазарни правила (или пракса во ЕЕС на Република Македонија) не е дефинирано како ОПЕЕ ќе ги наплати дополнителните средства неопходни за билансирање на овие електрани, особено ако се има предвид дека нивното производство на кус рок е многу непредвидливо.

Според искуствата и анализите од ЕУ-27<sup>45</sup>, дополнителните трошоци за ротирачка резерва (за ниски нивоа на пенетрација на ВЕ во системот) се еквивалентни на 1 до 4 EUR/MWh произведена ветерна енергија. Поголемиот износ се однесува на помалите ЕЕС. Од друга страна, слични анализи покажале дека дополнителните трошоци за билансирање се во границите од 2 до 4

<sup>44</sup>Wind Energy – The Facts, EWEA, 2009, <http://www.wind-energy-the-facts.org>.

<sup>45</sup>Wind Energy – The Facts, EWEA, 2009, <http://www.wind-energy-the-facts.org>

EUR/MWh по единица произведена енергија од BE. И во овој случај, повисоката вредност се однесува на помалите системи.

Според тоа, дополнителните трошоци од работата на BE за ЕЕС со големина како ЕЕС на Република Македонија можат да се проценат на околу 8 EUR/MWh по единица произведена енергија од BE. Бидејќи повластената тарифа за производство од BE изнесува 89 EUR/MWh, вкупниот финансиски ефект на повластените производители може да се оцени ако трошоците за откуп се пресметаат со цена од 97 EUR/MWh за произведената енергија од BE<sup>46</sup>.

Во табелите 3.3.2.1 и 3.3.2.2 се прикажани дополнителните трошоци и зголемувањето на трошоците за набавка на електрична енергија ако во ЕЕС на Република Македонија се изградат BE со вкупен инсталиран капацитет од 150 MW и истите имаат третман на повластени производители.

**Табела 3.3.2.1. Дополнителни трошоци од повластените тарифи за BE**

Вкупен инсталиран капацитет MW	Вкупно годишно производство MWh	Трошоци за набавка по (10 <sup>6</sup> EUR)			Дополнителни трошоци за откуп во споредба со пазарната цена на ел. енергија (10 <sup>6</sup> EUR)	
		повластена тарифа EUR/MWh 97	пазарна цена на ел. енергија (EUR/MWh)		ниска вредност	висока вредност
			ниска вредност 60	висока вредност 80		
150	300.000	29,10	18,00	24,00	11,10	5,10

**Табела 3.3.2.2. Зголемување на трошоците поради повластените тарифи за BE**

Зголемување на трошоците за набавка на ел. енергија во споредба со пазарната цена (EUR/MWh)		Зголемување на трошоците за набавка на ел. енергија во споредба со пазарната цена (%)	
ниска вредност	висока вредност	ниска вредност	висока вредност
1,06	0,49	1,76%	0,61%

### 3.3.3. Фотонапонски електрани

За ФЕ се препорачува вкупно ограничување од 10 MW што претставува многу мал процент од капацитетот на ЕЕС, но со оглед на високата повластена тарифа (340 до 380 EUR/MWh), зголемените трошоци во ЕЕС би биле многу високи. При тоа, се препорачува вкупната инсталирана моќност на ФЕ со инсталирана моќност до 50 kW да изнесува 2 MW. За ФЕ со инсталирана моќност поголема од 50 KW вкупната инсталирана моќност во системот да не биде поголема од 8 MW. Според Правилникот за повластени тарифи за ФЕ не

<sup>46</sup> Според Законот за енергетика, повластените производители на електрична енергија имаат приоритет при диспечирањето, и според тоа дополнителните трошоци за нивна работа ќе бидат на товар на операторот на ЕЕС и истите ќе се надоместат преку преносната тарифа.

се предвидува ограничување на инсталираната моќност на електраните за стекнување на статусот повластен производител.

Во табелите 3.3.3.1 и 3.3.3.2 се прикажани дополнителните трошоци предизвикани од повластените тарифи за ФЕ и во нив нема вклучени дополнителни трошоци за билансирање или секундарна резерва.

**Табела 3.3.3.1. Дополнителни трошоци од повластените тарифи за ФЕ**

Вкупен инсталиран капацитет MW	Вкупно годишно производство MWh	Трошоци за набавка по (10 <sup>6</sup> EUR)			Дополнителни трошоци за откуп во споредба со пазарната цена на ел. енергија (10 <sup>6</sup> EUR)	
		повластена тарифа EUR/MWh 348	пазарна цена на ел. енергија (EUR/MWh)		ниска вредност	висока вредност
			ниска вредност 60	висока вредност 80		
10	14.000	4,87	0,84	1,12	4,03	3,75

**Табела 3.3.3.2. Зголемување на трошоците поради повластените тарифи за ФЕ**

Зголемување на трошоците за набавка на ел. енергија во споредба со пазарната цена (EUR/MWh)		Зголемување на трошоците за набавка на ел. енергија во споредба со пазарната цена (%)	
ниска вредност	висока вредност	ниска вредност	висока вредност
0,38	0,36	0,64%	0,45%

Ако се направи истата анализа, но со повисок степен на изграденост на ФЕ (~21 GWh годишно производство, т.е. околу 15 MW инсталирана моќност), трошоците во однос на пазарната цена ќе бидат поголеми од 0,67% до 0,96% т.е. зголемувањето на трошоците за набавка на електрична енергија ќе бидат околу 0,58 EUR/MWh. Поради релативно високите трошоци, се предлага границата за повластени производители од ФЕ да биде само 10 MW, и ако во иднина се оцени дека економскиот ефект ќе биде намален (смалени повластени тарифи), оваа граница да се зголеми.

### 3.3.4. Електрани на биомаса

Границата до која електраните на биомаса можат да користат повластена тарифа е определена врз основа на (ограничениот) потенцијал и е поставена на 10 MW за целиот систем, односно на 3 MW за секој објект одделно.

Според постојната регулатива електраните на биомаса можат да користат повластени тарифи за производство на електрична енергија од 90 EUR/MWh за инсталирана моќност до 1000 kW и 110 EUR/MWh за инсталирана моќност помеѓу 1000 kW и 3000 kW.

Кога станува збор за овој тип на постројки треба да се има предвид дека секундарната законска регулатива, прецизно ја ограничува примената на повластените тарифи само на дрвен (шумски и индустриски) и земјоделски

отпад, т.е. оневозможува користење на огревно дрво за производство на електрична енергија (и топлина) по повластени тарифи.

**Табела 3.3.4.1. Дополнителни трошоци од повластените тарифи за когенеративни постројки**

Вкупен инсталиран капацитет MW	Вкупно годишно производство MWh	Трошоци за набавка по (10 <sup>6</sup> EUR)			Дополнителни трошоци за откуп во споредба со пазарната цена на ел. енергија (10 <sup>6</sup> EUR)	
		повластена тарифа EUR/MWh 104	пазарна цена на ел. енергија (EUR/MWh)		ниска вредност	висока вредност
			ниска вредност 60	висока вредност 80		
10	50.000	5,20	3,00	4,00	2,20	1,20

**Табела 3.3.4.2. Зголемување на трошоците поради повластените тарифи за когенеративни постројки**

Зголемување на трошоците за набавка на ел. енергија во споредба со пазарната цена (EUR/MWh)		Зголемување на трошоците за набавка на ел. енергија во споредба со пазарната цена (%)	
ниска вредност	висока вредност	ниска вредност	висока вредност
0,21	0,11	0,35%	0,14%

### 3.3.5. Електрани на биогаз добиен од биомаса

Според постојната регулатива електраните на биогаз добиен од биомаса можат да користат повластени тарифи за производство на електрична енергија од 150 EUR/MWh за инсталирана моќност до 500 kW и 130 EUR/MWh за инсталирана моќност помеѓу 500 kW и 2000 kW.

Вкупната инсталирана моќност на овој тип електрани што ќе можат да користат повластена тарифа е ограничена на 10 MW.

**Табела 3.3.5.1. Дополнителни трошоци од повластените тарифи за постројки на биогаз**

Вкупен инсталиран капацитет MW	Вкупно годишно производство MWh	Трошоци за набавка по (10 <sup>6</sup> EUR)			Дополнителни трошоци за откуп во споредба со пазарната цена на ел. енергија (10 <sup>6</sup> EUR)	
		повластена тарифа EUR/MWh 134	пазарна цена на ел. енергија (EUR/MWh)		ниска вредност	висока вредност
			ниска вредност 60	висока вредност 80		
10	20.000	2,68	1,20	1,60	1,48	1,08

**Табела 3.3.5.2. Зголемување на трошоците поради повластените тарифи за постројки на биогаз**

Зголемување на трошоците за набавка на ел. енергија во споредба со пазарната цена (EUR/MWh)		Зголемување на трошоците за набавка на ел. енергија во споредба со пазарната цена (%)	
ниска вредност	висока вредност	ниска вредност	висока вредност
0,14	0,10	0,23%	0,13%

### 3.3.6. Вкупно електрани базирани на ОИЕ

Врз основа на претходните економски анализи и претпоставено ниво на изграденост на електраните на ОИЕ, во табелите 3.3.6.1 и 3.3.6.2 се сумирани финансиските ефекти за целиот ЕЕС.

Врз основа на резултатите прикажани во табелите 3.3.6.1 и 3.3.6.2, може да се заклучи дека зголемувањето на трошоците за набавка на електрична енергија на пазарот на големо би се движело во границите од 2,0% до 4,6%, во зависност од пазарната цена на електричната енергија.

**Табела 3.3.6.1. Дополнителни трошоци од повластените тарифи за ОИЕ**

Вкупен инсталиран капацитет MW	Вкупно годишно производство MWh	Трошоци за набавка по (10 <sup>6</sup> EUR)			Дополнителни трошоци за откуп во споредба со пазарната цена на ел. енергија (10 <sup>6</sup> EUR)	
		повластена тарифа	пазарна цена на ел. енергија (EUR/MWh)		ниска вредност	висока вредност
			ниска вредност 60	висока вредност 80		
262	600.000	63,45	36,00	48,00	27,45	15,45

**Табела 3.3.6.2. Зголемување на трошоците поради повластените тарифи за ОИЕ**

Зголемување на трошоците за набавка на ел. енергија во споредба со пазарната цена (EUR/MWh)		Зголемување на трошоците за набавка на ел. енергија во споредба со пазарната цена (%)	
ниска вредност	висока вредност	ниска вредност	висока вредност
2,61	1,47	4,36%	1,84%

Предложениот начин на наплата и финансирање на трошоците за повластените тарифи (образложен подолу) ќе обезбеди сите потрошувачи да плаќаат еднаков износ за покривање на дополнителните трошоци за секој потрошен киловатчас електрична енергија. Ефектот врз крајната цена што потрошувачите ја плаќаат ќе биде различен во зависност од системот на кој што се приклучени потрошувачите.

Во табелата 3.3.6.3 се прикажани крајните цени за потрошувачите за различните пазарни цени без дополнителните трошоци за ОИЕ. Податоците во



табелата се пресметани претпоставувајќи вообичаена структура на преносната и дистрибутивната тарифа и тарифата за снабдување.

Зголемувањето на цените за крајните потрошувачи како резултат на зголемените трошоци поради повластените тарифи е прикажано во табелата 3.3.6.4. Според овие податоци произлегува дека зголемувањето на крајната цена на дистрибутивните потрошувачи е во границите од 1,3% до 2,9%, додека за директните потрошувачи тоа зголемување е во границите од 1,7% до 4,0%.

Според тоа, со релативно мало зголемување на цените за крајните потрошувачи, може да се обезбеди финансирање на повластените тарифи за околу 600000 MWh годишно производство од ОИЕ.

Од друга страна, како резултат на производството од овие обновливи извори редукацијата на емисиите на CO<sub>2</sub> ќе изнесува 720 kt CO<sub>2</sub>/год.

**Табела 3.3.6.3 Цени за крајните потрошувачи без електрани на ОИЕ**

	Пазарна цена во (EUR/MWh)	
	60	80
	Цена за крајни потрошувачи	
Директни потрошувачи	65,4	85,7
Дистрибутивни потрошувачи	89,6	114,3

**Табела 3.3.6.4 Цени за крајните потрошувачи со електрани на ОИЕ**

	Пазарна цена (EUR/MWh)		Пазарна цена (EUR/MWh)	
	60	80	60	80
	Просечна цена зголемена за ОИЕ (EUR/MWh)		Разлика	
Директни потрошувачи	68,0	87,2	4,0%	1,7%
Дистрибутивни потрошувачи	92,2	115,8	2,9%	1,3%

### **3.4. МЕХАНИЗМИ ЗА ФИНАНСИРАЊЕ НА ПОВЛАСТЕНИТЕ ТАРИФИ ВО РЕПУБЛИКА МАКЕДОНИЈА**

Според Законот за енергетика целокупното производство од повластените производители на електрична енергија треба да го откупи ОПЕЕ и не е прецизирано како ОПЕЕ ќе ги надомести тие трошоци. Според Правилникот за пресметка на цените на електричната енергија овие трошоци имаат третман на „пренесени трошоци“, т.е. МЕРСО може истите да ги пренесе на своите корисници преку тарифата за користење на ЕЕС. Оваа тарифа во себе ги содржи трошоците за: управување со системот, за техничките загуби, за помошните сервиси и тн. (трошоци на ОПЕЕС) и трошоците за организација на пазарот на електрична енергија, билансирање и тн. (трошоци на ОПЕЕ).

ОПЕЕ може да ја отстапи електричната енергија на корисниците на системот (на пример, операторите на системите, снабдувачите и сл.) по регулирани цени или по пазарни цени. Во ситуација кога повластените тарифи за електричната енергија произведена од ОИЕ се повисоки од пазарната цена или од регулираната цена, кај ОПЕЕ ќе се јави финансиски дефицит. Овој

финансиски дефицит треба да се надомести од извори и тоа можат да бидат: фондови, тарифи за користење на пазарот на електрична енергија и сл.

Во разни земји постојат различни механизми за прибирање на средствата за надоместување на повластените производители. Во повеќе земји (Хрватска, на пример) таа обврска е дадена на снабдувачите на електрична енергија.

Деталите за трансакциите и обврските на учесниците на пазарот (вклучувајќи ги и повластените производители) треба да бидат уредени со, на пример, Пазарните правила. Во услови на непостоење на Пазарни правила, во продолжение на овој текст се предлага едноставна процедура што ќе овозможи функционирање на овој сегмент од пазарот на електрична енергија.

Бидејќи нашиот ЕЕС е релативно мал, формирањето и организацијата на фондови би претставувале непотребно оптоварување и усложнување на работите и поради тоа се предлага финансискиот дефицит што ќе се јави кај ОПЕЕ поради откупот на електрична енергија по повластени тарифи да се надомести преку тарифата за користење на пазарот на електрична енергија, т.е. до воспоставувањето на оваа тарифа да се користи тарифата за користење на преносниот систем. Оваа услуга ја плаќаат сите потрошувачи и таа се применува на енергијата што се пренесува преку преносниот систем. Во *Правилникот за начинот и условите за регулирање на цени за електрична енергија* од 31.12.2008 година (Прилог 2, точка 4) Регулаторната комисија ги признава трошоците за набавка на електричната енергија од повластени производители како *пренесени трошоци*, т.е. истите влегуваат во регулираниот приход на ОПЕЕС, кој од друга страна се наплаќа од потрошувачите преку тарифата за користење на ЕЕС.

Се предлага електричната енергија произведена од повластените производители што ќе ја откупи ОПЕЕ да се отстапи на снабдувачот на тарифни потрошувачи на мало (Снабдувач) по регулирани цени што ги одобрува Регулаторната комисија за енергетика. Од друга страна, Снабдувачот ќе набави помала количина (по истата цена) од регулираниот производител. Ваквите трансакции нема да предизвикаат негативни ефекти кај Снабдувачот.

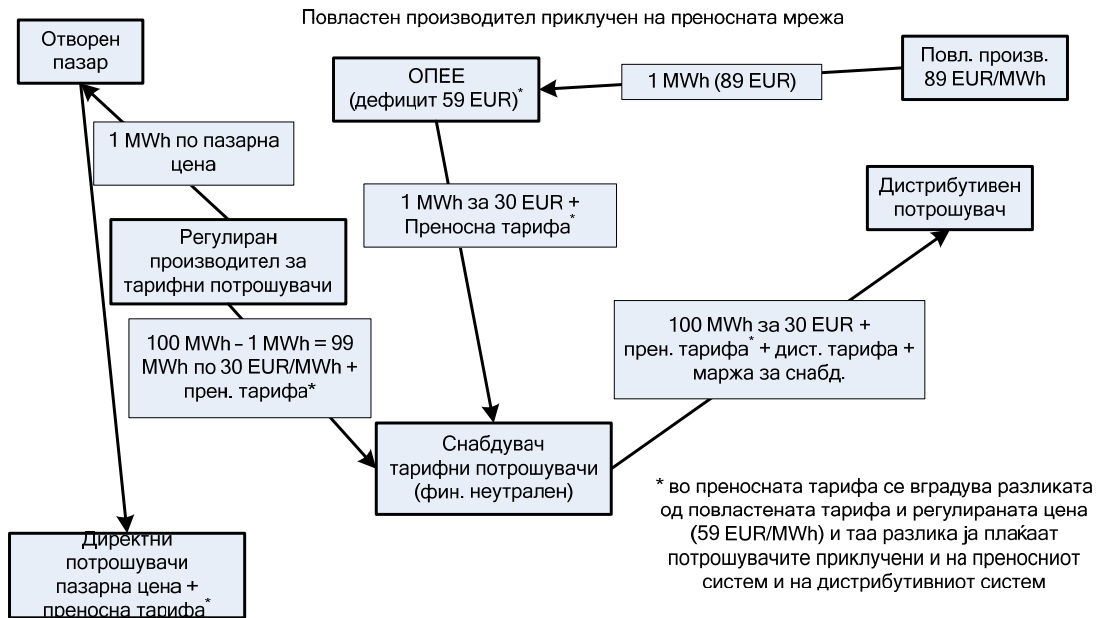
Во зависност од тоа на која мрежа е приклучен повластениот производител (преносна или дистрибутивна), ОПЕЕ ја отстапува енергијата на Снабдувачот со или без тарифа за користење на преносната мрежа (слики 3.4.1 и 3.4.2). Разликата помеѓу набавната цена (повластени тарифи) и продажната цена (регулирана цена) ОПЕЕ ја вградува во преносната тарифа што ќе ја платат потрошувачите приклучени и на преносната и на дистрибутивните мрежи.

Со предложениот начин на прибирање на средствата за поддршка на ОИЕ ќе се обезбеди едноставен механизам, но треба да се има предвид дека овој механизам нема да може да се применува по целосната либерализација на пазарот на електрична енергија.

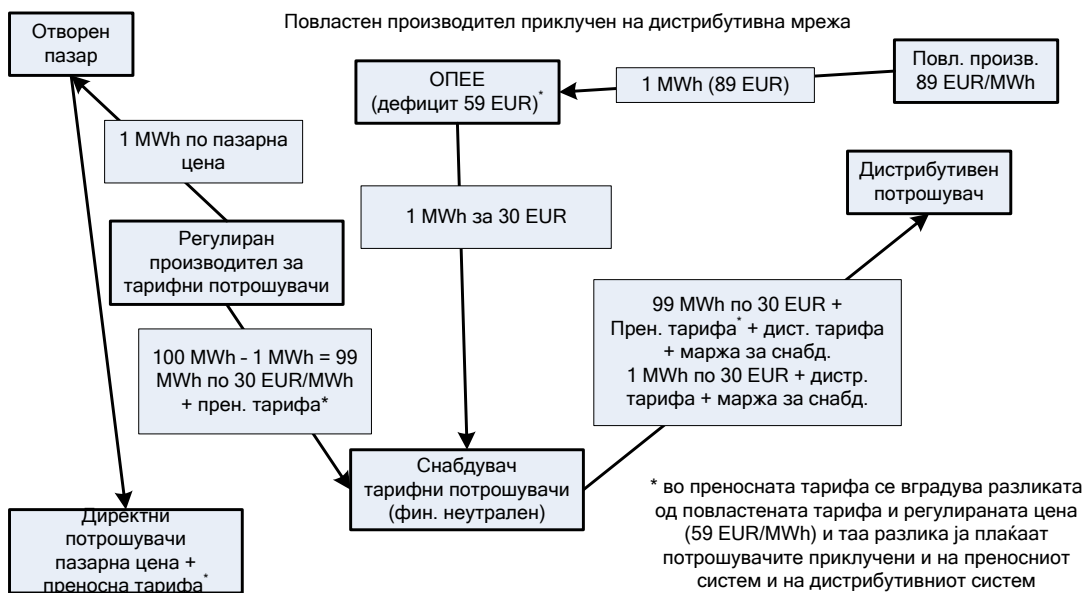
Со предложениот модел на финансирање на повластените тарифи за електрична енергија од ОИЕ се обезбедува:

- транспарентен начин на прибирање на финансиските средства,
- подеднакво учество (по kWh) на сите корисници на ЕЕС во финансирањето повластените тарифи,

- едноставен начин со кој се минимизираат трошоците за функционирање на моделот и со кој не се наметнуваат дополнителни обврски на енергетските компании.



