

Изчисление и прогноза за емисионния фактор на
парниковите газове за националната
електрическа мрежа на Република България за
периода 2014 – 2020 г.

София, 2014 г.

Съдържание

Списък с използваните съкращения	2
Списък на таблиците	3
Списък на фигурите	4
Списък на уравненията.....	4
I. Въведение	5
II. Анализ на съществуващата ситуация в електроенергийния сектор	9
1. Макроикономическо развитие на страната и основни макроикономически показатели	8
2. Производство и потребление на първични енергийни ресурси	9
3. Преобразуване на енергийни ресурси	13
4. Крайно потребление на енергийни ресурси.....	14
5. Състояние на енергийните мощности, производството и потреблението на електроенергия в България	15
III. Анализ на стратегически документи, касаещи развитието на електроенергийния.....	24
IV. Методология за изчисление на въглеродния емисионен фактор	40
1. Методи за изчисление на оперативния въглеродния емисионен фактор на електроенергийната мрежа на Република България	41
2. Изчисление на пределния въглероден фактор на нововъведените електроцентрали в електроенергийната мрежа на Република България	45
V. Изчисление на въглеродния емисионен фактор	48
1. Определяне границите на електроенергийната мрежа и включените в нея централи	48
2. Определяне дела на електроцентралите, които не са свързани към електропреносната мрежа, и избор на метод, който ги включва или изключва от по-нататъшните изчисления.....	51
3. Избор на метод за изчисление на оперативната стойност на емисионния фактор	52
4. Изчисляване на оперативния емисионен фактор на електроенергийната мрежа	52
5. Изчисляване на пределния емисионен фактор на нововъведените централи	55
6. Определяне на съотношението на оперативния пределен емисионен фактор на електроенергийната мрежа и на пределния емисионен фактор на нововъведените централи	64
7. Изчисление на комбинирания емисионен фактор на мрежата	64
8. Изчисление на средни референтни стойности на емисионния фактор на мрежата.....	64
VI. Използвана литература	66
VII. Приложения	68
1. Производство на електрическа енергия в страната през 2011г.	68
2. Производство на електрическа енергия в страната през 2012г.	69
3. Производство на електрическа енергия в страната през 2013г.	71

4.	Горива за производство на електрическа енергия през 2011г.....	72
5.	Горива за производство на електрическа енергия през 2012г.....	72
6.	Горива за производство на електрическа енергия през 2013г.....	73

Списък с използваните съкращения

АЕЦ	Атомна електроцентрала
БВП	Брутен вътрешен продукт
БДС	Брутна добавена стойност
ВЕ	Възобновяема енергия
ВЕИ	Възобновяеми енергийни източници
ВЕЦ	Водна електроцентрала
ВИ	Възобновяеми източници
ВяЕЦ	Вятърна електроцентрала
ЕЕС	Електроенергийна система
ЕС	Европейски съюз
ЕСО ЕАД	Електроенергиен системен оператор
ЕЦ	Електроцентрала
КЕЦ	Кондензационни електроцентрали
МИЕ	Министерство на икономиката и енергетиката
НСИ	Национален статистически институт
НПИ	Национален план за инвестиции
ОЦ	Отоплителна централа
ПАВЕЦ	Помпено-акумулираща електроцентрала
ПГ	Парникови газове
ПЕР	Първични гориво-енергийни ресурси
ФТЕЦ	Фотоволтаична електроцентрала
GCal	Gigacalories / Гигакалория
GWh	Gigawatt hour / Гигаватчас
MW	Megawatt / Мегават
MWh	Megawatt hour / Мегаватчас
toe	tonne of oil equivalent / тон нефтен еквивалент
ТУГ	Тон условно гориво

ЕСТЕ	Европейска система за търговия с емисии
НПИ	Национален план за инвестиции
ЕК	Европейска комисия
ЕП	Европейски парламент
ЕО	Европейска икономическа общност
ПГ	Парникови газове
НЕК	Национална електрическа компания ЕАД
ЕРД	Електроразпределително дружество
ТНЕ	Тона нефтен еквивалент