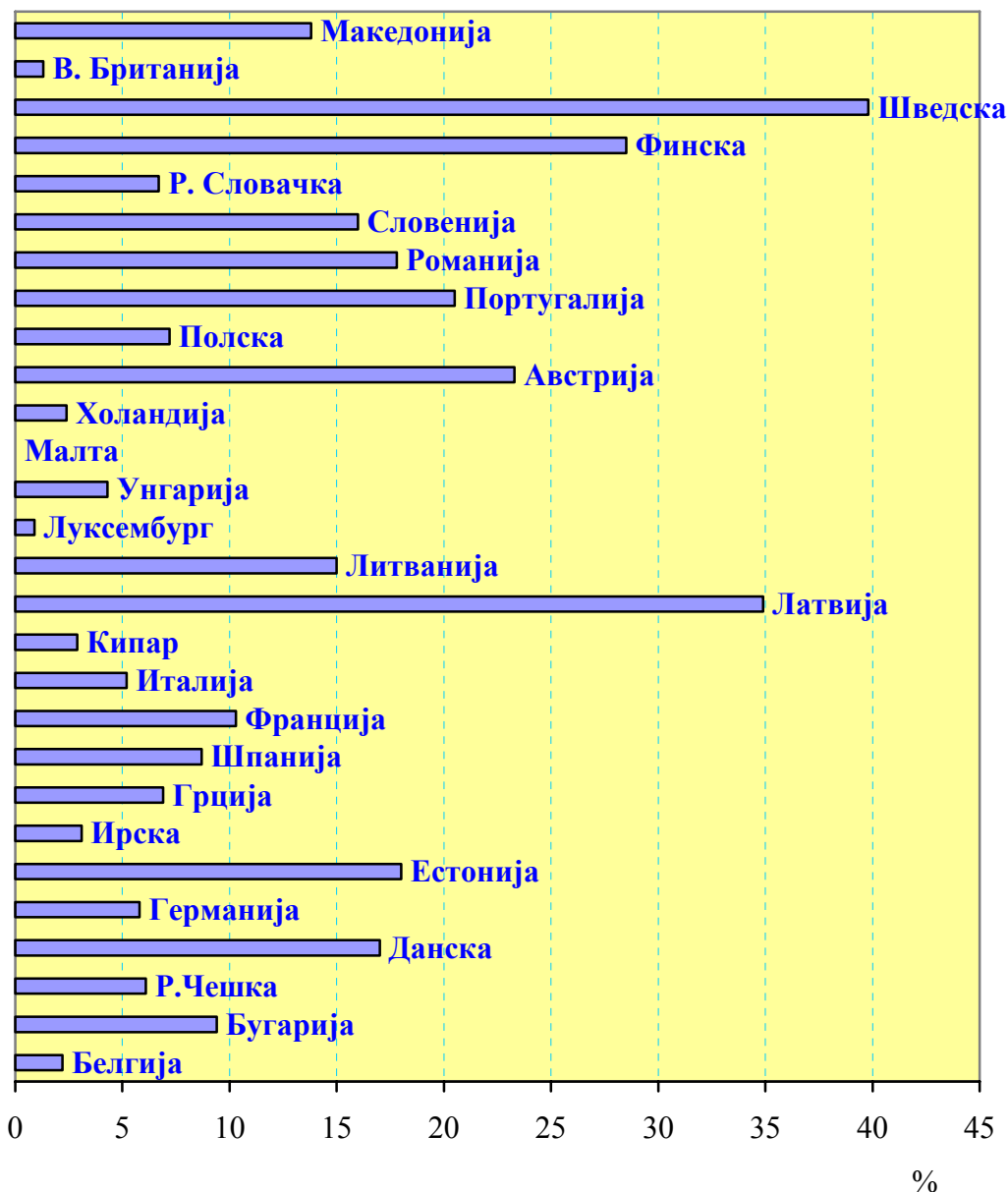
**Слика 3.4.1. Механизам за плаќање на повластени тарифи за повластен производител приклучен на преносната мрежа**



**Слика 3.4.2. Механизам за плаќање на повластени тарифи за повластен производител приклучен на дистрибутивна мрежа**

#### 4. ОПРЕДЕЛУВАЊЕ НА ЦЕЛ ЗА ОИЕ И ЦЕЛ ЗА ОИЕ-ЕЕ

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 овој вид извори на енергија (слика 4.1).



Слика 4.1. Учество на ОИЕ во потрошувачката на финална енергија во 2005 година

Во изминатиот период од ОИЕ во Македонија се користеа 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 оранжерииите) и во скроман износ сончевата енергија (за топла вода во домаќинствата) и биогоривата.

Искористувањето на ОИЕ во Македонија во 2005 година, сведено на просечна хидрологија (табела 4.2.1), изнесуваше 3016 GWh. При тоа, биомасата се користеше како финална во износ од 1767 GWh<sup>47</sup> со учество од 59% во вкупното искористување на ОИЕ во Македонија (слика 4.2). Хидроенергијата, во 2005 година учествуваше со 1477 GWh<sup>48</sup>. Кога ова производство се сведе на просечна хидрологија од претходните 15 години, изнесува 1144 GWh, што претставува релативно учество од 38%. Соодносот на производството од големите ХЕ и од малите ХЕ во 2005 година изнесуваше 94% спрема 6% соодветно. Геотермалната енергија во 2005 година учествуваше со 105 GWh<sup>49</sup> или 3%. Во 2005 година се користеше во скроман износ и сончевата енергија (околу 0,2% од вкупното искористување на ОИЕ) меѓутоа таа не е статистички евидентирана.



Слика 4.2. Релативно учество на ОИЕ во Македонија во 2005 година сведено на просечна хидрологија

#### 4.1. ПЛАНИРАНО ИСКОРИСТУВАЊЕ НА ОИЕ ДО 2020 И ДО 2030 ГОДИНА

Во иднина се планира зголемено користење на претходно 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.

##### 4.1.1. Хидроенергија

Македонија располага со технички потенцијал на хидроенергија за производство на околу 5500 GWh електрична енергија годишно при просечна

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

<sup>48</sup> International Energy Annual 2006, U.S. Energy Information Administration. Според IEA Online Database производството на хидроенергија во 2005 година е 1489 GWh што е за 0,8% повеќе.

<sup>49</sup> © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

хидрологија<sup>50</sup>. Од овој потенцијал досега се изградени хидроелектрани со вкупна инсталирана моќност од 580 MW (табели 2.1.1.1.1, 2.1.2.1.1) и со просечно производство од околу 1500 GWh што претставува 27% од расположивиот потенцијал. Според наведената Студија, планирано е искористување на дополнителни хидроелектрани со производство од околу 2500 GWh со што вкупното производство би изнесувало 4000 GWh или 73% од расположивиот технички потенцијал.

Во Стратегијата за развој на енергетиката на Република Македонија<sup>51</sup>, во основното сценарио 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) со вкупна инсталирана моќност од околу 690 MW и со просечно годишно производство од близу 1200 GWh (табела 4.1.1.1 горна граница (Г.Г.)). 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 на ХЕ Градец и ХЕ Чебрин да заврши после 2020 година. Во тој случај производството од новите големи хидроелектрани во 2020 година би се svelo на 600 GWh (табела 4.1.1.1 долна граница (Д.Г.)). Како реално остварливо сценарио се предвидува одредено каснење во изградбата на хидроелектраните при што само на ХЕ Градец преминува после 2020 година. Според тоа до 2020 година би биле изградени нови големи ХЕ со вкупна моќност од 635 MW и со производство од 940 GWh годишно (табела 4.1.1.1 планирано сценарио (П.С.)).

Во периодот до 2030 година покрај напред наведените се предвидува изградба и на ХЕ Велес и на преостанатите 10 помали ХЕ од Вардарската Долина. Со тоа вкупната моќност на новоизградените ХЕ би изнесувала 960 MW и просечното годишно производство околу 2280 GWh.

Расположивиот потенцијал за изградба на мали хидроелектрани на можни 400 локации<sup>52</sup> се проценува на 255 MW (поглавје 2.1.2.2). Согласно просечното производство од расположивите мали хидроелектрани, годишното производство на овие нови 255 MW би изнесувало 670 GWh. Министерството за економија, преку тендерски постапки, издава под концесија локации за градба на мали хидроелектрани. Планирани се и мали ХЕ и на системи за водоснабдување и системи за наводнување. И покрај одредени административни проблеми како и проблеми со нејасната хидрологија на локациите, реално се очекува изградба на вкупно 80 MW мали хидроелектрани со производство од 210 GWh годишно до 2020 година, односно, 160 MW, со годишно производство од 420 GWh, до 2030 година. Воедно се предвидува и оптимистичко сценарио со изградба на 120 MW мали хидроелектрани со производство од 310 GWh годишно до 2020 година и 240 MW со производство од 620 GWh годишно до 2030 година.

---

<sup>50</sup> 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

<sup>51</sup> Стратегија за развој на енергетиката на Република Македонија до 2030 година, МАНУ, 2010.

<sup>52</sup> Студија за хидроенергетскиот потенцијал на мали ХЕ, 1980 година

**Табела 4.1.1.1. Планирани големи ХЕ**

ХЕ	P (MW)	Годишно производство (GWh)		
		Г.Г.	Д.Г.	П.С.
Св. Петка	36	60	60	60
Б. Мост	68	117	117	117
Л. Поле и ХЕ Црн Камен	5	163	163	163
Галиште	193	264	264	264
Чебрен**	333	340	340*	340
Градец	55	252	252*	252*
<b>Вкупно 2020</b>	<b>690;302;635</b>	<b>1196</b>	<b>604</b>	<b>944</b>
Велес	93	300	300	300
Вардарска Долина – 10 ХЕ	177	784	784	784
<b>Вкупно 2030</b>	<b>960</b>	<b>2280</b>	<b>2280</b>	<b>2280</b>

\* Влегува во погон после 2020 година

\*\* Согласно Директивата 2009/28/ЕС не се вбројува производството од предходно испумпаната вода

#### 4.1.2. Ветерна енергија

Во изминатиот период направени се неколку студии за определување на потенцијалот на ветерната енергија во Македонија и за избор на најпогодни локации за изградба на ветерни електрани. Согласно изготвениот атлас на ветерна енергија<sup>53</sup> направен е избор на 15 најповолни локации за понатамошни истражувања за изградба на ветерни електрани. На 4 од нив извршени се детални мерења и во тек се дополнителни мерења на 4 локации во околината на Богданци. Во тек се и припреми за мерења на уште 5 локации. Се планира и изработка на Студија за апсорпционата моќ на електроенергетскиот систем на Македонија за ветерни електрани.

Врз основа на досегашните истражувања, реално може да се очекува градба на 90 – 180 MW ветерни електрани со производство од 180 – 360 GWh годишно до 2020 година, и вкупно 180 – 360 MW со годишно производство од 360 – 720 GWh до 2030 година.

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 минимум 10%. Планираните 90 MW можат да се реализираат со изградба на ветерни електрани на две до три локации.

Планираната граница од 180 MW ветерни електрани би претставувала 6% од планираниот капацитет за производство на електрична енергија во Македонија во 2020 година, додека планираната моќност на ветерни електрани од 360 MW е во рамките од 10% од планираниот капацитет за производство на електрична енергија во Македонија до 2030 година.

<sup>53</sup> Wind Energy Resource Atlas and Site Screening of the R. of Macedonia, AWSTruewind, June 2005

#### **4.1.3. Фотонапонски сончеви системи**

Македонија располага со солиден сончев 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 фотонапонските системи во Македонија и покрај високата заинтересираност за нивна изградба поради високите повластени тарифи. Се предвидува изградба на вкупно 10 – 30 MW фотонапонски системи до 2020 година со производство од 14 – 42 GWh годишно, а 20 – 40 MW до 2030 година со производство од 28 – 56 GWh годишно. Горните граници се остварливи во случај на значително поголема пазарна цена на електричната енергија и развој на поефтини технологии за искористување на сончевата енергија за производство на електрична енергија.

#### **4.1.4. Отпадна 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 со годишно производство од 25 – 50 GWh до 2020 година, а 10 – 14 MW со производство од 50 – 70 GWh до 2030 година.

#### **4.1.5. 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 7 – 10 MW до 2020 година со производство од 20 – 30 GWh годишно, односно, 10 – 15 MW до 2030 година со производство од 30 – 45 GWh.

#### **4.1.6. Биомаса за согорување**

Биомасата за согорување со застапеност од 59% во искористувањето на ОИЕ во Македонија во 2005 година (слика 4.2) 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 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.

Планираното искористување на биомасата за согорување 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 4.2.1 за 2005 година земен е



статистички податок<sup>54</sup> во кој не влегува неевидентираниот потрошувачка. Во периодот до 2020 година се очекува постепено намалување на неевидентираниот 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 од Стратегијата за развој на енергетиката<sup>55</sup> потрошувачката на биомаса за согорување во 2020 година која ќе се користи како топлинска ќе изнесува 236 ktOE (2740 GWh).

Во сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност од Стратегијата за развој на енергетиката<sup>56</sup> се предвидува пораст на потрошувачката на биомаса за согорување за наведената намена во периодот 2006-2020 година од само 5,7%, до износ од 227 ktOE (2640 GWh) во 2020 година.

Според основното сценарио од Стратегијата<sup>57</sup> се планира благ пад на потрошувачката на биомаса за согорување која ќе се користи како топлинска до 2030 година, до износ од 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) кој е практично ист со оној во 2020 година. Во второто сценарио се предвидува помасовно воведување на печки за согорување на биомасата со висок степен на полезно дејство пред 2020 година, додека во основното сценарио нивното помасовно воведување е прогнозирано после 2020 година.

Кога ќе се земе предвид и отпадната биомаса за комбинирано производство на електрична и топлинска енергија, тогаш, потрошувачката на биомаса за согорување во 2020 година ќе изнесува 244 - 249 ktOE (2840 – 2900 GWh). Ова претставува зголемување на потрошувачката на биомасата за согорување во наведениот период за 12 - 14 %. Вкупната потрошувачка на биомасата за согорување во 2030 година е планирана во износ од 252 - 258 ktOE (2930 – 3000 GWh).

#### **4.1.7. 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

<sup>54</sup> © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries

<sup>55</sup> Стратегија за развој на енергетиката во Република Македонија до 2030 година, МАНУ, 2010

<sup>56</sup> Стратегија за развој на енергетиката во Република Македонија до 2030 година, МАНУ, 2010

<sup>57</sup> Стратегија за развој на енергетиката во Република Македонија до 2030 година, МАНУ, 2010

енергија, со што средствата вложени во воведувањето на сончевата енергија како топлинска во домаќинствата имаат период на поврат поголем од 10 години.

За поголем продор на сончевата 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 сончевите системи во индустријата, особено кај индустриските гранки кои трошат поголемо количество топла вода (млекарска, месна и текстилна), каде повратот на вложените средства е релативно краток, потребно е да се стимулираат домашните производители за масовно производство на сончеви системи со олеснување на извозот и административните процедури. Со тоа би се подобрил квалитетот на системите и би се остварила економска добивка.

Се предвидува користење на сончевата енергија како топлинска пред сè во домаќинствата. До 2020 година планирани се 55000 – 80000 инсталации во домаќинствата, со што вкупното искористување на сончевата енергија (заедно со комерцијалниот и услужен сектор и индустријата) би изнесувало 60 – 90 GWh годишно. До 2030 година планирани се 70000 – 140000 инсталации во домаќинствата. Со тоа, искористувањето на сончевата енергија како топлинска во сите сектори би изнесувало 83 – 155 GWh годишно.

#### **4.1.8. Геотермална енергија**

Геотермалната енергија, како финална, е планирана на ниво од 400 – 520 GWh до 2020 година, со што таа има значителен придонес во користењето на ОИЕ. За остварување на оваа цел, покрај веќе преземените 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 .

Во потрошувачката на финална енергија во 2030 година, геотермалната е планирана на ниво од 560 – 660 GWh, со што, потрошувачката на геотермалната енергија како примарна ќе изнесува 620 – 730 GWh годишно.

#### **4.1.9. Биогорива**

Во насока на Директивата 2009/28/ЕС на ЕУ, учеството на ОИЕ во потрошувачката на финална енергија во сообраќајот е планирано 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 другите ОИЕ во сообраќајот, покрај биогоривата, да биде помало од 1%. Според тоа, прокламираната цел може да се пресмета, пред сè, преку учеството на биогоривата во потрошувачката на бензинските и дизел горива во сообраќајот (табела 4.1.9.1).

**Табела 4.1.9.1. Прогноза на потрошувачка на биогоривата во сообраќајот на Република Македонија до 2020 година (ktoe/годишно)**

	Основно сценарио						Сценарио на забавен раст					
	Бензини [ktoe]	Дизел [ktoe]	Вкупно [ktoe]	ОИЕ [%]	Биогориво* [%]	Биогориво [ktoe]	Бензини [ktoe]	Дизел [ktoe]	Вкупно [ktoe]	ОИЕ [%]	Биогориво* [%]	Биогориво [ktoe]
2010	125	208	333	2,5	2,5	4**	120	198	318	2,5	2,5	4**
2011	129	221	349	3,4	3,4	12	119	204	324	3,4	3,4	11
2012	136	239	375	4	4	15	119	210	329	4	4	13
2013	142	259	401	4,7	4,7	19	121	220	341	4,7	4,7	16
2014	149	279	428	6	6	26	125	234	359	6	6	22
2015	156	299	455	7	7	32	131	252	383	7	7	27
2016	163	319	482	8	8	39	138	271	408	8	8	33
2017	169	340	509	8,5	8,5	43	144	290	433	8,5	8,5	37
2018	175	361	536	9	9	48	150	309	459	9	9	41
2019	182	382	563	9,5	9,2	52	156	328	484	9,5	9,2	44
2020	188	403	591	10	9,5	56	162	347	508	10	9,5	48

\*До 2018 година од ОИЕ во сообраќајот се планира користење само на биогорива. Според тоа, процентуалното учество на биогоривата до 2018 година е еднакво на учеството на ОИЕ. Во 2019 и 2020 година се планира учество и на друго ОИЕ во сообраќајот во износ до 0,5%.

\*\*Вкупното количество на биогориво кое ќе се потроши во 2010 година ќе зависи од моментот на примена на подзаконски акт со кој ќе се пропише минималната процентуална намешаност на горивата за транспорт со чисти биогорива.

Со исполнување на обврската од Директивата за учество на ОИЕ во потрошувачката на финална енергија во сообраќајот, биогоривата ќе учествуваат во износ од најмалку 48 – 56 ktOE (560 - 655 GWh) до 2020 година според предвидената потрошувачка на бензини и дизел горива во Стратегијата за развој на енергетиката во Македонија во Сценариото со засилени мерки на енергетска ефикасност и во Основното сценарио, последователно.

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 145 – 163 ktOE (1700 - 1900 GWh).

Обезбедувањето на биомаса за производство на биогорива не е доволно истражено и потребни се посебни студии и поттикнувачки мерки за решавање на ова прашање. Покрај поттикнувачките мерки за производство на

сировините, особено значајно е воведување на поттикнувачки мерки за производство и користење на биогоривата (на пример со намалување на акцизата). Имајќи предвид дека Директивата дозволува и увоз на биогоривата, најзначајни треба да бидат стимулациите и обврските за користење на истите.

#### **4.2. УЧЕСТВО НА ОИЕ ВО ПОТРОШУВАЧКАТА НА ФИНАЛНА ЕНЕРГИЈА ВО 2020 ГОДИНА**

Учеството на ОИЕ во потрошувачката на финалната енергија е дефинирано<sup>58</sup> како сооднос на енергијата добиена од ОИЕ и вкупната потрошувачка 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;
- Вкупната потрошувачка на финална енергија (ВПФЕ) е дефинирана како сума од:
  - потрошувачката на финална енергија (од индустријата, домаќинствата, сообраќајот, комерцијалниот и услужен сектор и секторот земјоделство и шумарство),
  - губитоци на електрична енергија и топлина во дистрибуцијата
  - 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 хидроелектраните се зема според моќноста на сите хидроелектрани 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. Во производството од пумпно акумулациони ХЕ не се вбројува производството од предходно испумпаната вода. За ветерната енергија се спроведува слична постапка со усреднување за последните 4 години.

Обврските кои важат за земјите членки на ЕУ се пресметани врз база на процентуалното учество на ОИЕ во вкупната потрошувачка на финална енергија во разгледуваната земја во 2005 година, плус 5,5% за секоја членка и плус одреден процент сразмерно на бруто домашниот производ по жител. Соодветно, за Македонија целта би била 20,5% (табела 4.2.1). Согласно утврдената постапка на ниво на ЕУ, оваа цифра се заокружува на 21%.

Воедно, во организација на Секретаријатот на Енергетската заедница се изготвува Студија за имплементација на новата Директива за промоција на

---

<sup>58</sup> Директива 2009/28/ЕС

ОИЕ<sup>59</sup>, која дополнително на Стратегијата ќе даде насоки за националните цели во однос на ОИЕ.

**Табела 4.2.1. Определување на националната цел за учество на ОИЕ во потрошувачката на финална енергија во 2020 година**

<b>Учество на ОИЕ во 2005</b>	<b>Вредност</b>	<b>Извор</b>
Потрошувачка на финална енергија, GWh	19666	(1)
+ Неенергетска потрошувачка, GWh	407	(1)
+ Загуби на електрична енергија, GWh	1593	(1)
+ Загуби на топлина, GWh	93	(1)
+ Сопствена потрошувачка на електрична енергија, GWh	721	(1)
+ Сопствена потрошувачка на топлина, GWh	116	(1)
<b>Вкупна потрошувачка на финална енергија во 2005, GWh (А)</b>	<b>21783</b>	
Производство од хидроелектрани во 2005, GWh	1477	(2)
÷ Фактор на ангажирање (CF) во 2005	32,70%	(2)
× Просечен фактор на ангажирање (CF) за период 1992-2005	25,30%	(2)
<b>Нормализирано производство од хидроелектрани во 2005, GWh (Б)</b>	<b>1144</b>	
Други ОИЕ во 2005, GWh (В)	1872	(1)
<b>Вкупно нормализирано производство од ОИЕ, GWh (Г) = (Б) + (В)</b>	<b>3016</b>	
<b>Учество на ОИЕ во 2005 (Д) = (Г) / (А)</b>	<b>13,8%</b>	
<b>Подеднакво наголемување на ОИЕ до 2020 (Е)</b>	<b>5,5%</b>	
<b>Дополнително наголемување на ОИЕ базирано на БДП, (Ж)</b>	<b>1,2%</b>	(3)
<b>Национална цел за учество на ОИЕ во 2020, (Д) + (Е) + (Ж)</b>	<b>20,5%</b>	

(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) International Energy Annual 2006, U.S. Energy Information Administration

(3) IPA Energy + Water Economics & EPU-NTUA Study on the Implementation of the New EU Renewable Directive in the EC, Draft, December 2009

Во табела 4.2.2 е прикажано учеството на ОИЕ и потрошувачката на финална енергија (ПФЕ) за најниската предвидена граница (ДГ), највисоката предвидена граница (ГГ) и планираните вредности според четири сценарија (С1, С2, С3 и С4) со кои треба да се обезбеди учество од 21%.

Најниското учество на ОИЕ (ДГ) во финалната потрошувачка на енергија е добиено врз основа на најниските планирани учества за секој од ОИЕ поединечно при истовремена потрошувачка на финална енергија според основното сценарио од Стратегијата за развој на енергетиката на Македонија.

Највисокото учество на ОИЕ (ГГ) во финалната потрошувачка на енергија е добиено врз основа на највисоките планирани учества за секој од ОИЕ поединечно при истовремена потрошувачка на финална енергија според сценариото со засилени мерки на енергетска ефикасност од Стратегијата за развој на енергетиката на Македонија.

Планираното учество на ОИЕ од 21% може да се оствари со разни можни комбинации на искористувањето на ОИЕ и на потрошувачката на финална енергија во претставените граници. Анализирани се четири можни сценарија.

<sup>59</sup> IPA Energy + Water Economics & EPU-NTUA Study on the Implementation of the New EU Renewable Directive in the EC, Draft, December 2009

**Табела 4.2.2. Учество на обновливите извори на енергија во потрошувачката на финална енергија (GWh)**

	2020 ДГ	2020 ГГ	2020 С1	2020 С2	2020 С3	2020С4
<b>ЕЕ од ОИЕ</b>	<b>2539</b>	<b>3482</b>	<b>3139</b>	<b>3039</b>	<b>2679</b>	<b>2492</b>
Хидроелектрани	2300	3000	2900	2710	2350	2010
Големи хидроелектрани	2000	2600	2600	2350	2000	1610
Мали хидроелектрани	300	400	300	360	350	400
Ветерни електрани	180	360	180	270	270	360
Фотонапонски системи	14	42	14	14	14	42
Биомаса	25	50	25	25	25	50
Биогас	20	30	20	20	20	30
<b>Топлина од ОИЕ</b>	<b>3100</b>	<b>3350</b>	<b>3100</b>	<b>3200</b>	<b>3240</b>	<b>3350</b>
Биомаса	2640	2740	2640	2740	2740	2740
Сончева енергија	60	90	60	60	60	90
Геотермална енергија	400	520	400	400	440	520
<b>Биогорива</b>	<b>560</b>	<b>655</b>	<b>655</b>	<b>655</b>	<b>560</b>	<b>560</b>
<b>ВКУПНО ОИЕ</b>	<b>6199</b>	<b>7487</b>	<b>6894</b>	<b>6894</b>	<b>6479</b>	<b>6402</b>
<b>ПФЕ</b>	<b>32873</b>	<b>30825</b>	<b>32873</b>	<b>32873</b>	<b>30825</b>	<b>30825</b>
<b>Учество на ОИЕ (%)</b>	<b>18,9</b>	<b>24,3</b>	<b>21,0</b>	<b>21,0</b>	<b>21,0</b>	<b>20,8</b>

### **Сценарио С1**

Ова сценарио се базира, пред сè, на производство на електрична енергија од големи хидроелектрани според основното сценарио од Стратегијата за развој на енергетиката во Македонија. До 2020 година планирана е изградба на ХЕ Св. Петка, ХЕ Бошков Мост, Луково Поле со ХЕ Црн Камен, ХЕ Галиште, ХЕ Градец и ХЕ Чебрин.

Очекуваното производството на електрична енергија од малите хидроелектрани, ветерните електрани, фотонапонските системи, отпадната биомаса и од биогасот како и искористувањето на сончевата енергија како топлинска, биомасата и геотермалната енергија се на ниво на долните планирани износи.

Во ова сценарио предвидена е потрошувачка на финалната енергија и соодветно на тоа и потрошувачка на биогорива според основното сценарио од Стратегијата за развој на енергетиката на Македонија.

Може да се забележи (табела 4.2.2) дека во случај на изградба на планираните големи хидроелектрани, потребното учество на ОИЕ во 2020 година може реално и да се надмине.

### **Сценарио С2**

Во напред спроведената анализа е наведено дека постои одредена неопределеност во изградбата на големите хидроелектрани. Оттука, во планирањето на обврските по ова сценарио се предвидува одредено пролонгирање на нивната изградба. Се предвидува закаснување во изградбата

на сите големи хидроелектрани во однос на основното сценарио: ХЕ Св. Петка за една година, ХЕ Бошков мост за две, Луково Поле со ХЕ Црн Камен и ХЕ Галиште за две години, ХЕ Чебрен за една година и ХЕ Градец за повеќе од три години. Ова би значило поместување на ХЕ Градец за после 2020 година. Неопходната разлика до учеството од 21% на обновливите извори на енергија би се покрила со дополнителна изградба на мали хидроелектрани и на ветерни електрани со капацитети до половина помеѓу најниските и највисоките предвидени вредности и со зголемување на потрошувачката на биомаса за согорување од 2640 на 2740 GWh во однос на сценариото С1. Планираното искористување на биомасата за согорување во 2020 година е на ниво на горната планирана вредност која е за помалку од 10% поголема од потрошувачката во 2006 година кога ќе се земат збирно евидентираната и неевидентираната потрошувачка<sup>60</sup>. Ова искористување на биомаса може реално да се оствари со мало зголемување на дрвниот потенцијал и со подобрување на технологијата за сеча и обработка и со тоа намалување на отпадната биомаса која не се искористува. Учеството на биогоривата е на горната граница, соодветно на финалната потрошувачка на енергија, а со тоа и на горива во сообраќајот. Учеството на преостанатите ОИЕ е на долната проектирана граница.

### ***Сценарио С3***

Ова сценарио се базира на потрошувачка на финалната енергија која е планирана во Стратегијата за развој на енергетиката во Македонија со сценариото со засилени мерки на енергетска ефикасност.

Динамиката на изградба на големите хидроелектрани е дополнително поместена за уште една година со што и ХЕ Чебрен преминува во периодот после 2020 година. Неопходната разлика до учеството од 21% на обновливите извори на енергија би се покрила со дополнително користење на геотермалната енергија за 40 GWh и со истите капацитетите на преостанатите ОИЕ кои се предвидени во сценариото С2. Учеството на биогоривата е на долната граница соодветно на очекуваната потрошувачка според сценариото со засилени мерки на енергетска ефикасност.

### ***Сценарио С4***

Во ова сценарио се анализира случај кога покрај ХЕ Градец и хидроелектраните Чебрен, Галиште и Бошков Мост би влегле во погон после 2020 година или случај кога зелените сертификати за електричната енергија произведена од овие четири хидроелектрани би му припаднале на странски инвеститор. Во тој случај проектираната цел за учество на ОИЕ во потрошувачката на финална енергија не би можела да се оствари ниту со максималното можно искористување на сите преостанати ОИЕ при истовремена потрошувачка на финална енергија и со тоа и биогорива според сценариото со засилени мерки на енергетска ефикасност. Според тоа производството од големите ХЕ мора да се искористи за исполнување на сопствените цели за учество на ОИЕ во потрошувачката на финална енергија.

---

<sup>60</sup> Стратегија за развој на енергетиката во Република Македонија до 2030 година, МАНУ, 2010

## Заклучок

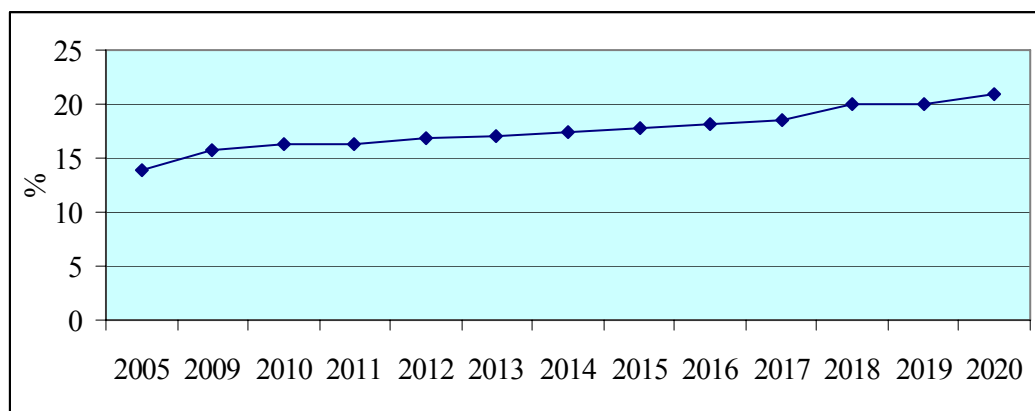
Напред наведените сценарија укажуваат дека Република Македонија може реално да оствари учество на ОИЕ од 21% во 2020 година. Како најверојатни се јавуваат сценаријата С2 и С3. Сценариото С3 се базира на потрошувачка на финална енергија според сценариото со засилени мерки на енергетска ефикасност од Стратегијата за развој на енергетиката на Македонија и според тоа претставува целна опција. Сценариото С2 предвидува потрошувачка на финалната енергија според основното сценарио од Стратегијата. И во двете сценарија се предвидува намалување на загубите на електрична енергија и топлина во преносот и дистрибуцијата до прифатливи европски нивоа.

За реализација на сценаријата С2 или С3 или било која опција измеѓу нив потребно е до 2020 година да се искористи:

- хидроенергија од големи ХЕ во износ од 2000 - 2350 GWh (изградба на ХЕ Св. Петка, ХЕ Бошков Мост, Луково Поле со ХЕ Црн Камен и ХЕ Галиште во сценариото С3 и плус ХЕ Чебрин во С2),
- хидроенергија од мали ХЕ во износ од 350 – 360 GWh,
- ветерна енергија во износ од 270 GWh,
- сончева енергија за производство на електрична енергија од 14 GWh,
- отпадна биомаса во ТЕ-ТО за производство на електрична енергија од 25 GWh,
- биогаз за производство на електрична енергија од 20 GWh,
- биомаса за согорување за производство на топлина од 2740 GWh,
- сончева енергија за производство на топлина од 60 GWh,
- геотермална енергија од 400 – 440 GWh, и
- биогорива во износ од 560 – 655 GWh.

### Сценарио С2

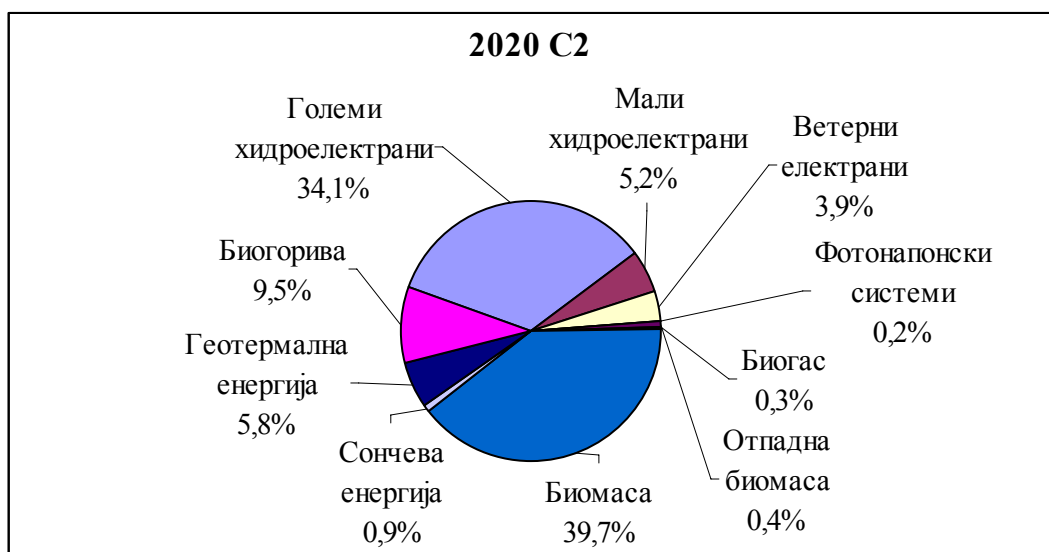
Учеството на ОИЕ според сценариото С2 ќе расте со динамика дадена во табела 4.2.3 и на слика 4.2.1.



Слика 4.2.1. Учеството на ОИЕ во вкупната потрошувачка на финална енергија (Сценарио С2)



На слика 4.2.2 претставено е процентуалното учество на одредени ОИЕ во вкупниот износ на ОИЕ во 2020 година според сценариото С2.



**Слика 4.2.2. Процентуално учество на ОИЕ во 2020 година (Сценарио С2)**

Најголемо е учеството на биомасата за согорување со 39,7% и хидроенергијата со 39,3% (34,1+5,2). Следат биогоривата (9,5%), геотермалната енергија (5,8%), ветерните електрани (3,9%) и сончевата енергија како топлинска (0,9%). Електричната енергија од биогасот, отпадната биомаса за ТЕ-ТО и од фотонапонските системи учествуваат со вкупно 0,9%.

За остварување на зацртаното учество од 21% според ова сценарио како дополнителни мерки стојат на располагање:

- Подобрување на енергетската ефикасност:
  - Со вклучување на дополнителните мерки за заштеда на енергија и за подобрување на енергетската ефикасност потрошувачката на финална енергија во 2020 година би била помала за 6,2%.
- Зголемување на учеството на ОИЕ:
  - Ветерни електрани: според оптимистичкото сценарио ветерните електрани можат да произведуваат 360 GWh електрична енергија во 2020 година. Тоа е за 90 GWh повеќе од планираните во сценарио С2;
  - Мали хидроелектрани: според оптимистичкото сценарио малите хидроелектрани можат да произведуваат 400 GWh електрична енергија во 2020 година. Тоа е за 40 GWh повеќе од планираните во сценарио С2;
  - Големи хидроелектрани: согласно основното сценарио можни се дополнителни 250 GWh до 2020 година;

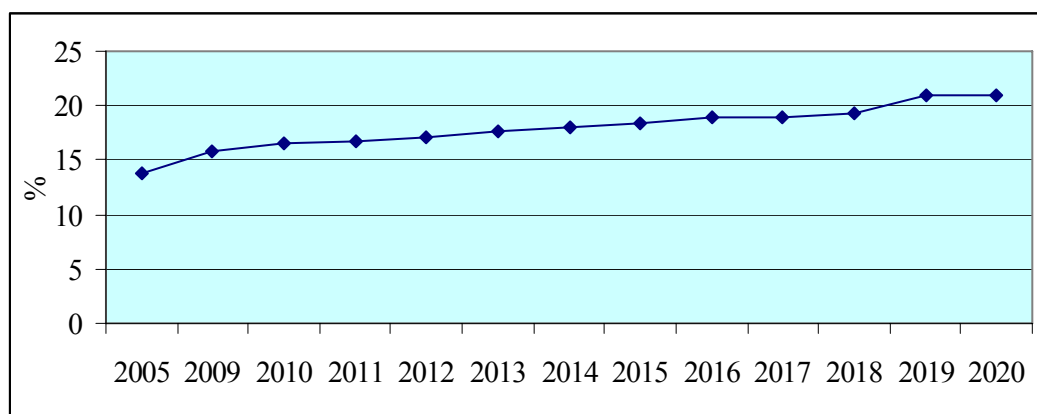
- Геотермална енергија: според оптимистичкото сценарио геотермалната енергија се планира на ниво од 520 GWh во 2020 година. Тоа е за 120 GWh повеќе од планираните во сценарио С2;

Според наведената анализа, за остварување на учеството на ОИЕ во потрошувачката на финална енергија во Македонија од 21% во 2020 година, во однос на сценариото С2 на располагање стојат, пред сè, дополнителни: 440 GWh од заштеда на енергија и подобрување на енергетската ефикасност, 90 GWh од ветерна енергија, 40 GWh од мали хидроелектрани и 120 GWh геотермална енергија или сумарно 690 GWh. Ова е близу 20% од планираното зголемување на ОИЕ од околу 3400 GWh во периодот 2009-2020 година.

Во однос на тоа, можни се дополнителни 250 GWh од големите хидроелектрани меѓутоа и намалување на обврската за биогорива за околу 100 GWh со намалување на вкупната потрошувачка на горивата во сообраќајот според сценариото со засилени мерки за енергетска ефикасност.

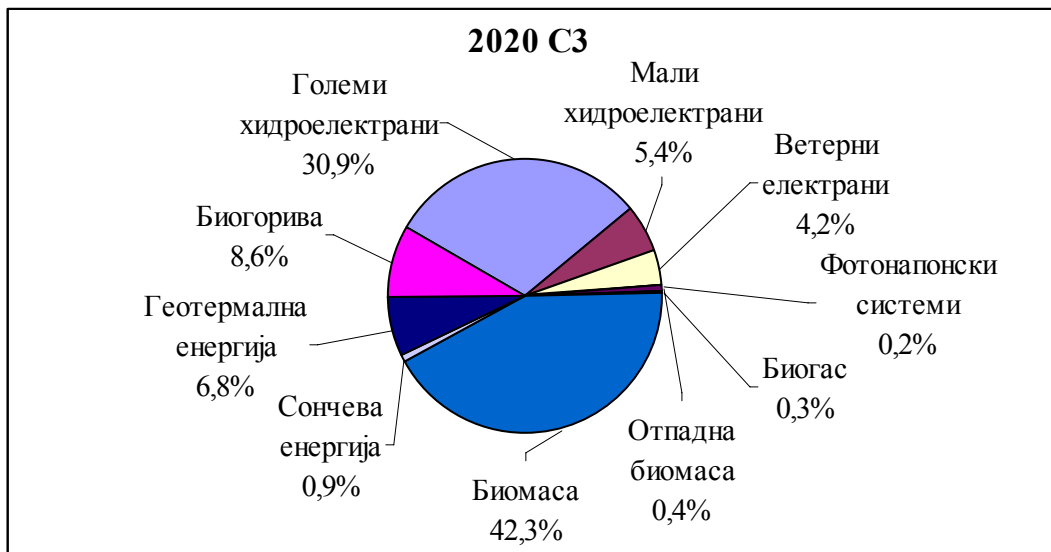
### Сценарио С3

Учеството на ОИЕ според сценариото С3 ќе расте со динамика дадена во табела 4.2.4 и на слика 4.2.3.



**Слика 4.2.3. Учеството на ОИЕ во вкупната потрошувачка на финална енергија (Сценарио С3)**

На слика 4.2.4 претставено е процентуалното учество на одредени ОИЕ во вкупниот износ на ОИЕ во 2020 година според сценариото С3. Најголемо е учеството на биомасата за согорување со 42,3% и на хидроенергијата со 36,3% (30,9+5,4). Следат биогоривата (8,6%), геотермалната енергија (6,8%), ветерните електрани (4,2%) и сончевата енергија како топлинска (0,9%). Електричната енергија од биогасот, отпадната биомаса за ТЕ-ТО и од фотонапонските системи учествуваат со вкупно 0,9%.



**Слика 4.2.4. Процентуално учество на ОИЕ во 2020 година (Сценарио С3)**

За реализација на ова сценарио на располагање ни стојат разликите до вредностите кои се проектирани со оптимистичките предвидувања и тоа пред сè: 50 GWh од мали хидроелектрани, 90 GWh од ветерна енергија, 30 GWh од сончева топлинска енергија и 80 GWh геотермална енергија или сумарно 250 GWh.

Можни се и дополнителни 600 GWh од големите хидроелектрани.

Доколку се постави цел за Македонија од 21% во 2020 година во тој случај динамиката на исполнување на целта во периодот до 2020 година би требало да се одвива по следната шема (Поглавје 1):

Просек 2011 – 2012 год.,  $S_{2011-2012} = 15,6\%$

Просек 2013 – 2014 год.,  $S_{2013-2014} = 16,3\%$

Просек 2015 – 2016 год.,  $S_{2015-2016} = 17,1\%$

Просек 2017 – 2018 год.,  $S_{2017-2018} = 18,5\%$ .

Овие вредности се во границите на планираните учества на ОИЕ во наведените години според двете сценарија, С2 и С3, табела 4.2.3 и 4.2.4).

Табела 4.2.3. Учество на обновливите извори на енергија во потрошувачката на финална енергија (Сценарио С2)

<b>GWh</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<b>Електрична Е. од ОИЕ</b>	<b>1481</b>	<b>1481</b>	<b>1573</b>	<b>1627</b>	<b>1733</b>	<b>1835</b>	<b>1929</b>	<b>2104</b>	<b>2599</b>	<b>2649</b>	<b>3039</b>
Хидроелектрани	1480	1480	1570	1610	1650	1690	1720	1865	2330	2350	2710
Големи хидроелектрани	1390	1390	1450	1450	1450	1450	1450	1570	2010	2010	2350
Мали хидроелектрани	90	90	120	160	200	240	270	295	320	340	360
Ветерни електрани	0	0	0	0	50	100	150	180	210	240	270
Фотонапонски системи	1	1	3	6	10	10	14	14	14	14	14
Биомаса (ТЕ-ТО)	0	0	0	6	13	20	25	25	25	25	25
Биогас	0	0	0	5	10	15	20	20	20	20	20
<b>Топлина од ОИЕ</b>	<b>2198</b>	<b>2369</b>	<b>2499</b>	<b>2587</b>	<b>2686</b>	<b>2790</b>	<b>2880</b>	<b>2969</b>	<b>3048</b>	<b>3135</b>	<b>3200</b>
Биомаса	2063	2220	2340	2420	2500	2580	2645	2687	2720	2740	2740
Сончева енергија	13	16	19	22	26	30	35	42	48	55	60
Геотермална енергија	122	133	140	145	160	180	200	240	280	340	400
<b>Биогорива</b>	<b>46</b>	<b>138</b>	<b>174</b>	<b>219</b>	<b>299</b>	<b>370</b>	<b>448</b>	<b>503</b>	<b>561</b>	<b>605</b>	<b>655</b>
<b>ВКУПНО ОИЕ</b>	<b>3725</b>	<b>3988</b>	<b>4246</b>	<b>4433</b>	<b>4718</b>	<b>4995</b>	<b>5257</b>	<b>5576</b>	<b>6208</b>	<b>6389</b>	<b>6894</b>
<b>ПФЕ</b>	<b>22819</b>	<b>23967</b>	<b>25050</b>	<b>26065</b>	<b>27015</b>	<b>28008</b>	<b>28927</b>	<b>29911</b>	<b>30826</b>	<b>31778</b>	<b>32873</b>
<b>Учество на ОИЕ (%)</b>	<b>16,3</b>	<b>16,6</b>	<b>17,0</b>	<b>17,0</b>	<b>17,5</b>	<b>17,8</b>	<b>18,2</b>	<b>18,6</b>	<b>20,1</b>	<b>20,1</b>	<b>21,0</b>

Табела 4.2.4. Учество на обновливите извори на енергија во потрошувачката на финална енергија (Сценарио С3)

<b>GWh</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<b>Електрична Е. од ОИЕ</b>	<b>1481</b>	<b>1481</b>	<b>1513</b>	<b>1627</b>	<b>1733</b>	<b>1835</b>	<b>1929</b>	<b>1979</b>	<b>2144</b>	<b>2629</b>	<b>2679</b>
Хидроелектрани	1480	1480	1510	1610	1650	1690	1720	1740	1875	2330	2350
Големи хидроелектрани	1390	1390	1390	1450	1450	1450	1450	1450	1565	2000	2000
Мали хидроелектрани	90	90	120	160	200	240	270	290	310	330	350
Ветерни електрани	0	0	0	0	50	100	150	180	210	240	270
Фотонапонски системи	1	1	3	6	10	10	14	14	14	14	14
Биомаса (ТЕ-ТО)	0	0	0	6	13	20	25	25	25	25	25
Биогас	0	0	0	5	10	15	20	20	20	20	20
<b>Топлина од ОИЕ</b>	<b>2198</b>	<b>2369</b>	<b>2499</b>	<b>2587</b>	<b>2686</b>	<b>2790</b>	<b>2880</b>	<b>2962</b>	<b>3038</b>	<b>3135</b>	<b>3240</b>
Биомаса	2063	2220	2340	2420	2500	2580	2645	2680	2690	2710	2740
Сончева енергија	13	16	19	22	26	30	35	42	48	55	60
Геотермална енергија	122	133	140	145	160	180	200	240	300	370	440
<b>Биогорива</b>	<b>44</b>	<b>128</b>	<b>153</b>	<b>186</b>	<b>251</b>	<b>312</b>	<b>380</b>	<b>428</b>	<b>480</b>	<b>512</b>	<b>560</b>
<b>ВКУПНО ОИЕ</b>	<b>3723</b>	<b>3978</b>	<b>4165</b>	<b>4400</b>	<b>4670</b>	<b>4937</b>	<b>5189</b>	<b>5369</b>	<b>5662</b>	<b>6276</b>	<b>6479</b>
<b>ПФЕ</b>	<b>22544</b>	<b>23518</b>	<b>24252</b>	<b>24975</b>	<b>25733</b>	<b>26622</b>	<b>27404</b>	<b>28226</b>	<b>29057</b>	<b>29925</b>	<b>30825</b>
<b>Учество на ОИЕ (%)</b>	<b>16,5</b>	<b>16,9</b>	<b>17,2</b>	<b>17,6</b>	<b>18,1</b>	<b>18,5</b>	<b>18,9</b>	<b>19,0</b>	<b>19,5</b>	<b>21,0</b>	<b>21,0</b>

### 4.3. УЧЕСТВО НА ОИЕ ВО ПОТРОШУВАЧКАТА НА ФИНАЛНА ЕНЕРГИЈА ДО 2030 ГОДИНА

Во табела 4.3.1 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 4.3.1. Учество на обновливите извори на енергија во финалната потрошувачка на енергија (GWh)**

	2030 ДГ	2030 ГГ
<b>Електрична енергија од ОИЕ</b>	<b>3898</b>	<b>5301</b>
Хидроелектрани	3430	4410
Големи хидроелектрани	2920	3700
Мали хидроелектрани	510	710
Ветерни електрани	360	720
Фотонапонски системи	28	56
Биомаса	50	70
Биогас	30	45
<b>Топлина од ОИЕ</b>	<b>3183</b>	<b>3445</b>
Биомаса	2540	2630
Сончева енергија	83	155
Геотермална енергија	560	660
<b>Биогорива</b>	<b>1700</b>	<b>1900</b>
<b>ВКУПНО ОИЕ</b>	<b>8781</b>	<b>10646</b>
<b>Потрошувачка на финална енергија</b>	<b>41710</b>	<b>38560</b>
<b>Учество на ОИЕ (%)</b>	<b>21,1</b>	<b>27,6</b>

За позначајно зголемување на хидроенергијата 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. Фотонапонските системи, 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.