Списък на таблиците

Таблица 1: Развитие на основните макроикономически показатели за периода 2005–2012 г.	8
Таблица 2: Макроенергийни показатели	9
Таблица 3: Енергийна Зависимост	10
Таблица 4:Производство на първична енергия по видове горива за периода 2005-2012г., 1000toe	11
Таблица 5: Структура на брутно потребление на ПЕР, %.....	12
Таблица 6: Потребени ПЕР в преобразователни процеси за периода 2005-2012г., хил. т.н.е.	13
Таблица 7: Крайно енергийно потребление по отрасли, хил. т.н.е.	14
Таблица 8: Енергийна интензивност (2005-2012г.).....	18
Таблица 9: Инсталирана и разполагаема мощност в ЕЕС*, MW	26
Таблица 10: Прогноза за развитие на електроенергийната система – Базов сценарий, MWh	28
Таблица 11: Прогнозен баланс на годишното производство и потреблението на електроенергия за периода 2010-2020г, Базов сценарий, GWh	29
Таблица 12: Прогнозен баланс на мощностите за производство на електроенергия за периода 2010-2020г., Базов сценарий, MW	29
Таблица 13: Прогнозен баланс на годишното производство и потреблението на електроенергия за периода 2010-2020г., Целеви сценарий, GWh	31
Таблица 14: Прогнозен баланс на мощностите за производство на електроенергия за периода 2010-2020г., Целеви сценарий, MW.....	32
Таблица 15: Сравнение на Базовия и Целевия сценарий по зададени индикатори.....	33
Таблица 16: Списък на големите електроцентрали, свързани към мрежата (без ВЕИ)	49
Таблица 17: Списък на електроцентралите по групи – ТЕЦ, ТФЕЦ и ЗТФЕЦ.....	53
Таблица 18: Обобщени резултати за пределния оперативен емисионен фактор	54
Таблица 19: Списък на последните пет електроцентрали, въведени в експлоатация преди края на 2013г.	56
Таблица 20: Списък с регистрираните проекти Съвместно изпълнение в България.....	57
Таблица 21: Електропроизводство и потребление на горива по централи за 2013г.	58
Таблица 22: Списък на проектите Съвместно изпълнение (за електропроизводство), въведени в експлоатация преди края на 2013г.	60

Таблица 23: Таблица за изчисление на емисиите на ПГ на нововъведените централи	62
Таблица 24: Изчисление на комбинирания пределен емисионен фактор	64
Таблица 25: Изчисление на референтните стойности на емисионния фактор на мрежата	65

Списък на фигурите

Фигура 1: Развитие на местното производство на първични енергийни ресурси.....	10
Фигура 2: Добити лигнитни въглища по производител	16
Фигура 3: Енергийна зависимост (2005-2012г.) за страната и ЕС	17
Фигура 4: Структура на брутното производство на електрическа енергия по видове централи .	20
Фигура 5: Структура на брутното производство на електрическа енергия по видове горива	20
Фигура 6: Структура на произведената електрическа енергия от ВЕИ	21
Фигура 7: Обем на инвестициите по години и по видове.....	38
Фигура 8: Определяне на броя часове от годината, когато централите работят на предела	44
Фигура 9: Схема на електропреносната система на Република България	48
Фигура 10: Схема на регулирания електроенергиен пазар на Република България.....	49

Списък на уравненията

Уравнение 1: Пределен оперативен емисионен фактор на мрежата по прост метод	42
Уравнение 2: Емисионен фактор на блок m и година y по прост метод	42
Уравнение 3: Пределен оперативен емисионен фактор на мрежата по прост адаптиран метод	42
Уравнение 4: Емисионен фактор на блок m и година y по прост адаптиран метод	43
Уравнение 5: Емисионен фактор на блок m и година y с нискосебестойности централи.....	43
Уравнение 6: Пределен емисионен фактор на нововъведените централи	47
Уравнение 7: Емисионен фактор на блок m и година y	47

I. Въведение

Енергийната политика на Република България е ориентирана към отчитане на промените, одобрени на европейско ниво и представляващи пакет от интегрирани мерки за създаване по същество на нова обща енергийна политика за Европа, насочена към преориентиране на икономиката към ефективно използване на енергия от нисковъглеродни източници.

Европейската енергийна политика има три приоритетни направления:

- овладяване на негативните промени на климата,
- ограничаване на външната зависимост на ЕС от вносни енергийни ресурси;
- насърчаване на икономическия растеж и заетостта като по този начин да се обезпечи сигурна и достъпна енергия за потребителите.

Категоричното разбиране е, че тези приоритети са непостижими без наличието на действителен вътрешен енергиен пазар.