Доколку на Македонија и се наметне цел за зголемување на учеството на ОИЕ повисоко од 27,6% ќе треба да се направат дополнителни напори пред сè 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.

#### 4.4. УЧЕСТВО НА ОИЕ ВО ПРОИЗВОДСТВОТО НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

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 4.4.1), ГГ (3482 GWh), С2 (3039 GWh) и С3 (2679 GWh), процентуалното учество на ОИЕ во производството на електрична енергија во 2020 година би изнесувало 20,1%, 31,5%, 25,7% и 24,2% соодветно. Согласно предходните анализи, реално може да се очекува учество на ОИЕ во производството на електрична енергија во 2020 година во износ од околу 25%.

**Табела 4.4.1. Учество на обновливите извори на енергија во производството на електрична енергија во 2020 година**

<b>Електрична енергија од ОИЕ</b>	<b>2020 ДГ</b>	<b>2020 ГГ</b>	<b>2020 С2</b>	<b>2020 С3</b>
GWh	<b>2539</b>	<b>3482</b>	<b>3039</b>	<b>2679</b>
<b>Вкупно производство на ел.ен. со стапка</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>	<b>2,50%</b>	<b>2%</b>
GWh	<b>12616</b>	<b>11060</b>	<b>11842</b>	<b>11060</b>
<b>Учество на ОИЕ (%)</b>	<b>20,1</b>	<b>31,5</b>	<b>25,7</b>	<b>24,2</b>

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 4.4.2), 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%, 39,3% и 30,3% соодветно.

**Табела 4.4.2. Учество на обновливите извори на енергија во производството на електрична енергија во 2030 година**

<b>Електрична енергија од ОИЕ</b>	<b>2030 ДГ</b>	<b>2030 ГГ</b>	<b>2030 СВ</b>
GWh	<b>3898</b>	<b>5301</b>	<b>4600</b>
<b>Вкупно производство на ел.ен. со стапка</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>	<b>2,5%</b>
GWh	<b>16955</b>	<b>13482</b>	<b>15159</b>
<b>Учество на ОИЕ (%)</b>	<b>23,0</b>	<b>39,3</b>	<b>30,3</b>

## 5. МОЖНОСТИ ЗА СМАЛУВАЊЕ НА ЕМИСИИТЕ НА СТАКЛЕНИЧКИ ГАСОВИ СО ОИЕ

Во ова поглавје се врши оценка на околинската ефективност на технологиите базирани на ОИЕ со определување на вкупните емисии на стакленички гасови на годишно ниво (изразени во kt CO<sub>2</sub>-екв), кои во 2020 година можат да се редуцираат со примена на ОИЕ.

Пресметките се правени врз основа на можните производства на енергија од ОИЕ предвидени според сценаријата С2 и С3 од поглавјето 4. Пресметките базираат на следните претпоставки:

- Редукциите на емисии на стакленички гасови во 2020 година се сметаат во однос на сценарио базирано на јаглен т.н. црно сценарио, кое е дефинирано како основно сценарио во Вториот национален извештај за климатски промени. Според ова сценарио, вкупните емисии на стакленички гасови во 2020 година изнесуваат 21500 kt CO<sub>2</sub>-екв, додека факторот на мрежа изнесува 1,2 kt CO<sub>2</sub>-екв/GWh. Покрај термоелектраните на јаглен, црното сценарио ги вклучува и големите хидроелектрани, па затоа соодветните редукции на емисии не се земаат предвид во вкупните редукции постигнати со ОИЕ.
- Факторот на мрежа според црното сценарио се зема за емисионен фактор за електрична енергија бидејќи, и при одреден енергетски состав на електрична енергија, термоелектраните на јаглен со својата ротирачка резерва ќе бидат заменуваани со ОИЕ.
- Со оглед на фактот дека во домаќинствата во голема мерка се користи електрична енергија за греење и добивање на топла вода, се претпоставува дека зголемениот продор на биомаса и сончеви колектори ќе придонесуваат пред сè во соодветна заштеда на електрична енергија.
- Биогоривата ги заменуваат бензините и дизел горивата во сообраќајот.
- Емисионите фактори за сите горива се преземени од Националниот инвентар на стакленички гасови кој е изготвен како дел од Вториот национален извештај за климатски промени и во кој се користи методологијата за инвентари на стакленички гасови на Меѓувладиниот панел за климатски промени, како што е дадено во (табела 5.1).

**Табела 5.1. Емисиони фактори за горивата (kt CO<sub>2</sub>-екв/GWh)**

ЕЕ од јаглен	1,20*
мазут	0,28
бензин/дизел гориво	0,25
биомаса за согорување	0,39
отпадна биомаса	0,01
биогориво	0,06
биогаз	0,12

\*Анализа за намалување на емисиите на стакленички гасови во Македонија, ИЦЕИМ-МАНУ, 2007 (Табела 1.14)



Табела 5.2. Редукции на емисиите на стакленички гасови со примена на ОИЕ

	2005	2020 С2	2020 С3	РЕФ	Емисии-РЕФ С2	Емисии-ОИЕ С2	Емисии-РЕФ С3	Емисии-ОИЕ С3	Редукција С2	Редукција С3
	GWh	GWh	GWh		kt CO <sub>2</sub> -екв	kt CO <sub>2</sub> -екв	kt CO <sub>2</sub> -екв	kt CO <sub>2</sub> -екв	kt CO <sub>2</sub> -екв	kt CO <sub>2</sub> -екв
<b>ЕЕ од ОИЕ</b>	<b>1144</b>	<b>3039</b>	<b>2679</b>							
Хидроелектрани	1144	2710	2350							
Големи хидроелектрани	1090	2350	2000							
Мали хидроелектрани	54	360	350	ЕЕ од јаглен	367	0	355	0	367	355
Ветерни електрани	0	270	270	ЕЕ од јаглен	324	0	324	0	324	324
Фотонапонски системи	0	14	14	ЕЕ од јаглен	17	0	17	0	17	17
Биомаса	0	25	25	ЕЕ од јаглен	30	28	30	28	2	2
Биогас	0	20	20	ЕЕ од јаглен	24	8	24	8	16	16
<b>Топлина од ОИЕ</b>	<b>1872</b>	<b>3200</b>	<b>3240</b>							
Биомаса	1767	2740	2740	ЕЕ од јаглен	1168	480	1168	480	688	688
Сончева енергија	0	60	60	ЕЕ од јаглен	72	0	72	0	72	72
Геотермална енергија	105	400	440	мазут	82	0	94	0	82	94
<b>Биогорива</b>	<b>0</b>	<b>655</b>	<b>560</b>	бензин	164	39	140	33	125	107
<b>ВКУПНО ОИЕ</b>	<b>3016</b>	<b>6894</b>	<b>6479</b>	<b>2020 Вкупна редукција со ОИЕ</b>					<b>1693</b>	<b>1674</b>
<b>ПФЕ</b>	<b>21783</b>	<b>32873</b>	<b>30825</b>	<b>2020 Емисии - сценарио на јаглен (црно сценарио)</b>					<b>21500</b>	<b>21500</b>
<b>Учество на ОИЕ (%)</b>	<b>13,8</b>	<b>21,0</b>	<b>21,0</b>	<b>2020 Релативна редукција со ОИЕ</b>					<b>7,88%</b>	<b>7,79%</b>

Како што е покажано во табела 5.2, вкупните редукции на емисии на стакленички гасови на годишно ниво кои може да се постигнат со ОИЕ во 2020 година изнесуваат околу 1693, односно 1674 kt CO<sub>2</sub>-екв, според сценариото С2, односно С3. Во однос на сценариото на јаглен, смалувањата на вкупните емисии со ОИЕ се 7,88 % (С2) и 7,79 % (С3). Сценариото С3 покрај зголемена употреба на ОИЕ, предвидува и засилени мерки за енергетска ефикасност (помала потрошувачка на енергија) со кои би се оствариле дополнителни (дури поголеми) редукции на емисии.

Треба да се напомене дека со проектите базирани на ОИЕ, покрај соодветните смалувања на емисиите на стакленички гасови, можат да се поврзат и други придобивки кои се во насока на одржлив развој. Како такви, овие проекти можат да се квалификуваат за јаглеродно финансирање преку Механизмот за чист развој, со што се подобрува економијата на проектот, а со тоа се зголемува интересот, пред сè, на странски инвеститори.

Што се однесува до економската ефективност на технологиите базирани на ОИЕ, генерално, таа е помала во однос на мерките за енергетска ефикасност. Имено, трошокот за редукција на 1 t CO<sub>2</sub> со технологии базирани на ОИЕ е повисок заради релативно високата енергетска интензивност во земјата и заради релативно високите инвестициони трошоци на ОИЕ. Во секој случај, потребна е дополнителна студија за определување на трошоците на смалувањата на емисии на стакленички гасови со различни технологии и мерки, како и за соодветна приоритизација која ќе ги вклучува економските, околинските и социјалните аспекти.



## **6. ЕЛЕМЕНТИ НА ПРОГРАМАТА ЗА ОБНОВЛИВИ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА**

Зголемувањето на учеството на обновливите извори на енергија не е можно без соодветна (поттикнувачка) законска и подзаконска регулатива. Со законската (и подзаконската) регулатива треба да се обезбеди рамка која ќе овозможи поедноставна изградба на производните објекти, стимулативни (финансиски) мерки и имплементација на стимулативните мерки.

Најголем проблем, особено кога станува збор за изградба на објектите со помали инсталирани моќности, е сложената процедура за добивање на градежни дозволи, право на користење на земјиштето и стекнување на статус на повластен производител.

Исто така, се препорачува со следните измени на Законот за енергетика, како и во Пазарните правила за електрична енергија (со кои подетално се регулира начинот на откуп на електричната енергија од повластените производители), да се предвидат соодветни решенија со кои ќе се поедностават процедурите за стекнување на статус на повластен производител и ќе се надминат некои недоречености во постојните законски документи.

### **6.1. ЗАКОНСКА РЕГУЛАТИВА ЗА ОБНОВЛИВИ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА**

#### **6.1.1. Донесување на нова регулатива**

Се предлага донесување на Правилник за повластени тарифи за постројки за искористување на комуналниот отпад. Со овој Правилник ќе се заокружи регулативата за повластени тарифи и ќе се стимулира изградбата на постројки за искористување на комунален отпад за производство на електрична и топлинска енергија.

#### **6.1.2. Изменување на постојната регулатива**

##### ***Измени во Законот за енергетика и подзаконските акти***

Според Законот за енергетика со статус на повластен производител може да се стекне секој објект што ги исполнува условите од Законот и Правилникот за повластени производители. Според Правилникот со статус на повластен производител објектот може да се стекне дури откако ќе се добие употребна дозвола за објектот. Од друга страна, Решението за повластен производител е еден од неопходните документи за производителот да добие право на користење на повластена тарифа од Регулаторната комисија. Со други зборови, потенцијалните инвеститори не се во можност да обезбедат документ за гарантиран откуп и гарантирана цена на продадената електрична енергија, документ што е клучен кога е потребно да се аплицира за кредит. Поради тоа, се предлагаат измени во Законот за енергетика, Правилникот за повластени производители и соодветните Правилници за повластени тарифи со кои ќе се овозможи стекнување на привремен статус повластен производител веднаш по:

- добивањето на овластувањето за градба од страна на Владата, или
- добивањето на дозвола за градба ако за објектот не е потребно овластување (мали електрани со инсталирана моќност до, на пример, 10 MW), или
- потпишувањето на договорот за концесија ако за објектот е потребна концесија (мали ХЕ), или
- потпишувањето на договорот за изградба ако изградбата на објектот е преку тендерска постапка.

Покрај тоа, со оглед на тоа што Регулаторната комисија за енергетика е надлежна за утврдување на повластените тарифи и условите за нивно користење, во Законот за енергетика може да се предвиди и измена со која Регулаторната комисија, наместо Агенцијата за енергетика, би била надлежна за издавање на решение за повластен производител и водење на Регистерот на овие постројки.

На овој начин ќе се обезбеди поголема сигурност за инвеститорите (и помал ризик за банките) и со тоа ќе се обезбедат поповолни услови за финансирање и побрза реализација на проектите.

Со цел да се стимулира и поедностави процедурата за изградба на фотонапонски системи со мали моќности кога тие се составен дел од градежните објекти (покрив и слично), во Законот за енергетика и подзаконските акти (Правилник за повластен производител, Правилник за повластени тарифи и Правилник за лиценци) да се предвиди преносливост на лиценцата и правото на користење на повластената тарифа при продажба на објектот заедно со фотонапонскиот систем за производство на електрична енергија.

Во Законот за енергетика од 2006 година е предвидено Операторот на пазарот на електрична енергија да ја откупи целокупната количина на електрична енергија произведена од повластените производители, а трошоците за откупот да ги надомести од учесниците на пазарот. Но, од друга страна во Законот не јасно наведено кому и на кој начин Операторот ќе ја продаде откупената електрична енергија. Се препорачува Законот да се измени во овој дел и оваа материја да биде соодветно решена, додека деталите да се регулираат во Пазарните правила што треба да се донесат во што е можно пократок временски рок.

За да се стимулира користењето на биогоривата во транспортот се препорачува Владата на Република Македонија да донесе подзаконски акт со кој ќе се пропише минималната процентулана намешаност на горивата за транспорт со чисти биогорива. Со овој подзаконски акт да се предвиди во промет да има само мешавини од фосилни и биогорива. Во прво време би се опфатиле само дизел горивата, додека бензините би биле опфатени кога за тоа ќе се стекнат соодветни услови.

### ***Измени во останатите закони***

Потенцијалот на ветерот за производство на електрична енергија во Република Македонија не е доволно истражен и заради тоа изградбата на потенцијални ВЕ е ограничена само за оние малку локации за кои постојат квалитетни мерења. Поради тоа е потребно да се извршат определени измени

во законските прописи со кои ќе се поедностави процедурата за стекнување на правото за мерење на потенцијалот на ветерот и, доколку мерењата покажат дека на определена локација има потенцијал, инвеститорот да се стекне со право и за изградба на ВЕ.

Мерењата на потенцијалот на ветерот е потребно да се вршат со специјализирана опрема и за таа намена е потребна релативно мала локација. Но, ако резултатите од мерењата се позитивни, инвеститорот ќе има потреба од значително поголема површина за реализација на проектот. Поради тоа, инвеститорите нема да инвестираат во мерења на потенцијалот ако немаат сигурност дека после мерењата ќе можат да обезбедат доволна локација за изградба на ВЕ, поради што во Законот за градежно земјиште треба да се предвиди можност за „резервација“ на земјиштето за евентуалната ВЕ. Исто така, со оглед на тоа што ВЕ би се граделе на земјиште кое што во одреден број случаи би било земјоделско, треба да се предвидат соодветни решенија со кои не мора да биде неопходно да се врши пренамена на целокупното земјиште од земјоделско во градежно со оглед на тоа што најголем дел од земјиштето на кое ќе се изгради ВЕ ќе може да се користи за земјоделие или сточарство и во иднина.

## **6.2. ИМПЛЕМЕНТАЦИЈА НА ЗАКОНСКАТА РЕГУЛАТИВА**

Покрај постоењето на квалитетна регулатива клучен предуслов за зголемувањето на учеството на ОИЕ во финалната потрошувачка има и примената на регулативата во пракса. Ова е особено значајно заради зголемување на довербата на инвеститорите со што се намалува нивната перцепција за ризик при инвестирањето.

Заради исполнување на целите за учество на обновливите извори во задоволување на потрошувачката, се препорачува Регулаторната комисија за енергетика и Владата на Република Македонија редовно да ја следат состојбата и во зависност од степенот на изграденост и перспектите за изградба на нови електрани на обновливи извори, соодветно да ги менуваат повластените тарифи и условите за нивно користење. При тоа, со цел да не се наруши довербата на инвеститорите не треба да се менуваат повластените тарифи сè додека не се исцрпат ограничувањата за вкупната инсталирана моќност за повластени производители за одделните технологии, дефинирани со Одлуката на Владата на Република Македонија од 2009 година.

Значаен фактор за намалување на ризикот на инвеститорите е нивната сигурност за обезбедување на правото на користење на земјиштето при реализација на проектите за ОИЕ. Ова е особено важно ако правото за изградба на определена постројка се добива по пат на тендерска постапка, вклучувајќи ги и тендерите за концесија за користењето на водите за малите ХЕ. За таа цел, кога правото на градба се остварува преку тендерска постапка, потребно е да се воспостави пракса Државата да го обезбеди правото на користење на земјиштето.

Во Законот за енергетика е предвидена можност Регулаторната комисија за енергетика да им наложи на операторите на преносниот или дистрибутивните системи да ги приклучат повластените производители на соодветниот систем, при што трошоците за приклучувањето би биле на сметка на операторот. Операторот овие трошоци би ги надоместил преку соодветната

мрежна тарифа. На тој начин, ќе се обезбеди дополнителна стимулација за изградба на електрани на ОИЕ. Поради тоа се препорачува Регулаторната комисија, на предлог на Владата на Република Македонија, да ја искористи оваа можност доколку динамиката на реализација на проекти за ОИЕ не е доволна за постигнување на зацртаните цели за учество на ОИЕ во финалната потрошувачка на енергија.

### **6.3. ДОПОЛНИТЕЛНИ АКТИВНОСТИ ЗА ПОТТИКНУВАЊЕ НА КОРИСТЕЊЕТО НА ОИЕ**

Покрај измените и заокружувањето на законската регулатива и особено нивната доследна примена, за исполнување на зацртаното учество на ОИЕ, неопходни се и дополнителни, конкретни активности за секој од објектите поделно.

Од обновливите извори на енергија, согласно спроведените анализи во поглавјето 4, во Македонија доминантно е учеството како и неискористениот потенцијал на хидроенергијата и биомасата за согорување. Според тоа, во Програмата и во нејзината реализација, треба да се посвети особено внимание на рационално искористување на постојниот и планираниот потенцијал на хидроенергијата и на биомасата.

#### **6.3.1. Големи ХЕ**

Изградбата на ХЕ Галиште и ХЕ Чебрин да се реализира преку јавно-приватно партнерство. Како прв чекор да се изготви програма за изнаоѓање на минимум еден заинтересиран стратешки партнер за ЈПП со вклучување на ХЕ Тиквеш и врз основа на Стратегијата за енергетика до 2030 година и на заеднички ускладените услови да се распише тендер. За тендерот треба да се ангажира инвестициски консултант што ќе ја подготви тендерската документација согласно јасно дефинирани услови од страна на државата и ќе помогне во изборот на стратешкиот(те) партнер(и). Дополнителен стимул за привлекување на стратешки партнер(и), а едновременно и критериум за избор, би била можноста за изградба на хидро-нуклеарен комплекс (доколку се донесе позитивна одлука на ниво на држава за изградба на нуклеарна електрана).

Помалите хидроенергетски објекти може да ги гради АД ЕЛЕМ. Имено, се препорачува изготвување на акционен план за изградба на акумулацијата Луково Поле со ХЕ Црн Камен и ХЕ Бошков Мост од страна на АД ЕЛЕМ, со поддршка од страна на државата во рамките на Програмата за јавни инвестиции.

Што се однесува до проектот Вардарска Долина, како прв чекор потребно е да се распише тендер за изработка на иновирани студија за Вардарска Долина која ќе даде прецизни одговори во врска со пругата (време поместување или поместување на веќе дефинирана нова траса или пак прво изградба на нова современа пруга) и во врска со преводниците (дали дефинитивно се напушта идејата за пловност на Вардар, и со тоа се преминува на оптимално енергетско искористување). Како и во случајот со Галиште и Чебрин, треба да се пристапи кон изнаоѓање на минимум еден заинтересиран инвеститор и да се распише тендер. За тендерот треба да се ангажира инвестициски консултант што ќе ја подготви тендерската документација согласно јасно дефинирани услови од страна на државата и ќе помогне во изборот на најповолниот понудувач.

### **6.3.2. Мали ХЕ**

Од примарно значење за поддршка на малите ХЕ е поедноставувањето на процедурите за концесии за води, кои треба да вклучат и барање за претходно решен начин на користење на земјиштето. Процедурата треба да обезбеди право на приоритет за добивање на концесија за изградба на мала ХЕ на сопствениците на приватно земјиште.

Агенцијата за енергетика да се овласти за прецизно следење на сите фази на подготовка и изградба на првите десетина мали ХЕ и за обезбедување помош во отстранувањето на административните и законските пречки за нивна брза реализација. Понатаму, врз основа на стекнатото искуство, Агенцијата за енергетика да подготви упатство со јасно дефинирана процедура за изградба на мали ХЕ, кое ќе го користат следните инвеститори.

Со оглед на недоверливоста и некомплетноста на расположивите податоци за хидроенергетскиот потенцијал, пред да се распишуваат понатамошните тендери за мали ХЕ, потребно е да се подготви и реализира проект за иновирање на податоците за хидроенергетскиот потенцијал и за другите релевантни параметри (по можност на ниво на идејно решение) за секоја од утврдените локации.

### **6.3.3. Ветерни електрани**

Покрај тоа што во Република Македонија нема доволно квалитетни податоци за потенцијалот на ветерот, во државата нема доволно стручно, но и административно искуство за развој на проекти од овој тип.

Поради тоа се препорачува изградбата на првата ВЕ во Република Македонија да биде доверена на АД ЕЛЕМ како еден вид „пилот“ проект преку кој би се воочиле сите законски и административни пречки, а воедно ќе се подигне капацитетот во државната администрација и во домашните компании вклучени во реализацијата на проектот (изведувачи, добавувачи на опрема и сл.). Останатите можни ВЕ би можеле да бидат реализирани од страна на приватни инвеститори или преку ЈПП со учество на АД ЕЛЕМ.

Треба да се напомене дека изградбата на ВЕ преку тендерските постапки со ЈПП или без ЈПП треба да се предвиди само за оние локации за кои има квалитетни мерења и за кои со прединвестициони анализи е покажано дека изградбата на ВЕ е економски исплатлива.

За останатите локации во Република Македонија за кои не постојат квалитетни податоци за ветерниот потенцијал треба да се примени постапката за издавање овластување на заинтересирани инвеститори што го издава Владата на Република Македонија според Законот за енергетика. Во овој случај треба да се води сметка дека покрај правото за мерење на ветерниот потенцијал, на инвеститорот треба да му се обезбеди гаранција дека ќе може да ја изгради ВЕ доколу мерењата на потенцијалот се позитивни.

Исто така, се препорачува продолжување на активностите за мерење на ветерниот потенцијал согласно досегашната пракса.



### **6.3.4. Сончева енергија**

#### ***Сончеви термални системи***

Промовирањето на оваа технолгија треба да содржи стимулативни мерки и за потрошувачите и за производителите. Се препорачува воведување на механизам за редовно субвенционирање (фонд за поддршка на сончеви термални системи) и соодветни даночни олеснувања за да се остварат помасовни набавки и инсталирање на овие системи.

Производителите на сончеви термални системи се препорачува да се субвенционираат за секој продаден систем (пропорционално на неговата големина), и особено да се обезбеди финансиска поддршка за производство на големи системи наменети за извоз.

Од аспект на задолжителна употреба, треба да се разработи законска обврска за вградување на сончевите термални системи во нови објекти и при значајни реконструкции на објекти од јавен интерес.

#### ***Фотонапонски системи***

Да се отстранат законските пречки согласно изнесеното во 6.1

### **6.3.5. Биомаса**

#### ***Биомаса за согорување***

Промотивните активности за биомаста за согорување главно се насочени кон:

- Програми за стимулирање на мали и средни индустрии за производство на уреди за согорување на биомаса со висок коефициент на полезно дејство;
- Субвенционирање за замена на старите и набавка на нови ефикасни уреди за согорување, особено на социјалните слоеви од населението;
- Мерки за намалување на загубите во сеча;
- Мерки за намалување на неевидентираниот потрошувачка;
- Техничка поддршка и помош во изнаоѓање на кредитори и инвеститори за првата пилот постројка - ТЕ-ТО на отпадна биомаса и првата пилот постројка ТЕ-ТО во некоја од компаниите за преработка на дрво и изработка на дрвени производи.

#### ***Биогорива***

За да се оствари целниот процент на застапеност на биогоривата во горивата за транспорт е потребна јасна дефинирана динамика на зголемување на процентот на биогоривата, во почетокот кај дизелот, а подоцна и кај бензините. Во таа насока потребни се мерки со кои државата ќе го поттикне користењето на смешите со биогорива без значително наголемување на цената на горивата. Тоа може да се постигне, на пример, со намалување на акцизата за биогоривата (што е пракса во некои од земјите на ЕУ) и со воведување на зголемена акциза за нафтените деривати кои не се користат во сообраќајот, со

што се компензира дел од намалувањето на буџетот створено со намалувањето на акцизите за биогоривата. Со оглед дека се работи за релативно мало учество на биогоривата во вкупната потрошувачка на горива во сообраќајот, особено во првите години, комбинација од овие две мерки незначително би влијаела на цената на горивата и на буџетот.

Неопходно е и да се преземат соодветни мерки за почитување на законската обврска за следење на стандардите на ЕУ за квалитетот на биогоривото и на смешите.

Исто така, во рамките на програмите за развојот на земјоделството, потребно е стимулирање на производство на домашни суровини за биогорива преку поддршка на производителите на биогорива за инвестирање во земјоделското производство на суровини, загарантиран откуп, поволно кредитирање, и сл. Во таа насока треба да се користат стекнатите искуства во поддршката на производство на тутун, грозје и др. Стимулирањето на производство на домашни суровини за биогорива треба да се одвива во насока на зголемување на севкупното земјоделско производство и на користење на неискористени земјишта, со што не би се намалило производството на храна и на други земјоделски производи.

#### **6.3.6. Геотермална енергија**

Поттикнувањето на употребата на геотермална енергија треба да се реализира со стимулирање на развојот и користењето на топлински пумпи во рамките на програмата за ЕЕ.

Што се однесува до извори на геотермална вода (пареа), потребни се дополнителни координирани активности од страна на локалните самоуправи и од страна на државните институции. Потенцијалот на користењето на геотермалната енергија за греење на оранжерији треба да се постави во корелација со развојот на земјоделството. 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 локалната самоуправа и од страна на Владата. Треба да се издвојат дополнителни средства за поддршка на истражувањата на геотермалните потенцијали..

#### 6.4. НЕОПХОДНА ФИНАНСИСКА ПОДДРШКА ЗА РЕАЛИЗАЦИЈА НА ПЛАНИРАНИТЕ АКТИВНОСТИ

Потребните финансии за реализација на активностите предвидени со Стратегијата до 2020 година се дадени во табела 6.1.

**Табела 6.1. Потребни финансиски средства**

Активност	Финансии (мил. евра)	Забелешка
	Инвеститор Година	
<b>Продолжување на векот на работа на постојните ХЕ</b>	<b>70</b>	
Ревитализација на постојните ХЕ	70 АД ЕЛЕМ 2012-2015	Проценка на АД ЕЛЕМ
<b>Градба на нови ХЕ</b>	<b>790</b>	
Големи ХЕ кандидати	а) <b>519</b> ЈПП Учество на АД ЕЛЕМ со ХЕ Тиквеш 2012-2019 б) <b>70</b> АД ЕЛЕМ или ДБОТ 2012-2016 в) <b>45</b> АД ЕЛЕМ 2010-2014 г) <b>156</b> Концесија 2014-2021	а) Чебрен 319 и Галиште 200, б) Бошков Мост 70, в) Луково Поле со ХЕ Црн Камен 45, г) Градец 156
<b>Други ОИЕ</b>	<b>660</b>	
Мали хидроелектарни	200 Концесии	200 за 100 MW
Геотермална енергија	60 Концесии, буџет, локална самоуправа	
Ветерници	230 а) АД ЕЛЕМ б) ЈПП	230 за 150 MW а) 50 MW б) 2 × 50 MW
Фотонапонски системи	80 Концесии	20 MW
Сончеви системи за топла вода	60 Приватен капитал 50 и буџет 10	80000 домаќинства
ТЕ-ТО на отпадна биомаса и ТЕ на биогас	30 Приватен капитал	20 MW
<b>ВКУПНО</b>	<b>1520</b>	

Вкупните инвестиции за реализација на програмата за развој на ОИЕ во периодот до 2020 година се проценуваат на околу 1,5 милијарди евра.

Предвидените инвестиции за ревитализација на постојните и изградба на нови производствени капацитети, можат да се остварат со инвестирање на АД ЕЛЕМ во износ од 260 милиони евра (сопствени средства и кредити), со јавно приватно партнерство 670 милиони евра, од концесионери треба да се обезбедат 480 милиони евра и од приватни инвеститори за изградба на постројките за отпадна биомаса и за биогаз, 30 милиони евра.

Од буџетот треба да се издвои одреден износ од околу 20 милиони евра за поддршка на истражувањата на геотермалните потенцијали.

Инвестирањето во реализацијата на сончеви системи за топла вода ќе се оствари од страна на домаќинствата и приватните компании во износ од 50 милиони евра со поддршка од буџетот во износ од околу 10 милиони евра.

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 фотонапонски системи. 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, просечно 348 евра/MWh за фотонапонските системи, просечно 134 евра/MWh за електрани на биогаз и просечно 104 евра/MWh за когенеративни постројки на биомаса) при нивна примена за производство на електрична енергија од мали хидроелектрани во износ од 216 GWh, од ветерници 300 GWh, од фотонапонски системи 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 1,3 – 2,9% и за директните потрошувачи за 1,7 – 4,0% (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: НАЦИОНАЛНИ ЦЕЛИ НА ЕУ ЗА ОИЕ ВО 2020

Табела Д1.1. Национални цели за учество на обновливите извори на енергија во финалната потрошувачка на енергија во 2020 година за земјите членки на ЕУ (Директива 2009/28/ЕС, Анекс I)

	Учество на енергијата од обновливи извори во финалната потрошувачка на енергија, 2005(S <sub>2005</sub> )	Поставена цел за учеството на енергијата од обновливи извори во финалната потрошувачка на енергија, 2020 (S <sub>2020</sub> )
Белгија	2,2%	13%
Бугарија	9,4%	16%
Република Чешка	6,1%	13%
Данска	17,0%	30%
Германија	5,8%	18%
Естонија	18,0%	25%
Ирска	3,1%	16%
Грција	6,9%	18%
Шпанија	8,7%	20%
Франција	10,3%	23%
Италија	5,2%	17%
Кипар	2,9%	13%
Латвија/Летонија	34,9%	42%
Литванија	15,0%	23%
Луксембург	0,9%	11%
Унгарија	4,3%	13%
Малта	0,0%	10%
Холандија	2,4%	14%
Австрија	23,3%	34%
Полска	7,2%	15%
Португалија	20,5%	31%
Романија	17,8%	24%
Словенија	16,0%	25%
Република Словачка	6,7%	14%
Финска	28,5%	38%
Шведска	39,8%	49%
Велика Британија	1,3%	15%



## ДОДАТОК\_2: МАЛИ ХЕ ПОНУДЕНИ НА ТЕНДЕРИ

Досега се реализирани 4 тендерски постапки со вкупно 121 мали ХЕ. Во табела Д2.1, табела Д2.2, табела Д2.3 и табела Д2.4 се дадени податоците за малите ХЕ понудени во тендерска постапка на четирите тендери, соодветно.

**Табела Д2.1. Податоци за мали ХЕ на ТЕНДЕР 1**

Ред.бр	Иден.бр.	Водотек	Инсталирана моќност (KW)	Годишно производство (GWh)
1	27	Бачишка река	800	2,102
2	28	Бачишка река	1053	2,767
3	31	Галичка река	1900	4,993
4	32	Галичка река	1900	4,993
5	33	Галичка река	1150	3,022
6	51	Ехловечка река	757	1,989
7	75	Љубанска река	220	0,578
8	85	Пена	2100	5,519
9	90	Пена	1700	4,468
10	93	Баечка	792	2,081
11	98	Бистрица	1770	4,652
12	99	Бистрица	1450	3,811
13	123	Крива река	2130	5,598
14	125	Гошинци	1448	3,805
15	138	Малинска река	607	1,595
16	146	Патишка река	610	1,603
17	173	Станечјка река	591	1,553
18	174	Станечјка река	482	1,267
19	175	Кркљанска река	367	0,964
20	178	Крива река	561	1,474
21	179	Тораница	1158	3,043
22	208	Качани	1850	4,862
23	213	Бела река	2700	7,096
24	216	Бутурица	660	1,734
25	229	Градешница	1023	2,688
26	235	Коњарска река	586	1,540
27	253	Острилска	190	0,499
28	254	Жаба	210	0,552
29	256	Кушница	225	0,591
30	257	Голема илинска река	415	1,091
31	267	Шемница	1010	2,654
32	339	Каменичка река	1172	3,080
33	348	Брбушница	554	1,456



34	350	Градешка река	720	1,892
35	360	Голема река	1431	3,761
36	374	Кранска река	560	1,472
37	375	Брајчинска река	688	1,808
38	376	Брајчинска река	1386	3,642
39	378	Речица	849	2,231
40	384	Селечка	1552	4,079
41	399	Јабланица	2400	6,307
<b>ВКУПНО</b>			<b>43727</b>	<b>114,915</b>

**Табела Д2.2. Податоци за мали ХЕ на ТЕНДЕР 2**

Ред.бр	Иден.бр.	Водотек	Инсталирана моќност	Годишно производство
			(KW)	(MWh)
1	29	Речанска	220	0,578
2	30	Дупница	399	1,049
3	81	Пена	1410	3,705
4	84	Пена	1740	4,573
5	92	Пена	2571	6,757
6	94	Брза вода	604	1,587
7	95	Брза вода	763	2,005
8	96	Брза вода	522	1,372
9	97	Брза вода	1705	4,481
10	115	Бањанска река	250	0,657
11	116	Бањанска река	100	0,263
12	121	Побошка	42	0,110
13	136	Отљанска	261	0,686
14	144	Маркова река	417	1,096
15	145	Маркова река	750	1,971
16	172	Спанечка река	1270	3,338
17	258	Мала река	214	0,562
18	259	Големача	352	0,925
19	260	Боишка река	271	0,712
20	261	Обедничка река	194	0,510
21	304	Ораовица	322	0,846
22	325	Крива река	610	1,603
23	326	Јутачка	244	0,641
24	327	Крива река	164	0,431
<b>ВКУПНО</b>			<b>15395</b>	<b>40,458</b>

**Табела Д2.3. Податоци за мали ХЕ на ТЕНДЕР 3**

Ред.бр	Иден.бр.	Водотек	Инсталирана	Годишно
			моќност	производство
			(KW)	(MWh)
1	9	р.Јадовска	1563	4,108
2	11	р.Тресонечка	576	1,514
3	86	р.Чаркит	490	1,288
4	87	р.Чаркит	714	1,876
5	143	р.Маркова	336	0,883
6	157	р. Кадина	1080	2,838
7	158	р. Кадина	4684	12,310
8	214	Црна Река	1000	2,628
9	268	Голема Река	177	0,465
10	302	р.Сирава	136	0,357
11	303	р.Сирава	217	0,570
12	337	Брегалница	64	0,168
13	338	Брегалница	79	0,208
14	372	р.Ештеричка	213	0,560
15	373	р.Ештеричка	409	1,075
16	392	р.Песочанка	490	1,288
17	393	р.Песочанка	312	0,820
18	395	р.Слатинска	719	1,890
19	407	р.Пена	1408	3,700
20	408	р.Коселска	35	0,092
<b>ВКУПНО</b>			<b>14702</b>	<b>38,637</b>

**Табела Д2.4. Податоци за мали ХЕ на ТЕНДЕР 4**

Ред.бр	Иден.бр.	Водотек	Инсталирана	Годишно
			моќност	производство
			(KW)	(MWh)
1	66	р.Љуботенска	1920	8699
2	67	р.Љуботенска	220	936
3	82	Пена	516	2196
4	86	р.Чаркит	490	2087
5	87	р.Чаркит	714	3042
6	103	р.Габровска	1330	7500
7	104	р.Габровска	508	2163
8	105	р.Одранска	170	723
9	106	р.Одранска	151	643
10	107	р.Беловишка	230	978
11	108	р.Беловишка	268	1140
12	143	р.Маркова	336	1533
13	157	р. Кадина	1080	4912

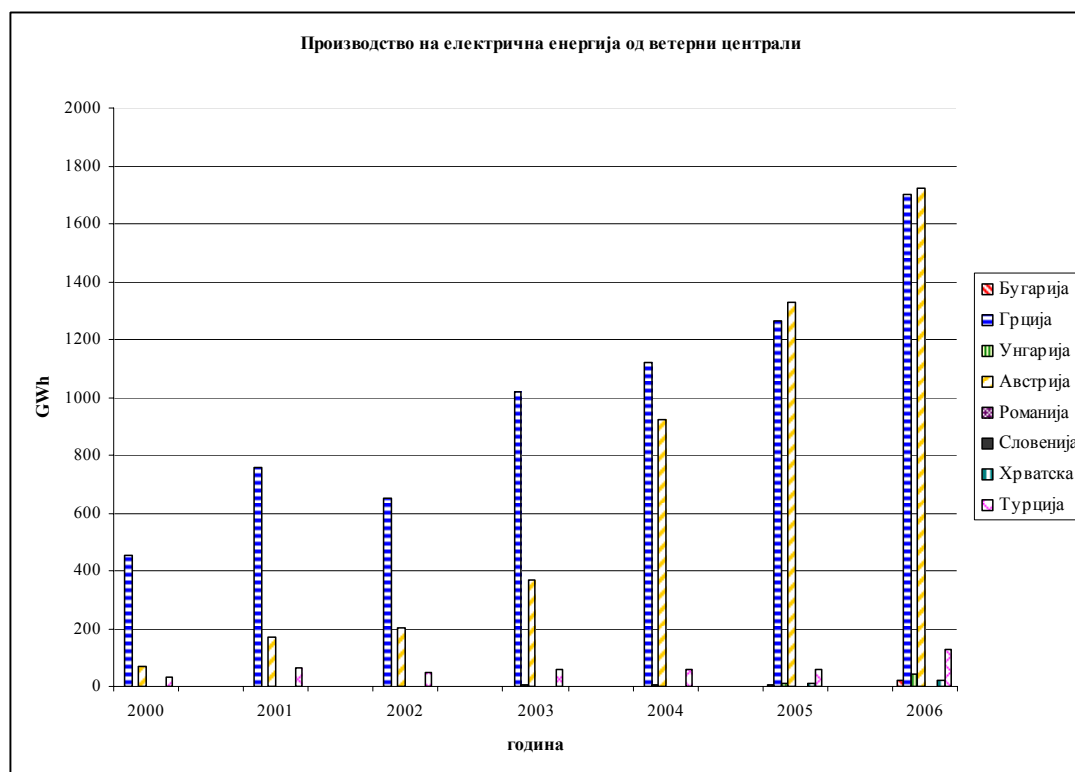
14	158	р. Кадина	4684	21338
15	228	р.Градешница	522	2010
16	236	р.Коњарка	349	1343
17	268	Голема Река	177	531
18	277	р.Воденешница	190	570
19	302	р.Сирава	136	523
20	303	р.Сирава	217	834
21	328	р.Требомирска	74	314
22	329	р.Брегалница	365	1553
23	337	Брегалница	64	192
24	338	Брегалница	79	237
25	349	р.Блатечка	104	312
26	351	р.Зрновска	661	2814
27	352	р.Зрновска	533	2270
28	353	р.Зрновска	264	1123
29	354	р.Црвулевска	110	467
30	355	р.Црвулевска	117	498
31	358	р.Козјачка	233	991
32	361	р.Мала река	192	818
33	371	р.Зеленградска	136	578
34	372	р.Ештеричка	213	907
35	373	р.Ештеричка	409	1741
36	407	р.Пена	1408	4224
<b>ВКУПНО</b>			<b>19170</b>	<b>82740</b>



### ДОДАТОК 3: ВЕТЕРНИ ЕЛЕКТРАНИ И АПСОРПЦИОНЕН КАПАЦИТЕТ ВО ЗЕМЈИТЕ ОД ЈУГОИСТОЧНА ЕВРОПА

Искуствата од соседните земји покажуваат дека искористувањето на енергијата на ветрот е во пораст, но и дека тоа е тесно поврзано со потенцијалот кој го поседуваат земјите, од поставените приоритети во однос на искористување на енергијата од ОИЕ, од начините на финансирање и од карактеристиките на ЕЕС во секоја од земјите.

Од сликата Д3.1 се гледа дека освен Австрија и Грција, кои имаат значително производство на електрична енергија од ВЕ, поголем дел од останатите земји во Централна и Југоисточна Европа произведуваат релативно малку електрична енергија од ветер. Треба да се има предвид дека некои од земјите поради својата положба и немаат голем потенцијал за искористување на енергијата на ветрот (како на пр. Словенија) па и нивното производство е релативно мало или воопшто го нема. Од друга страна, се забележува дека во земјите во кои постојат услови за искористување на потенцијалот на ветрот (Бугарија, Хрватска, Турција) во последните години се забележува извесна активност, па веќе се инсталирани првите ВЕ и се очекува понатамошен развој бидејќи речиси сите имаат усвоено мерки за поддршка на искористување на ОИЕ.



Слика Д3.1. Годишно производство на електрична енергија од ветер за дел од земјите од Централна и Југоисточна Европа, податоци од EUROSTAT

Од аспект на определувањето на апсорпциониот капацитет, интересен за разгледување е примерот на Хрватска, каде границата е поставена на околу 370 MW што претставува околу 10% од инсталираната моќност во хрватскиот ЕЕС.

За сега, Хрватска е доста далеку од постигнувањето на граничната вредност бидејќи до крајот на 2006 се инсталирани ВЕ со вкупна моќност од 17 MW, а во текот на таа година се произведени 19 GWh електрична енергија од овие ВЕ. Во текот на 2007 година не е изградена ниту една нова ВЕ<sup>61</sup>.

Во Бугарија се проценува дека може да се инсталираат ВЕ со вкупен капацитет од 2200 до 3400 MW. Вкупната инсталирана моќност во ЕЕС на Бугарија изнесува околу 11300 MW, од кои само НЕК има 2500 MW во хидроелектрани (1000 MW во реверзибилни ХЕ). До крајот на 2007 година во Бугарија се изградени ВЕ со вкупна моќност од 70 MW, што е релативно голем напредок, ако се земе предвид дека до крајот на 2006 година вкупниот инсталиран капацитет бил 36 MW, а во текот на таа година се произведени вкупно 20 GWh електрична енергија од ВЕ.

Во текот на 2007 година во Грција се изградени нови ВЕ со вкупна инсталирана моќност од 125 MW, со што вкупната инсталирана моќност до крајот на 2007 година достигнала 871 MW. Во текот на 2006 година, кога вкупната инсталирана моќност била 746 MW, произведени се 1699 GWh електрична енергија.