Устойчивото развитие предполага задоволяване на нуждите на настоящото поколение без това да намалява възможността за задоволяване потребностите на бъдещите поколения. За тази цел енергийните услуги трябва да са достъпни, да не се изчерпват и да допринасят за социално и икономическо развитие при съблюдаване на изискванията за опазване на околната среда.

Един от основните и дългосрочни приоритети на Европейския съюз (ЕС) е изменението на климата и свързаните с него проблеми. Системата на търговия с квоти за емисиите на парникови газове (ЕСТЕ), функционираща в рамките на ЕС от 2005г. е основният инструмент на ЕС за намаляване на емисиите на парникови газове. Основната предпоставка за функционирането на тази система е глобалното въздействие на емисиите на парникови газове и принципа, че искания резултат ще бъде постигнат по разходоефективен начин.

На 5-ти юни 2009г. в Официалния вестник на Европейския съюз е публикувана Директивата на Европейския парламент и Съвета 2009/29/ЕО от 23-ти април 2009г., с който се изменя Директива 2003/87/Е О с цел да се подобри и разшири системата за търговия с квоти за емисии на парникови газове в Общността. Тази директива регулира системата на търговия с квоти за емисии на парникови газове в периода на търговия след 2012г. Една от основните промени спрямо първоначалната директива е промяната в принципа на разпределяне на квотите за инсталации, принадлежащи към системата, с принципа на аукционни продажби на квоти.

Енергетиката принадлежи към категориите, при които от 2013г. всички квоти ще трябва да бъдат купувани. Директива 2003/87/ЕО с измененията на Директива 2009/29/ЕО определя изключенията в страните членки, в които са изпълнени някои от условията за временно ограничените изключения (дерогация съгласно член 10в – преходно разпределяне на безплатни квоти във връзка с модернизацията на подходите за производство на електрическа енергия). Общото количество преходно разпределени безплатни квоти през 2013г. ще отговаря максимално на 70 % от средното годишно количество установени емисии в периода 2005 - 2007 год. И това общо количество постепенно ще се понижава така, че през 2020г. няма да бъдат разпределяни никакви безплатни квоти. В останалите сектори нарастването на търговете ще бъде постепенно (20 % през 2013 год. и 70 % през 2020 год.) с цел 100 % аукционни продажби през 2027г..

Тази разпоредба има своята обосновка преди всичко, поради това че страните членки, чиято енергетика е базирана преди всичко на изгаряне на изкопаеми горива, биха били значително облагодетелствани спрямо тези, които имат на разположение други източници на енергия, например природни възобновяеми източници на енергия. Поради това на тези страни е предоставена възможност да модернизират инсталациите за производство на енергия и поне частично да компенсират въздействието на правната уредба.

Република България отговаря на условията на член 10в алинея 1 на пълния текст на Директива 2003/87/ЕО, което ѝ позволява използването на преходно постепенно разпределяне на безплатни квоти на енергийния сектор (с цел 100% аукционни продажби през 2020г.), при положение че средствата отговарящи на пазарната стойност на безплатно разпределяне на квоти ще бъдат инвестирани в създаването и модернизацията на инфраструктурата за чисти технологии. За тази цел страните членки подготвят национален план за инвестиции (НПИ) и го представят на Европейската комисия.

Разработеният от Министерството на икономиката и енергетиката Национален план за инвестиции (НПИ) е одобрен с документ "С(2013)8455 final" на ЕК от 04.12.2013 г., във връзка с прилагането на член 10в от Директива 2003/87/ЕО на Европейския парламент и на Съвета за установяване на схема за търговия с квоти за емисии на парникови газове в рамките на Общността (дерогация за електропроизводствения сектор).

На основание изискванията на член 4, ал. 2, т. 18г и на член 75, ал. 1, т. 6 от Закона за енергетиката (посл. изм. и доп., ДВ бр. 54 от 17.07.2012 г., в сила от 17.07.2012 г.), Министерът на икономиката и енергетиката чрез специализираната администрация на Министерството на икономиката и енергетиката (МИЕ) организира изпълнението на НПИ, провежда текущ контрол върху изпълнението на НПИ и извършва оценяване на напредъка и съответствието на инвестициите с изискванията, формулирани в Директива 2003/87/ЕО и в Съобщение на ЕК 2011/С 99/03. От друга страна, Министерът на икономиката и енергетиката представя на ЕК считано от 2014 г., ежегодно до 31 януари, обобщен доклад за изпълнението на НПИ изготвен на базата на докладите на

енергийните предприятия, за които възникват задължения – произтичащи от тяхното участие в този План.