Според некои развојни сценарија, нивото на учество на ветерната енергија во Грција до 2010 се очекува да биде 2170 MW, а за да се постигнат барањата за учество на ОИЕ до 2010 би требало да се инсталираат 3648 MW.<sup>62</sup> Според оптимистичките сценарија, во електроенергетскиот систем на Грција ќе се дозволи учество на ВЕ до 30%, што е релативно висок процент, веројатно највисок во регионот.<sup>63</sup> Причината е специфичната територија на оваа земја, каде дел од ВЕ се инсталирани на копнениот дел, а останатите на островите, каде во некои случаи ВЕ се дел од изолирани островски системи. Сепак, за да се овозможи вака висок процент на учество и во овие услови, претходно треба да се преземат низа мерки со што сево ова би било технички изводливо. Според грчките експерти<sup>64</sup>, за да се овозможи апсорпција на ВЕ за кои вкупниот капацитет е од редот 5000-5500 MW, потребно е:

- да се обезбеди непрекинато снабдување во нисконапонската енергетска мрежа за потрошувачите кои се снабдуваат од секоја нова ВЕ;
- да се создаде можност за наметнување горна граница на производство на сите ВЕ;
- да се обезбеди сигурност во снабдувањето при приклучување на големи ВЕ, и можеби најважно, да се завршат веќе планираните проекти за надградба на преносната мрежа.

---

<sup>61</sup> *European Wind Energy Association u EUROSTAT*

<sup>62</sup> *Greece - RES policy review, EREC*

<sup>63</sup> *Antonakis, Analyses of the Maximum Wind Energy Penetration in the Island of Crete.*

<sup>64</sup> *SYNOPSIS\_SEED\_2008*

## **ДОДАТОК\_4: СУБВЕНЦИОНИРАЊЕ НА ОИЕ ВО ЕУ И ВО ЗЕМЈИТЕ ОД ЈУГОИСТОЧНА ЕВРОПА**

### **Д4.1. ГРАНИЦИ НА ИНСТАЛИРАНИ МОЌНОСТИ НА ЕЛЕКТРАНИТЕ ЗА СТЕКНУВАЊЕ НА СТАТУСОТ ПОВЛАСТЕН ПРОИЗВОДИТЕЛ**

#### **Д4.1.1. Граници за субвенционирање на мали хидроелектрани**

Европската пракса за субвенционирање на производството на ЕЕ од хидропотенцијалот е да бидат субвенционирани само малите единици (до 10 MW) со оглед на тоа што специфичните (инвестициони) трошоци по единица инсталирана моќност за овие единици се значително повисоки отколку за големите ХЕ. Логиката за ваквиот пристап се базира на општо познатиот факт дека специфичните инвестициони трошоци се помали доколку инсталираната моќност на електраната е поголема. Покрај тоа, поголемите ХЕ најчесто се со акумулација и имаат можност да го оптимизираат производството (во еден определен временски период) и со тоа да постигнат повисока продажна цена на електричната енергија и поради тоа таквите капацитети можат да бидат градени на комерцијални принципи.

За Република Македонија е сосема прифатливо и оправдано да го прифати прагот од 10 MW за стекнување на статусот повластен производител од ХЕ, особено затоа што бројот на (можни) ХЕ помеѓу 2 и 10 MW во Република Македонија е многу мал.

#### **Д4.1.2. Граници за субвенционирање на електрани на биомаса**

Слична е состојбата и со термоелектраните базирани на биомаса. Малите единици (поради поголемите трошоци за работа како резултат на понискиот коефициент на полезно дејство и поголемите специфични инвестициони вложувања) треба да бидат субвенционирани (на пример преку преференцијални цени за произведената електрична енергија).

Земјите во ЕУ имаат различни стратегии за субвенционирање на термоелектраните базирани на биомаса, како и за електрани кои произведуваат само топлинска енергија, а како извор користат биомаса. Најголем удел во производството на електрична енергија од биомаса имаат Финска, Германија, Холандија, Данска, Шведска и Франција. Во повеќето земји не се дефинирани граници во субвенционирањето во смисла на вкупна инсталирана моќност или инсталирана моќност по производител. Сепак, во некои земји, каде веќе подолго време се користат мерки за субвенционирање и каде се постигнати значајни резултати во искористувањето на одделни ОИЕ, како на пр. Германија, Данска, Шпанија и др., се воведуваат извесни измени во субвенционирањето.

Така, во Германија, термоелектраните со инсталирана моќност над 20 MW добиваат повластени цени кои се скоро два пати помали од оние со инсталирана моќност од 5 до 20 MW, а оние со моќност помала од 150 kW добиваат највисоки повластени цени. Освен тоа, во Германија се предвидува и намалување на повластените цени за сите нови производители кои искористуваат ОИЕ во секоја следна година, за однапред дефиниран процент на редукција на повластените цени.

Различната политика за субвенционирање во ЕУ се рефлектира и врз времетраењето на договорите за субвенционирање на овој тип електрани. За електрани кои искористуваат цврста биомаса, времетраењето на субвенционирањето вообичаено трае од 10 до 20 години, додека во некои земји (Кипар, Унгарија) за сега не се дефинирани горни граници за времетраењето на субвенционирањето.

Важен фактор кој има удел во субвенционирањето на производството на електрична енергија од биомаса е тоа што се смета дека користењето на биомасата за оваа намена е CO<sub>2</sub> неутрално (во текот на вегетациониот период биомасата апсорбира приближно исто количество на CO<sub>2</sub> колку ќе се емитира при нејзиното согорување), па за нив не важат т.н. еколошки даноци кои се воведени во дел од земјите од ЕУ, а кои се обврзани да ги плаќаат производителите на електрична енергија кои придонесуваат за зголемување на нивото на CO<sub>2</sub>. Затоа се очекува уделот на биомасата во производството на електрична енергија и понатаму да се зголемува. Како пример може да се посочи Данска, каде поради воведениот данок биомасата (дрвесина, слама и други цврсти дрвени отпади) стана конкурентна со останатите горива. Би требало да се спомене дека во некои случаи биомасата има поголема примена за добивање топлинска енергија, меѓутоа, поради субвенционирањето, во последно време се поголемо внимание добиваат и термоелектраните.

Се проценува дека земјите од Југоисточна Европа имаат голем потенцијал за искористување на биомасата за производство на електрична енергија и топлина. Во некои од нив, искористувањето на биомасата е значително зголемено во последните години благодарение на програмите за субвенционирање. Во Унгарија, во 2001 година се произведени 7 GWh електрична енергија од биомаса (пред сè од отпад од шумите), за во 2006 да произведе 1208 GWh електрична енергија од биомаса од отпад од шумите и уште 20 GWh од биомаса од други извори. Голем потенцијал за искористување на биомасата постои и во Србија, Бугарија, Романија и Хрватска, но нивото на искористување е различно.

Во Србија сè уште не се дефинирани механизми за субвенционирање на производството на електрична енергија од ОИЕ, додека во Бугарија и Хрватска овие механизми се вградени во законодавството и веќе се применуваат. Во Енергетската стратегија до 2020 на Бугарија се предупредува дека поради недостаток од јасни критериуми за користење на биомасата и биогоривата може да дојде до несакани последици (сечење на шуми за добивање биомаса, искористување на земјоделско земјиште за одгледување култури погодни за биогорива и сл.), но за сега не се воведени ограничувања за субвенционирање.

Во хрватското законодавство се укажува дека производството на електрична енергија од ОИЕ и во термоелектраните ќе се поттикнува сè додека потребната опрема и пазарот на електрична енергија не се развијат доволно (значи додека не се создадат потребните услови), за да може овие технологии да бидат конкурентни, па и таму за сега не постојат ограничувања. Во Хрватска, повластените произведувачи на електрична енергија од ОИЕ кои користат биомаса заедно со некое фосилно гориво имаат право на повластени цени ако енергетскиот удел на фосилните горива не изнесува повеќе од 10% од вкупната енергетска вредност на потрошеното гориво.



#### Д4.1.3. Граници за субвенционирање на ветерни и фотонапонски електрани

Поради високите инвестициони трошоци ветерните и фотонапонските електрани во многу земји во ЕУ и во светот добиваат разни видови субвенции. Кај овие технологии некои земји немаат ограничување за стекнување на статусот на повластен производител од следните причини. Најнапред, стимулациите се воведуваат за да се поттикне градбата на овие извори (зголемен обем на производство на опремата), а со тоа и развојот во нови технологии. Покрај тоа, ВЕ и ФЕ се градат од повеќе помали единици (ветрогенератори или сончеви панели), така што коефициентот на полезно дејство на една голема електрана нема да биде повисок во споредба со истиот на помала електрана. Трошоците за приклучок можат да претставуваат значителен дел од вкупнат инвестиција за овие електрани.

Сепак, во некои земји каде што е забележано забрзано зголемување на вкупниот инсталиран капацитет на ВЕ и ФЕ, се размислува за поставување на ограничување во субвенционирањето. Таков е случајот со Италија, во која до крајот на 2008 година се изградени ФЕ со вкупна инсталирана моќност од околу 280 MW, со што земјата го зазема третото место во Европа. За споредба, во Италија во 2007 година, вкупната инсталирана моќност на ФЕ изнесува 50,2 MW, зад Германија, која е на прво место со вкупно инсталирана моќност од 1103 MW и Шпанија со 340 MW.

Горната граница за субвенционирање во Италија е поставена на вкупна инсталирана моќност од 3000 MW, која поради сегашните повластени цени, се предвидува да се достигне во 2016 година. Во Италија се предвидува повластена тарифа за ФЕ со инсталирана моќност поголема од 1 kW. Ако инсталираната моќност на ФЕ е поголема од 3 kW, сопственикот добива 5% помала тарифа. Од 2009 повластената тарифа се намалува за 2% секоја година и се предвидува оваа мерка за поддршка да престане да функционира во 2020.<sup>65</sup> Во Италија се инсистира на задржување на механизмите за субвенционирање сè додека не се осигури континуиран раст и конкурентност во овој сектор, односно да не се повтори состојбата која веќе се случи во Шпанија, каде поради измени во субвенционирањето, во 2008 година значително се намали на бројот на нови ФЕ.

Во Шпанија горната граница за субвенционирање на ФЕ исто така е ограничена на вкупно 1200 MW, но за сега не е познато кои би биле понатамошните чекори. Овие земји се лидери во искористувањето на сончевата енергија, па оттука и оправдано е воведувањето на горна граница во субвенционирањето.

Во овие земји веќе се воведени и различни тарифи за фотонапонски системи инсталирани на згради и инсталирани на останати површини, при што првите добиваат повисока тарифа.

Во останатите земји во Европа, каде искористувањето на сончевата енергија е многу помало, во општ случај сè уште не се воведуваат вакви ограничувања. Интересен е примерот од хрватското законодавство, според кое операторот на пазар склучува договор за откуп со повластените производители на електрична енергија од ФЕ и горивни ќелии сè додека вкупната инсталирана

---

<sup>65</sup> Italy-RES policy review, *EREC*

моќност на ФЕ и на постројките со горивни ќелии не достигне вредност од 1 MW. Веројатно најактивна од соседните земји на ова поле е Грција.<sup>66</sup> Според посебна програма, потпомогната и од високите повластени тарифи за ФЕ, се предвидува инсталирање на ФЕ со вкупна моќност од 540 MW на копнениот дел од Грција, 200 MW на островите и 50 MW за изолирани локации во периодот од 2007-2010. При тоа, предвидена е специфична географска распределба на ФЕ во согласност со распределбата на сончевата радијација во земјата и со техничките ограничувања од системот.

Помалите електрани би се приклучувале на дистрибутивната мрежа и на начин што повлекува помали трошоци. Како резултат на тоа, инвестициони трошоци што не се зависни од моќноста на електраната имаат значително помало влијание врз специфичните инвестициони вложувања отколку кај другите технологии.

#### **Д4.2. НАЧИНИ НА СУБВЕНЦИОНИРАЊЕ НА ОИЕ ЗА ПРОИЗВОДСТВО НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА**

Во текстов веќе се спомнати различни мерки за субвенционирање кои се користат во различни земји во Европа, но во контекст на проблематиката за ограничување на инсталираниот капацитет по одделни технологии. Сепак, крајната цел на разните форми на субвенции за ОИЕ е да се намали негативното влијание врз човековата околина што го предизвикуваат производителите на електрична енергија.

Во поголем дел од земјите од ЕУ веќе низа години функционираат различни мерки за субвенционирање на производството на електрична енергија од ОИЕ. Всушност, на тој начин се овозможува и остварување на целите предвидени во Директивите на ЕУ. Поради примената на мерките за субвенционирање на производството на електрична енергија од ОИЕ, во изминатите години уделот на електричната енергија од ОИЕ во потрошувачката е значително зголемен. Во поново време, мерки за поддршка добиваат и термоелектраните на биомаса и биогаз, како и биогоривата.

Постои широк опсег на мерки кои владите од ЕУ ги користат за поддршка на производството на електрична енергија од ОИЕ.<sup>67</sup> Тие може да се поделат во две категории:

- инвестициска поддршка (грантови, ослободување од извесни даноци, попусти при купување определен вид материјали) и
- оперативна поддршка (повластени цени, зелени сертификати, тендери, ослободување од различни даноци и сл.).

Истражувањата покажуваат дека оперативната поддршка (поддршка за произведен MWh) е далеку поважна од инвестициската поддршка.

Во Директивите на ЕУ се дава предност на пазарно ориентираните мерки за поддршка, но на земјите членки им се дава можност да спроведуваат национални мерки за искористување на различните ОИЕ. Така, во европските

---

<sup>66</sup> Greece-RES policy review. *EREC*

<sup>67</sup> The support of electricity from renewable energy sources, *Accompanying document to the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources*, Commission Staff Working Document, Brussels January 2008

земји често се субвенционира инвестирањето во ОИЕ со точно определени суми за определен вид проекти или со финансирање на определен процент од почетната инвестиција. Во оваа група може да се вбројат и различните програми за зачувување на животната средина, енергетска ефикасност и зелена енергија, каде поддршката доаѓа во вид на грантови и кредити со ниски каматни стапки. Владите во некои земји се одлучуваат да финансираат проекти кои се дел од јавниот сектор, а во кои се вклучува искористување на електрична енергија добиена од ОИЕ, со цел да се промовира идејата за искористување на енергијата на ОИЕ. Во последно време се забележува пренесување на иницијативите на локално ниво, во вид на програми за локален одржлив развој. Пример за вакви иницијативи е националната програма на Италија за 10000 сончеви покриви и слична таква програма во Германија.

Пазарно ориентираните мерки кои овозможуваат оперативна поддршка може да се класифицираат во две категории: инструменти со кои се утврдува количината електрична енергија која треба да се произведе од ОИЕ и инструменти кои ја утврдуваат цената која се плаќа за електричната енергија произведена од ОИЕ. Во идеални услови, двете категории инструменти имаат иста економска ефикасност.

#### **Д4.2.1. Инструменти за утврдување квоти**

Под утврдувањето на обврски за фиксна количина (квота) електрична енергија од ОИЕ, се подразбира мерка според која владата утврдува обврска за потрошувачите, набавувачите или производителите определен дел од нивната електрична енергија да потекнува од ОИЕ. Оваа мерка вообичаено се поврзува со примена на зелени сертификати, така што производителите на електрична енергија од ОИЕ ја продаваат електричната енергија по пазарна цена, но истовремено можат да тргуваат и со зелените сертификати, кои се користат и како потврда дека електричната енергија е произведена од ОИЕ. Набавувачите потврдуваат дека ја постигнале својата обврска (односно зададената квота) со купување на овие сертификати. Во спротивен случај, плаќаат казни на владата.

Објавување тендери за набавување определено количество електрична енергија произведена преку одредена технологија исто така спаѓаат во овие инструменти. Преку тендер се овозможува избор на најприфатливата понуда за предвидените услови. Во минатото, оваа мерка активно се спроведувала во три земји членки на ЕУ, а во 2007 година, Данска донела одлука за објавување тендери за off-shore ВЕ.

#### **Д4.2.2. Инструменти за утврдување цени**

Во оваа група инструменти спаѓаат повластените тарифи, премиите и мерките за фискална поддршка (ФП).

Повластените тарифи и премиите се доделуваат на домашни производители на електрична енергија од електрани базирани на ОИЕ, за електричната енергија која ја инјектираат во ЕЕС. Повластените тарифи и премиите имаат различни вредности за различни технологии за производство на електрична енергија од ОИЕ, и истите се утврдуваат и менуваат од владата. Разликата меѓу повластените тарифи и премиите е во тоа што повластените тарифи се плаќаат како однапред утврдена сума за произведено количество електрична енергија (парична единица/kWh) додека премиите се плаќаат како

додаток на пазарната цена на електричната енергија. Последново покажува дека премиите воведуваат поголема конкуренција меѓу производителите на електрична енергија од ОИЕ. Важно за овие мерки е тоа што трошоците на операторот на мрежата се вкалкулирани во тарифите. Друга карактеристика е што повластените тарифи и премиите вообичаено се гарантираат во рок од 10 до 20 години, со што се намалуваат ризиците на инвеститорите заинтересирани за овој вид производство. Се покажало дека повластените тарифи и премиите може да се применат на начин кој ќе овозможи посилно промовирање на определена технологија базирана на ОИЕ и за намалување на трошоците, што се прави со примена на скалесто намалување на повластените тарифи и на премиите.

ФП подразбира група мерки за ослободување или намалување на даноците за производителите на електрична енергија од ОИЕ. Тие се ослободени од некои даноци (на пр. данок на јаглен) за да се зголеми конкурентноста со производителите кои користат конвенционални технологии. Ефектите од овој тип мерки се најдобри во земји со високи даноци (како што се нордиските земји) каде што ослободувањето од даноци е доволно за да се стимулира производството од ОИЕ.

Во општ случај, може да се каже дека примената на само една мерка за поддршка не е доволна за да се стимулира практичната примена на повеќе различни технологии за искористување на енергијата од ОИЕ, па затоа, најчесто се применува комбинација од мерки. Во поголем број земји мерките како повластените тарифи или утврдени квоти, се придружени од инвестициски грантови или заеми со ниски каматни стапки.

#### **Д4.2.3. Примена во земјите од Европа**

На сликата Д4.2.3.1 е даден преглед на мерките за поддршка на искористување на ОИЕ кои се користат во земјите од ЕУ.<sup>68</sup>

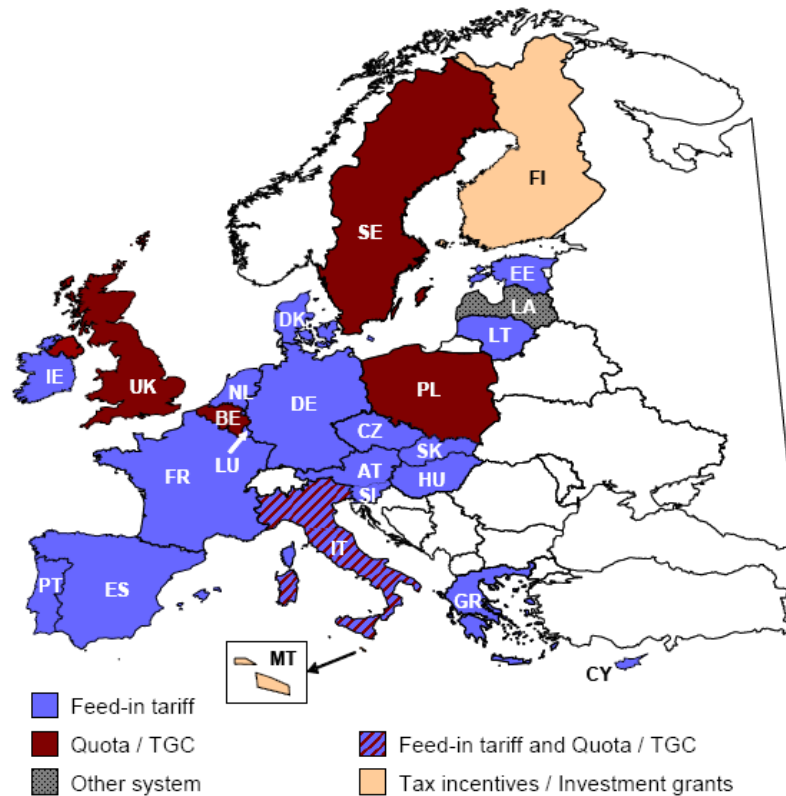
Повластените тарифи, придружени со задолжително откупување на целото количество електрична енергија произведена од ОИЕ се многу често применувани бидејќи се покажало дека на овој начин успешно се зголемува вкупната инсталирана моќност на постројките кои искористуваат ОИЕ. Причината е во тоа што гарантираните цени и сигурното откупување на произведената енергија им даваат поголема сигурност на инвеститорите. Оваа мерка се применува во Австрија, Чешка, Данска, Франција, Германија, Грција, Украина, Луксембург, Холандија, Словенија и Шпанија.

Фиксните годишни квоти за откуп од страна на снабдувачите и зелените сертификати се воведени во Белгија, Италија, Шведска, Велика Британија, Полска и Романија. Во последно време се развиваат сè повеќе дискусии за вреднувањето на сертификатите, кое во некои случаи тешко се одвива. Освен тоа, примена на пазарно ориентираните мерки има поголем успех ако претходно се обезбедени услови за продор на повеќе технологии на пазарот и ако е осигурен одржлив раст во искористувањето на ОИЕ. Шведска е карактеристичен пример бидејќи го применува системот на тргување со зелени

---

<sup>68</sup> Arne Klein, Anne Held, Mario Ragwitz, Gustave Resch, Thomas Faber, Evaluation of Different Feed-in Tariff Design Options: Best Practice paper for the International Feed-in Cooperation, Fraunhofer, EEG, 2006

сертификати, а истовремено, постојат повластени цени за електричната енергија произведена од ВЕ изградени на копно, кои треба да престанат да важат во текот на 2009 година.<sup>69</sup> Италија, како што е споменато, применува повластени тарифи за ФЕ, а за останатите производители се користат квоти.



**Слика Д4.2.3.1. Преглед за начините на субвенционирање на производството на електрична енергија од ОИЕ во дел од земјите од Европа**

Во некои земји се воведени и т.н. енергетски или еколошки даноци, со кои ОИЕ добиваат повластена положба во однос на конвенционалните извори на електрична енергија. Погоре во текстов е наведен примерот со Данска, меѓутоа, тој не е единствен. Во Велика Британија е воведен данокот наречен Climate Change Levy кој се однесува на електрична енергија произведена од јаглен, природен гас, пропан, бутан и електрична енергија во индустрискиот сектор, но од овој данок се ослободени производителите на електрична енергија од ОИЕ. И во Австрија постои даночно олеснување, но тоа се однесува на електричната енергија произведена од мали електрани за сопствени потреби и електричната енергија произведена во ФЕ. Во оваа група мерки спаѓаат и т.н. CO<sub>2</sub> и SO<sub>2</sub> даноци и други даночни ослободувања.