Всички оператори, включени в НПИ, се задължават ежегодно да представят в МИЕ информация за степента на изпълнение през предходната година на техните инвестиционни проекти, като в случай на изпълнен към 31 декември на предходната година инвестиционен проект, се представят както следва:

- официален документ, издаден от независим външен финансов одитор, удостоверяващ естеството и предмета на инвестицията и точната използвана сума за нейното изпълнение;
- официален документ, издаден от независим външен одитор, удостоверяващ верификацията на спестените емисии на парникови газове в резултат от изпълнението на проекта.

Верификационният доклад за емисиите на парникови газове се изготвя на база доклад за постигнатите намаления на емисиите на парникови газове от оператора, след приключване на изпълнението на всеки инвестиционен проект. Докладът на верификатора удостоверява количеството намалени емисии на парникови газове и се издава от независими верификационни органи, акредитирани от ИА „Българска служба акредитация“.

Изготвянето на докладите на операторите за постигнатите намаления на емисиите на парникови газове вследствие на изпълнение на инвестиционните проекти е свързано с определянето на показателя **въглеродна интензивност**, установяващ спада на емисиите на парникови газове спрямо предходен период, преди включените в НПИ инвестиции да са били извършени. Той се определя общо за инсталациите в НПИ, а не за всяка инсталация поотделно.

Основната цел на настоящата разработка е разработване на цялостна проектна документация за **Въглероден емисионен фактор на базовата линия за работата и развитието на българския електроенергиен сектор до 2020 година**, който да се ползва за докладване на годишните намаления на емисиите на парникови газове в резултат на изпълнението на инвестиционните проекти.

1. Макроикономическо развитие на страната и основни макроикономически показатели

В началото на 90-те години на миналия век България започва преход от централизирана към пазарна икономика. Реформата започва с либерализация на цените, валутния курс и външната търговия. Периодът 1990-1997 г. се характеризира с висока инфлация и съществен спад в производството, като брутният вътрешен продукт спада с 31.8% в реално изражение.

Въвеждането на валутен борд в страната е преломен момент в българската икономика, като чрез фиксиране на валутния курс се стабилизират цените и се спира процесът на хиперинфлация в началото на 1997 г. Едновременно с това процесът на приватизация се ускорява, като към края на 2005 г. вече са раздържавени 89% от активите, подлежащи на приватизация или около 60% от активите на всички държавни предприятия. В резултат на приватизацията, а също и на възникването на нови предприятия, значително се увеличава и делът на частния сектор в брутната добавена стойност (БДС).

Развитието на основните макроикономически показатели за периода 2005 – 2012 г. е показано в Таблица 1.

Таблица 1: Развитие на основните макроикономически показатели за периода 2005–2012 г.

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Население	млн.	7.72	7.68	7.64	7.61	7.56	7.50	7.33	7.28
БВП, реален ръст	% год.	6.4	6.5	6.4	6.2	-5.5	0.4	1.8	0.8
БВП на човек от населението в стандарти на покупателната способност (ППС)*	ЕС=100	37	38	40	44	44	44	47	47
Износ	млн. евро	9 467	12 012	13 512	15 204	11 699	15 561	20 265	20 770
Внос	млн. евро	14 668	18 480	21 862	25 095	16 876	19 245	23 407	25 460
Ср. годишна инфлация	%	5.0	7.3	8.4	12.3	2.8	2.4	4.2	3.0
Безработица	%	10.1	9.0	6.9	5.6	6.8	10.2	11.3	12.3
Валутен курс	лв./евро	1.9558	1.9558	1.9558	1.9558	1.9558	1.9558	1.9558	1.9558

Източник: НСИ, БНБ, Евростат

От приложената таблица можем да отбележим, че докато през 2008г. е постигнат реален ръст на БВП от 6.2%, то в 2009г. имаме отрицателен ръст (спад) с 5.5 %, свързано със световната икономическа и финансова криза, която оказва влияние върху почти всички отрасли на националната икономика. Известно съживяване се наблюдава едва през 2011 и 2012 г.