<sup>69</sup> EU Energy Portal, Стратегија за ОИЕ на Бугарија

#### Д4.2.4. Преглед по технологии

Во продолжение е даден приказ на границите за субвенционирање за секоја технологија во повеќе држави и тоа во однос на вкупната инсталирана моќност и моќност по единечна постројка. Истовремено се прикажани тарифите кои ги добиваат производителите и просечното времетраење на договорите за гарантиран откуп на електричната енергија.

Во табелата Д4.2.4.1 е прикажана споредбена анализа за ХЕ. Важно е да се има предвид дека вообичаено повисоки тарифи добиваат ХЕ со помала инсталирана моќност. ХЕ со инсталирана моќност над 10 MW, како што е веќе објаснето погоре во текстот, вообичаено не се предмет на субвенционирање.

**Табела Д4.2.4.1. Хидроелектрани**

Држава	Горна граница за субвенционирање за вкупна инсталирана моќност [MW]	Горна граница за субвенционирање по единечна постројка [MW]	Субвенционирање [Eur/MWh]	Времетраење на договор за повластен производител
Хрватска		10	од 50 до 90*	12 год.
Бугарија		10	49,7	15 год.
Грција		20	73 / 84,6**	20 год.
Словенија		125***	од 82 до 105 / од 24 до 50****	n/a

\* Коефициент од кој со помош на индексот на цените на мало и соодветни корективни фактори се определува висината на тарифите

\*\* Системи поврзани на мрежата на копно/ Изолирани системи на острови

\*\*\* Горната граница за финансирање по единечна постројка е 125 MW за било која технологија, со напомена дека постројките со инсталирана моќност на 10 MW може да добијат само премии

\*\*\*\* Фиксна тарифа / Премии

**Табела Д4.2.4.2. Ветерни електрани**

Р.бр	Земја	Повластена тарифа (€cents/kWh) – при изработка на Правилникот	Повластена тарифа (€cents/kWh) - 2008 Evaluating different feed-in tariff design options - Best Practice Paper for the International Feed-In Cooperation, 2nd edition	Повластена тарифа (€cents/kWh) - 2009 EREF Price Report on renewable electricity prices in Europe – EUROPEAN RENEWABLE ENERGIES FEDERATION	Времетраење (години)	Забелешка
1	Македонија	8,9	8,9	8,9	20	/
2	Австрија	7,8	7,8	7,54 – 2009 (12 години) 9,70 – 2010 (13 години)	12	Тарифата важи 10 години од започнувањето со работа на централата. Во 11-тата година добива 75 % од тарифата, а во 12-тата година 50 % од тарифата.

3	Бугарија	8 - 8,9	8 - 9	<p><u>Со инсталирана моќност &gt; 800 kW:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 9,663 (до 2250 ефективни работни часови годишно)</li> <li>- 8,794 (над 2250 ефективни работни часови годишно)</li> </ul> <p><u>Со инсталирана моќност &lt; 800 kW со асинхрон генератор со кафезен ротор: 7,414</u></p>	15	Како дополнителна мерка се имплементира и посебна кредитна линија за финансирање на проекти поврзани со ОИЕ. Проектите од ОИЕ можат да добијат грант од 20%
4	Кипар	/	9,2	16,6	20	Со намалување од 0,5 €cents/kWh на секои 4 години. Грант: 15-55% од капитална инвестиција
5	Германија	9	9,2	<p><u>Од 2004-2013</u></p> <p><u>Почетна тарифа (основна тарифа + премија за првите 5 години): 8,7 – 8,03</u></p> <p><u>Основна тарифа: 5,50 – 5,07</u></p> <p><u>Намалување: 2% годишно во зависност од годината на започнување.</u></p>	20	



				<u>Во 2009</u> <u>Почетна тарифа (основна тарифа + премија за првите 5 години): 9,2</u> <u>Основна тарифа: 5,02</u> <u>Намалување: 1% годишно.</u>		
6	Грција	7 – 7,8	7,3 – 8,5	8,014 (копно) 9,714 (острови)	12-20	
7	Латвија	/	12,6 – 13,0	<u>&lt; 0,25 MW: од 16,650 – 18,261</u> <u>&gt; 0,25 MW: од 9,618 – 13,597</u>	10	
8	Луксембург	/	7,8 – 10,3	8,27	15	
9	Португалија	4,5 – 8,3	7,4 – 7,5	9,45	15	
10	Словачка	/	5,1 – 8,8	<u>Пуштени во работа пред 1 јануари 2005: 8,677</u> <u>Нови од 1 јануари 2005: 9,7</u> <u>Постари од 3 години, пуштени од 1 јануари 2005: 6,598</u> <u>Постари од 3 години, пуштени од 1 јануари 2008: 5,609</u>	12	
11	Словенија	8 – 8,4 (вграден е фиксен и варијабилен дел)	5,9 – 8,3	9,538	10	Фиксниот дел се одредува на секои 5 години, а варијабилниот дел годишно во

						зависност од пазарната цена на електрична енергија. Во рамките на обезбедување поддршка на електрани на ОИЕ, се објавуваат и јавни тендери за одобрување два типа заеми со помали каматни стапки.
12	Обединето Кралство	/	/	35,3 (< 1,5 kW) 26,6 (од 1,5 kW до 15 kW) 23,7 (од 15 kW до 50 kW) 20,8 (од 50 kW до 250 kW) 18,5 (од 250 kW до 500 kW) 5,2 (од 500 kW до 5 MW)	20	Од 10.04.2010 година се применуваат повластени тарифи.
13	Хрватска	5,4 – 7,7	/	8,8	12	

14	Чешка	9,6 (содржан е фиксен дел и премија)	7,1 – 12, 5	<p>9,011 (пуштени во работа по 01.01.2009)</p> <p>9,820 (пуштен во раб 01.01.2008 – 31.12.2008)</p> <p>10,09 (пуштен во раб 01.01.2007 – 31.12.2007)</p> <p>10,28 (пуштен во раб 01.01.2006 – 31.12.2006)</p> <p>11,28 (пуштен во раб 01.01.2005 – 31.12.2005)</p> <p>11,82 (пуштен во раб 01.01.2004 – 31.12.2004)</p> <p>13,132 (пуштени во работа пред 01.01.2004)</p>	15	Има и систем на премии (цена која се додава плус на пазарната цена на електрична енергија)
15	Франција	8,5	8,2	<p><u>Нови инсталации:</u></p> <p>За првите 10 години: 8,2 (копно)</p> <p>За наредните 5 години: - 8,2 (2400 часа/годишно) - 6,8 (2800 часа/годишно) - 2,8 (3600 часа/годишно) Годишно намалување од 2%.</p> <p>11 (остров) за 15 години</p> <p><u>Постоечки инсталации:</u></p> <p>За првите 5 години: 8,38</p>	15	

				За наредните 10 години: 3,05 - 8,38 во зависност од локацијата		
16	Унгарија	/	10,5	11,422		
17	Италија	/	22 (< 1 MW)	30 (< 0,2 MW)	20	
18	Холандија	6,3 – 8,2	/	4,0 (2009)	15	Основна тарифа е 11,8 €cents/kWh, се одзема корекција која за 2009 година е 7,8 €cents/kWh и се добива повласена тарифа. Секоја година се носи корекција и нови тарифи во зависност од просечната цена на електричната енергија.
19	Шпанија	6,2 (содржан е фиксен дел и премија)	7,1 – 8,5	7,568 за првите 20 години, потоа: 6,325	20	
20	Литванија	7,5	6,4	8,69	10	



Табела Д4.2.4.3. Фотонапонски електрани

Р.бр	Земја	Повластена тарифа (€cents/kWh) – при изработка на Правилникот и Одлуката (донесени на 04.09.2008 година)	Повластена тарифа (€cents/kWh) - 2008 Evaluating different feed-in tariff design options - Best Practice Paper for the International Feed-In Cooperation, 2nd edition	Повластена тарифа (€cents/kWh) - 2009 EREF Price Report on renewable electricity prices in Europe – EUROPEAN RENEWABLE ENERGIES FEDERATION	Времетраење (години)	Забелешка
1	Македонија	46 ( $\leq 50$ kW) 41 ( $> 50$ kW)			20 (15 години од 31.03.2010 година)	Донесени повластени тарифи со Одлука на РКЕ на 04.09.2008 година времетраење од 20 години: - 46 ( $\leq 50$ kW) - 41 ( $> 50$ kW)  Од 31.03 2010 година важат следните повластени тарифи со времетраење од

						15 години, кои изнесуваат: - 38 €cents/kWh ( $\leq$ 50 kW); - 34 €cents/kWh (од 50 kW до 1 MW)
2	Австрија	60 ( $\leq$ 20 kWp) 47 ( $>$ 20 kWp)	32,0 - 49,0	45,98 ( $<$ 5 kWp) 39,98 (од 5 до 10 kWp) 29,98 ( $>$ 10 kWp)	12	Тарифата важи 10 години од започнувањето со работа на централата. Во 11-тата година добива 75 % од тарифата, а во 12-тата година 50 % од тарифата.
3	Бугарија	39,1 ( $\leq$ 5 kWp) 35,9 ( $>$ 5 kWp)	36,7 - 40,0	42,079 ( $\leq$ 5 kWp) 38,603 ( $>$ 5 kWp)	25	Не е вклучен ДДВ. Важат од април 2009 година. Секоја година се утврдуваат нови повластени тарифи, при што приходот за следната година не може да биде помал од 95 % од приходот за

						претходната година.
4	Кипар	/	20,4 - 38,6	36,0 ( $\leq 20$ kWp) 34,0 (од 21 до 150 kWp)	20	Се дава и грант: 15-55% од капитална инвестиција.
5	Германија	49,2	31,94 – 43,01	<u>Основна тарифа:</u> 31,94 <u>Отворени инсталации:</u> 31,94 <u>Покриви и инсталации за заштита од бучава:</u> - 43,01 (до 30 kW) - 40,91 (од 30 kW до 100 kW) - 39,58 (од 100 kW до 1 MW) - 33,00 (над 1 MW)	20	
6	Грција	45 ( $\leq 100$ kWp) 40 ( $> 100$ kWp)	40,0 – 50,0	45 ( $\leq 100$ kWp) 40 ( $> 100$ kWp)	20	
7	Латвија	/	/	42,765		



8	Луксембург	/	28,0 – 56,0	42 ( $\leq 30$ kW) – со стапка на годишно намалување од 3 % 37 (од 31 до 1000 kW)	15	
9	Португалија	45 ( $\leq 5$ kW) 31 ( $> 5$ kW)	31 - 47	42 ( $\leq 5$ kW) 32 ( $> 5$ kW)	15	
10	Словачка	/	25,1	27,746	12	
11	Словенија	38 ( $\leq 36$ kW) 38 ( $> 36$ kW)	6,5 – 37,5 (фиксна) 8,7 – 39,7 (премија)	<u>На згради или градежни конструкции:</u> - 41,546 ( $< 50$ kW) - 38,002 ( $< 1$ MW) - 31,536 (до 5 MW)  <u>Како дел од згради и заменувачки елементи од зграда:</u> - 47,778 ( $< 50$ kW) - 43,703 ( $< 1$ MW) - 36,267 (до 5 MW)  <u>Самостојни структури:</u> - 39,042 ( $< 50$ kW) - 35,971 ( $< 1$ MW) - 28,998 (до 5 MW)	10	Фиксниот дел се одредува на секои 5 години, а варијабилниот дел годишно во зависност од пазарната цена на електрична енергија.
12	Обединето Кралство	/	/	42,2 ( $< 4$ kW) 35,8 (од 4 kW до 10 kW)	20	Од 10.04.2010 година се предлагаат дадените

				32,4 (од 10 kW до 100 kW) 30,1 (од 100 kW до 5 MW) 30,1 (за самостоен систем)		повластени тарифи. Стапка на намалување 7 %.
13	Хрватска	46 ( $\leq 10$ kW) 40,5 (10-30 kW) 28,38 ( $> 30$ kW)	/	/	12	
14	Чешка	/	25,1 – 51,5 (фиксна) 22,0 – 48,4 (премија)	49,632 ( $< 30$ kW) 49,254 ( $> 30$ kW)	15	Има и систем на премиум (цена која се додава плус на пазарната цена на електрична енергија)
15	Франција	/	30,0 – 55,0	30 (копно) 40 (остров)	20	
16	Унгарија	/	10,5	11,422		
17	Италија	44,5 - 49	44,5 - 49	<u>Од 1 kW до 3 kW:</u> - 39,2 (не интегрирани во згради) - 43,1 (делумно интегрирани во згради) - 48,0 (целосно интегрирани во згради)  <u>Од 3 kW до 20 kW:</u>	20	

				<ul style="list-style-type: none"> <li>- 37,2 (не интегрирани во згради)</li> <li>- 41,2 (делумно интегрирани во згради)</li> <li>- 45,1 (целосно интегрирани во згради)</li> </ul> <p><u>Над 20 kW:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 35,3 (не интегрирани во згради)</li> <li>- 39,2 (делумно интегрирани во згради)</li> <li>- 43,1 (целосно интегрирани во згради)</li> </ul>		
18	Холандија	/	/	<p>25,3 (од 0,6 до 15 kWp)</p> <p>38,3 (од 15 до 100 kWp)</p>	15	<p>Основна тарифа е 52,6 (45,9) €cents/kWh, се одзема корекција која за 2009 година е 27,3 (7,6) €cents/kWh и се добива повласена тарифа. Секоја година се носи корекција и нови тарифи во зависност од просечната цена на електричната енергија.</p>

19	Шпанија	44	23,0 – 44,0	<u>До 100 kW:</u> 45,513 за првите 25 години, потоа: 36,41  <u>Од 100 kW до 10 MW:</u> 43,148 за првите 25 години, потоа: 34,518  <u>Од 10 MW до 50 MW:</u> 23,746 за првите 25 години, потоа: 18,996	нема ограничување	
----	---------	----	-------------	---	----------------------	--

Карактеристични се примерите на Италија и Шпанија. Во првиот случај се предвидуваат повластени тарифи за постројки со инсталирана моќност над 1 kW, а тарифата се намалува за постројките со инсталирана моќност над 3 kW. Во случајот на Шпанија повластените тарифи за ФЕ се менуваат на секои три месеци, а крајна цел е да се постигне однапред дефинираната вкупна инсталирана моќност на ФЕ за дадената година.

**Табела Д4.2.4.4 Електрани на биомаса**

Држава	Горна граница за субвенционирање за вкупна инсталирана моќност [MW]	Горна граница за субвенционирање по единечна постројка [MW]	Субвенционирање [Eur/MWh]	Времетраење на договор за повластен производител
Хрватска			од 93,6 до 163,2*	12 год.
Бугарија			од 82,8 до 109,9	15 год.
Грција			73/ 84,6**	n/a
Словенија		125***	167 (од 1 до 10 MW) и 224 под 1MW / 108 (од 1 до 10 MW) и 165 под 1 MW****	n/a

\* Коефициент од кој со помош на индексот на цените на мало и соодветни корективни фактори се определува висината на тарифите

\*\* Системи поврзани на мрежата на копно/ Изолирани системи на острови

\*\*\* Горната граница за финансирање по единечна постројка е 125 MW за било која технологија, со напомена дека постројките со инсталирана моќност на 10 MW може да добијат само премии

\*\*\*\* Фиксна тарифа / Премии

**Табела Д4.2.4.5 Електрани на биогаз**

Држава	Горна граница за субвенционирање за вкупна инсталирана моќност [MW]	Горна граница за субвенционирање по единечна постројка [MW]	Субвенционирање [Eur/MWh]	Времетраење на договор за повластен производител
Хрватска			од 48,9 до 163,2*	12 год.
Бугарија				
Грција			73/ 84,6**	n/a
Словенија		125***	од 62 до 159/ од 3 до 102****	n/a

\* Коефициент од кој со помош на индексот на цените на мало и соодветни корективни фактори се определува висината на тарифите

\*\* Системи поврзани на мрежата на копно/ Изолирани системи на острови

\*\*\* Горната граница за финансирање по единечна постројка е 125 MW за било која технологија, со напомена дека постројките со инсталирана моќност на 10 MW може да добијат само премии

\*\*\*\* Фиксна тарифа / Премии

## ДОДАТОК\_5: СУБВЕНЦИОНИРАЊЕ НА ОИЕ ВО СОСЕДНИТЕ ЗЕМЈИ

Во земјите во регионот речиси секаде се применуваат повластени тарифи, односно усвоени се повластени цени за електричната енергија произведена од ОИЕ, освен во Романија, каде се воведени зелени сертификати.

### Хрватска

Во хрватското законодавство се воведени повластени цени за енергија произведена од ОИЕ и за термоелектрани (когенеративни). Повластените тарифи важат за: ФЕ, ХЕ, ВЕ, електрани на биомаса (цврста биомаса од шумарство и земјоделство и одделно, цврста биомаса од индустрија за преработка на дрво), геотермални електрани, електрани на биогаз кој потекнува од земјоделски насади и органски остатоци од земјоделство и прехранбена индустрија, електрани на течни биогорива, електрани на биогаз кој потекнува од депонии и пречистителни станици и останати електрани. Дефинирани се две групи за кои важат тарифите:

1. Постројки со инсталирана моќност до 1MW (вклучувајќи ги и тие со 1MW), приклучени на дистрибутивна мрежа.
2. Постројки со инсталирана моќност над 1MW, приклучени на дистрибутивна и преносна мрежа.

Во табелите Д5.1 и Д5.2 подолу, прикажани се тарифите и постапката за постигнување на конечната тарифа по технологија.<sup>70</sup>

**Табела Д5.1 Тарифи за постројки со инсталирана моќност помала од 1 MW во Хрватска**

Технологија	Коефициент C kn/kWh	
ВЕ	0,64	
ХЕ	0,69	
ФЕ со инсталирана моќност	до 10 kW	3,40
	од 10 kW до 30 kW	3,00
	над 30 kW	2,10
Електрани на биомаса добиена од дејности од шумарство и земјоделство	1,20	
Електрани на биомаса добиена дрвна индустрија	0,95	
Геотермални електрани	1,26	
Електрани на биогаз од земјоделство и органски остатоци од земјоделски отпад и прехранбена индустрија	1,20	
Електрани на течни биогорива	0,36	
Електрани на биогаз од депонии и од пречистителни станици за отпадна вода	0,36	
Електрани на останати ОИЕ	0,60	

<sup>70</sup> Влада на Република Хрватска: Tarifni sustav za proizvodnju elektricne energija iz obnovljivih izvora i kogeneracije

**Табела Д5.2 Тарифи за постројки со инсталирана моќност поголема од 1 MW во Хрватска**

Технологија	Коефициент C kn/kWh	
ВЕ	0,65	
ХЕ со инсталирана моќност до 10 MW и произведена електрична енергија	до 5000 MWh	0,69
	од 5000 MWh до 15000 MWh	0,55
	над 15000 MWh	0,42
Електрани на биомаса добиена од дејности од шумарство и земјоделство	1,04	
Електрани на биомаса добиена дрвна индустрија	0,83	
Геотермални електрани	1,26	
Електрани на биогаз од земјоделство и органски остатоци од земјоделски отпад и прехранбена индустрија	1,04	
Електрани на течни биогорива	0,36	
Електрани на биогаз од депонии и од пречистителни станици за отпадна вода	0,36	
Електрани на останати ОИЕ	0,50	

Коефициентите се множат со корекционен фактор во зависност од учеството на домашна компонента во проектот, изразена во проценти. Корективниот фактор се движи од 1,0 за проекти со повеќе од 60% домашно учество до 0,93 за проекти со помалку од 45% домашно учество. Учеството на домашна компонента го одредува надлежното Министерство. Потоа, тие се коригираат секоја година во според индексот на цените на мало, односно:  $C_{gOIE} = C_{gOIE-1} \cdot ICM_{gOIE-1}$ . Слични корекции важат и за повластените цени за енергија добиена од когенеративните термоелектрани.

Од хрватското законодавство кое се однесува на дефинирање на повластените цени за електрична енергија произведена од ОИЕ и од уште неколку подзаконски акти, може да се извлечат уште неколку важни одредби.

Имено, повластена цена добива производител на електрична енергија од ОИЕ или производител на енергијата од термоелектрани (когенеративни) ако има решение за повластен производител и ако има склучено договор за откуп на произведената електрична енергија со операторот на пазар (ОП). Стекнувањето статус повластен производител е регулирано со посебен Правилник за стекнување статус повластен производител донесен од Владата на Хрватска, а статусот се добива од Агенцијата за енергетика. Во правилникот е опишана цела процедура за добивање на статусот (кои барања каде се поднесуваат и сл.). Статус на повластени производители може да добијат двете групи наведени погоре во текстов и уште неколку групи термоелектрани (когенеративни).<sup>71</sup>

Повластените производители го остваруваат правото на повластени тарифни цени ако го докажат потеклото на произведената електрична енергија.

<sup>71</sup> Влада на Република Хрватска: Uredba o naknadama za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije, 2007.

Договорите за откуп на електрична енергија произведена од ОИЕ и термоелектрани (когенеративни) по повластени цени се склучуваат на време од 12 години. Ако производителите веќе имаат склучени договори за откуп пред стапување на сила на овој закон, должината на договорот за откуп се намалува за времето за кое веќе имаат склучен договор (12-х, х=должина на претходен договор). Договори за откуп не се склучуваат со постоечките производители ако произведуваат енергија од ОИЕ во период подолг од 12 години.

ОП склучува договори за откуп на електрична енергија по повластени тарифи со повластените производители се додека вкупното планирано производство на електрична енергија од ОИЕ и термоелектрани (когенеративни) не го исполни минималниот удел на електрична енергија утврден со пропис. Начинот на утврдување на повластената цена и нејзината висина утврдена со тарифите за ОИЕ и термоелектрани (когенеративни) кои важат во времето на склучување на договорот не се менуваат за целото времетраење на договорот. Откупот на електрична енергија произведена од ОИЕ и термоелектрани (когенеративни) остварен преку договори кој го врши ОП не се смета за трговија со електрична енергија.

Во Хрватска постои пропис за утврдување минималниот удел на електрична енергија произведена од ОИЕ и термоелектрани (когенеративни).<sup>72</sup> Цел на овој пропис е дефинирање на минималниот удел на електрична енергија произведена од ОИЕ и термоелектрани (когенеративни) чие што производство се поттикнува и одредување на целите на Хрватска во производството на електрична енергија од ОИЕ и термоелектрани (когенеративни). Не важи за електрична енергија произведена од ХЕ со инсталирана моќност поголема од 10 MW.