I. Анализ на съществуващата ситуация в електроенергийния сектор

1. Производство и потребление на първични енергийни ресурси

В разглеждания период брутното потребление на първични енергийни ресурси се запазва на едно относително постоянно ниво и възлиза на около 20 млн. тне (тона нефтен еквивалент) (таблица 2). Основна причина за тази тенденция е променената структура на националната икономика и ориентирането ѝ към по-малко енергоемки производства. Това се отразява и на енергийната интензивност на БВП, която е намалена през последните десет години с около 36%, но все още продължава да бъде около два пъти по-висока от средната стойност на този показател за страните-членки на ЕС.

Таблица 2: Макроенергийни показатели

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Производство на първична енергия	1000 тне	10 539	11 011	9 738	9 966	9 553	10 188	11 919	11 321
Брутно вътрешно потребление на енергия	1000 тне	20 122	20 761	20 163	19 908	17 444	17 783	19 106	18 305
Крайно енергийно потребление	1000 тне	9 512	9 880	9 748	9 552	8 493	8 720	9 050	9 044
Дял на ВЕИ в брутното крайно потребление на енергия	%	9.5	9.7	9.4	10.7	12.4	14.4	14.6	16.3

Данните за периода 2005-2012 год. са актуализирани от годишника на НСИ за 2012 г.

Източник: НСИ, БНБ, Евростат

Производството и потреблението на гориво-енергийни ресурси следва макроикономическото развитие на страната и степента на изменение на енергийната интензивност на произвежданата продукция в стопанските отрасли и бита.

България е бедна на енергийни ресурси. Основните местни енергийни източници са запасите от лигнитни въглища в комплекса „Марица изток“, водната енергия и другите възобновяеми енергийни източници. Ядрената енергия се отчита за местен източник и в значителна степен допринася за подобряване на енергийната независимост (таблица 3).

Таблица 3: Енергийна Зависимост

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Енергийна зависимост, общо	%	46.7	45.6	50.7	51.7	45.1	39.6	36.0	36.1
Енергийна зависимост, въглища	%	37.0	35.2	38.9	42.6	27.3	24.7	24.4	21.4
Енергийна зависимост, петролни продукти	%	102.2	98.5	100.0	98.7	101.4	101.0	97.7	96.9
Енергийна зависимост, природен газ	%	87.7	89.9	91.5	96.2	98.6	92.6	86.1	83.3

Източник: Евростат

Източник: НСИ, БНБ, Евростат

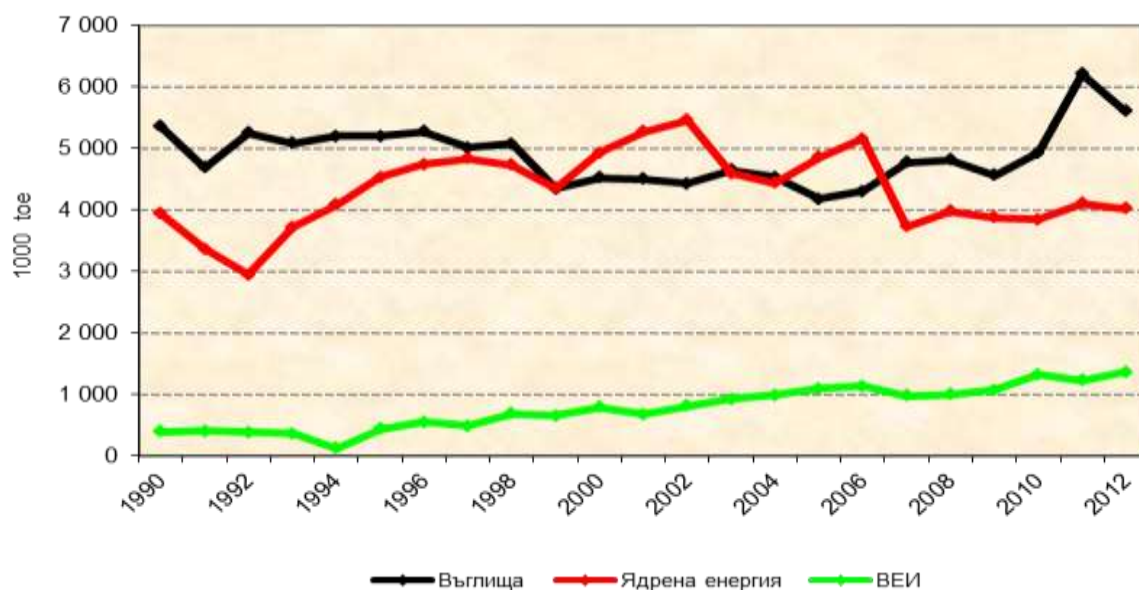
Основният източник на местни въглища са мини „Марица изток“, където се добиват годишно около 25 милиона тона лигнитни въглища. Това е около 90% от общото производство на въглища.