Во прописот се укажува дека производството на електрична енергија од ОИЕ и термоелектрани (когенеративни) ќе се поттикнува се додека потребната опрема и пазарот на електрична енергија не се развијат доволно (значи додека не се создадат потребните услови), за да може овие технологии да бидат конкурентни. Минималниот удел определен со оваа уредба треба да претставува основа за определување на динамиката за влез во погон на повластените производители на електрична енергија и за склучување договори за откуп на оваа енергија со ОП. Минималниот удел на електрична енергија произведена од ОИЕ (чие производство се поттикнува) до 31.12.2010 ќе изнесува 5.8% од вкупната потрошувачка на електрична енергија. [за когенеративни до 31.12.2010, 2%]

ОП го утврдува уделот на електрична енергија произведена од ОИЕ која треба да ја преземе секој снабдувач. Уделот се изразува во проценти и е еднаков на уделот на секој снабдувач во вкупното снабдување со електрична енергија во Хрватска. Останатите права и обврски на снабдувачите се сместени во член 7 и член 8 од Уредбата.

Независно од правилниците и прописите кои се однесуваат на утврдување на повластените цени за електрична енергија од ОИЕ, во Хрватска е воведен и посебен надоместок за поттикнување на производството од ОИЕ и термоелектрани (когенеративни).

Надоместокот е наменет за:

---

<sup>72</sup> Влада на Република Хрватска: Uredba o minimalnom udjelu električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije čija se proizvodnja potiče



- исплата на цените на повластените производители според утврдените тарифи;
- финансирање на работите за поттикнување на производството на електрична енергија од ОИЕ и термоелектрани (когенеративни) кои ги врши операторот на пазарот (ОП). Висината на овие средства ја одредува надлежното Министерство, кое е задолжено да ги следи пресметките, исплатата и трошењето на овие средства;
- плаќање на трошоците за балансирање на системот настанати поради разликите во планираната и произведената електрична енергија од повластените производители, кои имаат право на тарифни цени. Висината на овие средства и нивното плаќање е обврска на ОП во согласност со Правилата за балансирање на ЕЕС.

**Табела Д5.3 Висина на надоместокот (без ДДВ)**

Година	2007	2008	2009	2010
kn/kWh	0,0089	0,0198	0,0271	0,0350

Надоместокот е подложен на промена ако собраните средства не се доволни за покривање на трошоците наведени погоре во текстот.

Надоместокот се наплатува од тарифните и квалификуваните потрошувачи и претставува додаток на цената на електричната енергија. Вкупната висина на надоместокот која го плаќа потрошувачот (во хрватски куни-кп) претставува производ од висината на надоместокот (kn/kWh) од табелата Д5.3 и електричната енергија која тој ја потрошил (kWh). На сметката точно се наведува висината на надоместокот и вкупниот износ платен за поттикнување на производството од ОИЕ.

ОП ги собира платените надоместоци од снабдувачите на тарифните и квалификуваните потрошувачи (уредено со Законот за пазар со ее). ОП склучува договор со секој снабдувач со кој се уредуваат меѓусебните права и обврски на ОП и снабдувачите во врска со наплатата на надоместокот. ОП ги пресметува и распределува собраните средства од надоместокот за поттикнување на производството од ОИЕ и термоелектрани (когенеративни). Овие средства не се сметаат за приход на ОП, освен оние средства наменети за финансирање на работите кои ги врши ОП, а се однесуваат на поттикнување на производството од ОИЕ и термоелектрани (когенеративни).

### **Бугарија**

Во Бугарија повластените тарифи се донесени во 2007 и се гарантира откупување на целата електрична енергија произведена од ОИЕ (по цени предвидени со тарифите). До 2010 година, производителите на електрична енергија од ОИЕ ќе може да склучуваат договори со НЕК за откуп на произведената енергија на 12 години. За снабдувачите кои одбиваат купат електрична енергија произведена од ОИЕ се предвидуваат казни до 500.000 EUR. Тарифите не важат за ХЕ со капацитет над 10 MW. До 2012 Министерството за економија и енергија е обврзано да предложи нови пазарно ориентирани механизми поттикнување на искористување на ОИЕ. Според постечките планови, би требало на сила да стапи системот со трговија со

зелени сертификати. Повластените тарифи кои за сега важат во Бугарија<sup>73</sup> се прикажани во табела Д5.4.

**Табела Д5.4 Усвоени повластени тарифи во Бугарија**

Технологија		Повластени тарифи	
		лв/MWh	€/MWh
ВЕ со инсталирана моќност помала од 800 kW		139,96	71,6
Сите нови единици ВЕ, приклучени од 01.01.2006 со инсталирана моќност	над 800 kW и со помалку од 2250 работни часови	185,95	95,1
	над 800 kW и повеќе од 2250 работни часови	167,90	85,8
ФЕ со инсталирана моќност	помала од 5 kW	782,0	399,8
	поголема од 5 kW	718,0	367,1
ХЕ со инсталирана моќност помала од 10 MW		97,12	49,7
Електрани на биомаса		помеѓу 162 и 215*	помеѓу 82,8 и 109,9

\* Во зависност од начинот на искористување на биомасата

Повластените тарифи важат во времетраење од 15 години, освен за ФЕ, кои важат 25 години. Освен ова, повластената тарифа за ФЕ се оформува врз база на пазарната цена на електричната енергија и се ревидираат секоја година до 31 март. Поради зависноста од пазарната цена на електричната енергија, повластената тарифа за ФЕ може да се намали или зголеми.

Како дополнителна мерка, во Бугарија се имплементира и посебна кредитна линија за финансирање на проекти поврзани со ОИЕ и енергетска ефикасност (Bulgarian Energy Efficiency and Renewable Energy Credit Line – BEERECL). Проектите за искористување на ОИЕ можат да добијат грант од 20%. До сега се доделени заеми во висина од 12,8 милиони евра. Во бугарската енергетска стратегија е наведена и кредитната линија обезбедена од Интернационалниот фонд Козлодуј, поддржана од Европската банка за инвестиции, а се однесува на проекти од областа на ОИЕ (производство на електрична енергија и децентрализирано производство на енергија). Помош во инвестициите во ова поле може да се обезбеди и преку програми за искористување на фондовите на Европската Унија, во кои спаѓаат следниве програми: „Развој на конкурентноста на бугарската економијата“, „Регионален развој“, како и програми за развој на руралните области. Во Националната долгорочна програма за поддршка во искористувањето на ОИЕ од 2005 до 2015 како извори на финансирање на проекти за искористување на ОИЕ се наведуваат и заеми од комерцијални банки, неповратна помош од еколошки фондови, бескаматни кредити, заеми со посебни услови од специјализиран фонд за искористување на ОИЕ, заеми од меѓународни банки како дополнителни средства и сл.

Во Бугарската енергетска стратегија предупредуваат на некои недостатоци во искористувањето на енергијата од ОИЕ, кои во иднина ќе мора да се земат предвид. Имено, релативно високите инвестициски трошоци го

<sup>73</sup> Bulgaria-RES policy review, EREC

намалуваат интересот на инвеститорите за овие проекти, а од друга страна, создаваат дополнителни јавни трошоци во облик на повисоки преференцијални цени за овие технологии. Погоре во текстот се веќе спомнати несаканите последици од несоодветното промовирање на биомасата и биогоривата, што се рефлектира во намалување на шумскиот фонд и земјиштето за храна. Во Бугарија исто така, не постојат механизми за промовирање на греење и ладење со користење на ОИЕ. Постоечките механизми за поддршка ќе треба да се прилагодуваат кон пазарно ориентирани механизми. На тој начин ќе се овозможи промоција на технологиите кои се економски поисплатливи, а за нив поедноставно ќе се добие поддршката на јавноста. Се препорачува да се поедностават административните процедури за искористување на ОИЕ, но од друга страна, да се води сметка да не се избегнуваат еколошките норми.

Според Законот за енергетика во Бугарија откупот на електричната енергија произведена од ОИЕ кои имаат сертификат за потекло е задолжителен, и тоа по законски утврдени повластени цени. Истовремено, се дава приоритет во приклучување на постројките за производство на електрична енергија од ОИЕ на преносната и дистрибутивна мрежа, вклучувајќи ги овде и ХЕ со инсталирана моќност до 10 MW. Заради промоција на термоелектраните се гарантира и целосен откуп на електрична енергија произведена од секоја од овие постројки и тоа, по повластени цени до 50 MWh, а остатокот од производството, по цени утврдени со посебен договор или по цени кои важат за балансирање на системот.<sup>74</sup>

Во Националната долгорочна програма за поддршка во искористувањето на ОИЕ од 2005 до 2015 исто така се инсистира на регионален пристап кон развојот на овој сектор, што се разбира, има смисла и поради големината на територијата на земјата и специфичноста на регионите.

## **Грција**

Законот за либерализација на пазарот донесен во 1999 е на линија на претходните законски одредби, со тоа што со негово донесување се овозможува и приоритет во пристапот до мрежата на електраните на ОИЕ.<sup>75</sup> Истовремено, воведен е надоместок од 2% од дејностите поврзани со ОИЕ кој е наменет за владините органи на локално ниво. Важно олеснување во процедурите за изградба на електрана на ОИЕ е внесено преку Законот за поедноставување на процедурите за формирање компании, за лиценцирање на електрани на ОИЕ, регулирање на работите на компанијата Greek Shipyards S. A. и други дејности донесен во 2001 година. Според овој закон електраните на ОИЕ се исклучени од општите ограничувања наведени во законите за шуми кои се применуваат при инфраструктурни проекти од јавен интерес во шумите и областите со ниски дрва, не се бара градежна дозвола за изградба на ФЕ и ВЕ, водовите за поврзување на овие електрани со ЕЕС може да бидат финансирани од било кој заинтересиран инвеститор, но под услови определени од Операторот на ЕЕС, да се олесни изградбата на овие електрани надвор од

---

<sup>74</sup> Националната долгорочна програма за поддршка во искористувањето на обновливи извори на енергија од 2005 до 2015 година подготвена од Министерството за економија и енергетика и Агенцијата за енергетска ефикасност во Бугарија

<sup>75</sup> Greek National Report on article 3 of Directive 2001/77/EC

населените места, да се овозможи едношалтерски систем за добивање на дозвола за инсталирање и работа и сл. Во табелата Д5.5 се прикажани повластените тарифи кои се сега во сила во Грција.

**Табела Д5.5 Усвоени повластени тарифи во Грција**

Технологија		Повластени тарифи	
		Системи поврзани со мрежата на копно €/MWh	Изолирани системи на острови €/MWh
ВЕ на копно		73	84,6
ВЕ offshore		90	90
ХЕ со инсталирана моќност до 20 MW		73	84,6
ФЕ со инсталирана моќност	до 100 kWp	450	500
	над 100 kWp	400	450
Сончеви ТЕ со инсталирана моќност	до 5 MWp	250	270
	над 5 MWp	230	250
Геотермални електрани		73	84,6
Електрани на биомаса и биогаз		73	84,6
Други		73	84,6

Грчката легислатива предвидува учество на неколку владини институции и компании во искористувањето на ОИЕ. Така, според грчките закони, за да се добие одобрение за изградба нова електрана на ОИЕ, се поднесува барање до Регулаторната Комисија за Енергетика, во кое се опишува целиот проект. Комисијата дава мислење до Министерот за развој, кој го дава одобрението за изградба. Комисијата понатаму ја следи изградбата на електраната. Центарот за ОИЕ пак, работи на промоција на ОИЕ, енергетска ефикасност и рационално користење на електричната енергија, односно претставува национален координативен центар за активностите поврзани со ОИЕ. Овој центар има лаборатории за верифицирање на технологии на ОИЕ и се занимава и со изготвување студии за определување на потенцијалот од ОИЕ и учествува во оценувањето и следењето на инвестициите во овој сектор.

Во минатите години, Грција користела различни фондови за субвенционирање на проекти од областа на ОИЕ. Министерството за развој до крајот на 2002 управувало со Програмата за енергија која добила средства од 2<sup>nd</sup> Community Support Framework, и доделило помош на енергетски проекти. Дел од средствата-33,8% се добиени од Европскиот Фонд за Регионален Развој, 45,2% биле државни средства, а 21% приватен капитал. Еден дел од средствата од програмата се искористени за промоција на ОИЕ. Така, потрошени се околу 200 милиони евра за инсталација на ВЕ со вкупна моќност од 116 MW, ХЕ од 11,5 MW, ФЕ од 0,737 MW и електрани на биомаса од 8,74 MW. Од друга страна, Министерството за економија и финансии овозможило финансирање на електрани на ОИЕ преку неколку законски одредби. Се проценува дека една третина од електраните на ОИЕ во Грција до 2003 година се изградени од државни средства.

И денес во Грција се предвидуваат посебни мерки за инвестициска поттик кои се движат од 35-55% од вкупната инвестиција (варираат во зависност од

регионот и типот на компанијата, за мали и средни претпријатија достигнуваат горна граница) и може да се добијат во периодот 2007-2013.

### **Словенија**

Во Словенија се усвоени повластени тарифи заедно со премии, со можност производителите да одберат фиксни повластени тарифи или премии. Повластените тарифи се менуваат секоја година, односно се коригираат според порастот на цените на мало. Усвоените тарифи за период од 5 години би требало да се намалат за 5%, а за 10 години за 10%.<sup>76</sup>

Според Законот за енергија, усвоен во 2008 година, мерките за поддршка се применуваат на електрани базирани на ОИЕ со инсталирана моќност помала од 125 MW, изградени пред помалку од 15 години и когенеративни постројки со висока ефикасност со инсталирана моќност до 200 MW, изградени пред помалку од 10 години.

Мерките за поддршка се применуваат на два различни начини:

1. Се гарантира откупувањето на електричната енергија произведена од електрани на ОИЕ со инсталирана моќност до 5 MW и когенеративни постројки со инсталирана моќност до 1 MW, по цена дефинирана од владата (односно повластена тарифа) и
2. Останатите производители наведени во Законот може да добијат само премија, односно разликата меѓу пазарната и гарантираната (повластена) цена.

Имплементацијата на мерките за поддршка е доверена на Центарот за поддршка, кој претставува дел од Борзен д.о.о., односно словенечката енергетска берза. Системот за поддршка се применува на следниот начин:

1. Центарот за поддршка мора да ја откупи целата електрична енергија произведена од електрани на ОИЕ и когенеративни постројки по цена утврдена од владата (односно повластена тарифа).
2. Ако производителот ја продава електричната енергија на пазарот, Центарот за поддршка му ја плаќа само премијата, која инаку е вклучена во тарифата утврдена од Владата.

Производителот треба да биде квалификуван, односно да може да го докаже потеклото на произведената електрична енергија преку посебна Гаранција за потекло, која му ја издава Агенцијата за Енергија. При било која трансакција, гаранцијата треба да се префрли на Центарот за поддршка за да може да се изврши исплатата. Дали производителот е квалификуван се утврдува и преку трошоците за производство, вклучувајќи го во оценката и пазарниот профит во нормални граници. Ако трошоците се повисоки од пазарната цена, производителот е квалификуван за добивање на мерки за поддршка.

Во табелата Д5.6 се прикажани фиксните и премиум тарифите кои за сега важат во Словенија.

---

<sup>76</sup> Slovenia-RES policy review, EREC

**Табела Д5.6 Нови предлог повластени тарифи и премии во Словенија**

Технологија		Тарифи	
		Фиксни €/MWh	Премии €/MWh
ВЕ со инсталирана моќност	помала од 50 kW	98	46
	помала од 1 MW	94	42
	од 1 до 10 MW	87	31
ХЕ со инсталирана моќност	до 50 kW	105	50
	до 1 MW	93	37
	од 1 до 10 MW	82	24
ФЕ како дел од објекти, со инсталирана моќност	до 50 kW	401	343
	до 1 MW	390	332
	од 1 до 10 MW	370	311
Независни поставени ФЕ, со инсталирана моќност	до 50 kW	351	294
	до 1 MW	330	273
	од 1 до 10 MW	301	242
Геотермални електрани со инсталирана моќност	до 50 kW	*	
	до 1 MW	152	93
	од 1 до 10 MW	152	93
Електрани на биомаса со инсталирана моќност	до 50 kW	*	
	до 1 MW	224	165
	од 1 до 10 MW	167	108
Електрани на биогаз со инсталирана моќност	до 50 kW	159	102
	до 1 MW	155	96
	од 1 до 10 MW	140	80
Електрани на биогаз од индустрија и отпадна вода со инсталирана моќност	до 50 kW	86	26
	до 1 MW	74	15
	од 1 до 10 MW	66	7
Електрани на биогаз од отпад со инсталирана моќност	до 50 kW	99	40
	до 1 MW	67	8
	од 1 до 10 MW	62	3
Електрани на биогаз од био-разградлив отпад со инсталирана моќност	до 50 kW	/	/
	до 1 MW	77	18
	од 1 до 10 MW	74	15

\* Цената се пресметува за секоја електрана од овој тип поодделно

Во рамките на обезбедување поддршка за електрани базирани на ОИЕ, објавени се и јавни тендери за одобрување два типа заеми со помали каматни стапки. Првиот се однесува на доделување заеми на компании, општини и други физички лица, за кои се одобриле заеми во вкупна вредност од 12 милиони евра. Со помош на овие заеми постоела можност се обезбедат и до 90% од вкупната инвестиција за објектот, но вообичаено, со овие заеми се доделувале за обезбедување околу 50% од инвестицијата. Рокот за враќање на овој тип заеми изнесувал најмногу 15 години. Вториот тип заеми се бил наменет за правни лица и бил во вкупна вредност од 10 милиони евра. Целта на овој тип заем била да се стимулираат инвестициите во мали постројки базирани на ОИЕ, со моќност до 50 kW. Фиксната каматна стапка за овие заеми изнесувала 3,9%, а крајниот рок за враќање, 10 години. Со помош на овие заеми постоела можност се обезбедат и до 90% од вкупната инвестиција за објектот, но вообичаено, со овие заеми се доделувале за обезбедување околу

50% од инвестијата, но не повеќе од 40000 Евра за фотонапонски инсталации. За останатите постројки границата за доделување заем била поставена на 20000 Евра.

## КОРИСТЕНА ЛИТЕРАТУРА И ИЗВОРИ НА ИНФОРМАЦИИ

- [1] Влада на Република Хрватска: Tarifni sustav za proizvodnju elektricne energija iz obnovljivih izvora i kogeneracije
- [2] Влада на Република Хрватска: Uredba o minimalnom udjelu električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije čija se proizvodnja potiče
- [3] Влада на Република Хрватска: Uredba o naknadama za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije, 2007.
- [4] Директива 2009/28/ЕС за промоција на користењето на енергија од обновливи извори
- [5] К. Поповски, и др.: Обновливи извори на енергија во Македонија, МАГА, Скопје 2006.
- [6] Национална стратегија за инвестиции во животната средина (2009-2013), Министерство за животна средина и просторно планирање на Република Македонија, Март 2009
- [7] Националната долгорочна програма за поддршка во искористувањето на обновливи извори на енергија од 2005 до 2015 година, Министерството за економија и енергетика и Агенцијата за енергетска ефикасност во Бугарија
- [8] Пилот проект – Ветерна фарма, ЕЛЕМ, Скопје 2008
- [9] Славе Арменски, Енергија од биомаса, Скопје, 2009
- [10] Статистички Годишник на Република Македонија, 2007 год, Државен завод за статистика на Република Македонија.
- [11] Стратегија за одржлив развој на шумарството во Република Македонија, Министерство за земјоделство, шумарство и водостопанство, 2007 год.
- [12] Стратегија за развој на енергетиката во Република Македонија за период 2008-2020 со визија до 2030, МАНУ, Скопје, 2009
- [13] Студија за хидроенергетскиот потенцијал на мали ХЕ, 1980 год.
- [14] A.B. van der Hem, Biomass availability study for Macedonia, SENTER project PSO99/MA/2/2, February 2001.
- [15] American Wind Energy Association ([www.awea.org/faq/basicwr.html](http://www.awea.org/faq/basicwr.html)).
- [16] Antonakis, Analyses of the Maximum Wind Energy Penetration in the Island of Crete.
- [17] Arne Klein, Anne Held, Mario Ragwitz, Gustave Resch, Thomas Faber, Evaluation of Different Feed-in Tariff Design Options: Best Practice paper for the International Feed-in Cooperation, Fraunhofer, EEG, 2006



- [18] Copyright © OECD/IEA, [2008], IEA Online Database: Energy Balances of Non-OECD and OECD Countries and Energy Statistics of Non-OECD and OECD Countries
- [19] D.Milborrow, Penalties for Intermittent Sources of Energy
- [20] 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
- [21] Energy Sector Policy Note, World Bank, Report No. 48983-MK, October 2009
- [22] Europe's Energy Portal (<http://www.energy.eu/>)
- [23] European Wind Energy Association (<http://www.ewea.org/>)
- [24] EUROSTAT  
(<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/>)
- [25] EXERGIA S.A, Markovska N., local expert for solar energy: Use of Renewable Energies and Energy Conservation, Part D: Report on solar energy, biomass and wind energy, in Investment Options in the Energy Sector, Component 6, PHARE Programme, January 2003.
- [26] Greek National Report on article 3 of Directive 2001/77/EC
- [27] IPA Energy + Water Economics & EPU-NTUA Study on the Implementation of the New EU Renewable Directive in the EC, Draft, December 2009
- [28] Jordan Pop-Jordanov, et al.: More Microgrids, Specific Target Research Project – STREP (EU FP6, 2007-2009)
- [29] Jordan Pop-Jordanov, et al.: Renewable Energy Strategy (USAID, 1999-2000)
- [30] Jordan Pop-Jordanov, et al.: Solar Thermal Program, (Austrian Government, 2005-2008)
- [31] Jordan Pop-Jordanov, et al.:Renewables for Isolated Systems – Energy Supply and Waste Water Treatment (RISE), Specific Target Research Project – STREP (EU FP6, 2004-2007)
- [32] Milco Ristov, et al.: Optimization of Building-integrated and Grid-Support Photovoltaic Solar Systems in Macedonian Conditions (US-Macedonian Fund, 1997-2000)
- [33] N.O. Jensen, A Note on Wind Generator Interaction, RISO-M-2411, November 1983 (<http://www.risoe.dk/rispubl/vea/veapdf/ris-m-2411.pdf>)
- [34] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)  
(<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/countries/countries-europe.htm#wb>)
- [35] RES policy review - Bulgaria, EREC, second Draft version, March 2009
- [36] RES policy review - Greece, EREC, second Draft version, March 2009
- [37] RES policy review - Italy, EREC, second Draft version, March 2009

- [38] RES policy review - Slovenia, EREC, second Draft version, March 2009
- [39] The support of electricity from renewable energy sources, Accompanying document to the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources, Commission Staff Working Document, Brussels January 2008
- [40] UBS Investment Research: European power prices, P. Lekander, A. Gandolfi, S. Comper, A. Wright, November 2007
- [41] Wind Energy – The Facts, EWEA, 2009 (<http://www.wind-energy-the-facts.org>)
- [42] Wind Energy Resource Atlas and Site Screening of the R. of Macedonia, AWSTruewind, June 2005
- [43] Wind Park Development Project Macedonia – Fesibility Study Bogdanci A, Infrastructure Project Facility for Western Balkans, EU's CARDS Programme, February 2010