Към момента инсталираната мощност на единствената в страната атомна централа – АЕЦ Козлодуй е 2000 MW, като годишното произведената електрическа енергия възлиза на около 15 млрд. kWh.

На **Error! Reference source not found.** е показано развитието на местното производство на първични енергийни ресурси. До 2000 година и след 2008 година въглищата са най-големият местен енергиен ресурс. Само в периода 1999–2002 г., когато АЕЦ Козлодуй работи с пълната си инсталирана мощност от 3760 MW, ядрената енергия става най-големият местен енергоносител. След 1993 г, страната ни се превръща от вносител в износител на електроенергия. В последните години нетният износ на електроенергия се движи в рамките на 12 - 15% от брутното електропроизводство.

Фигура 1: Развитие на местното производство на първични енергийни ресурси

Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.



Източник: НСИ, МИЕ

В категорията ВИ са включени хидроенергията, биомасата, вятърната и слънчевата енергия.

Изграждането на този вид генериращи инсталации се ускорява в значителна степен след 2009 г., когато са приети нормативните документи за преференциално изкупуване на възобновяемата електроенергия. По данни на ЕСО в края на 2012 г., в електроенергийната система са инсталирани 677 MW ВяЕЦ и 1013 MW слънчеви инсталации.

Производството на първични енергийни ресурси в периода 2005-2012 е показано в **Error! Reference source not found.**

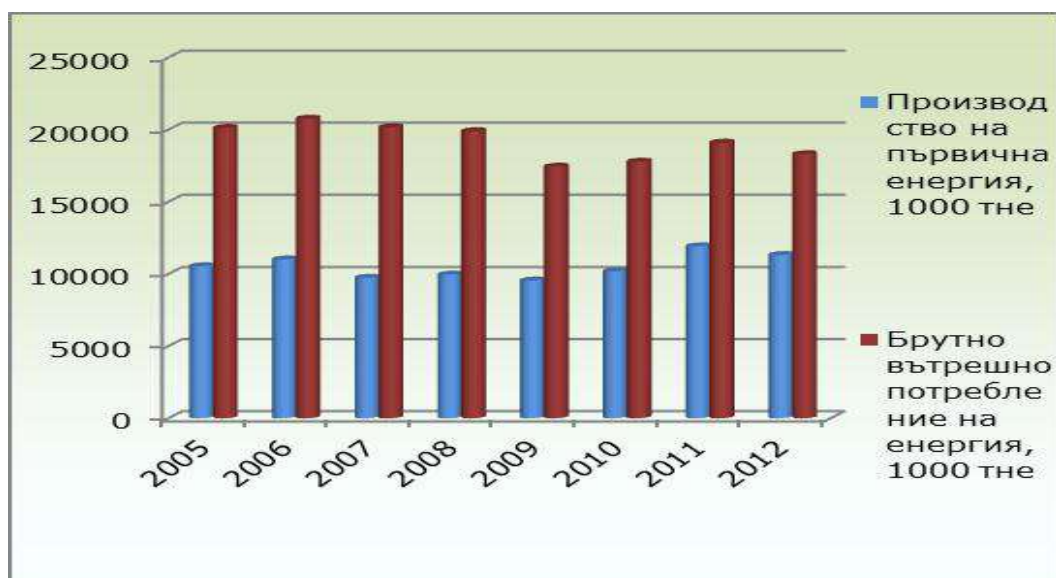
Таблица 4: Производство на първична енергия по видове горива за периода 2005-2012г., 1000toe

Ресурс	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Въглища	4177	4307	4773	4814	4560	4931	6209	5609
Суров нефт	30	28	26	25	24	23	22	24
Природен газ	384	375	236	155	14	59	351	308
Ядрена енергия	4851	5162	3728	3977	3878	3849	4105	4020
ВЕИ	1097	1139	975	995	1077	1326	1232	1360
Производство на първична енергия	10539	11011	9738	9966	9553	10188	11919	11321
Брутно вътрешно потребление на енергия	20122	20761	20163	19908	17444	17783	19106	18305

Източник: НСИ, МИЕ

Производството на първична енергия задоволява около 50 % от брутното вътрешно потребление на енергия в страната при сравнително неизменна структура през последните години и при динамика, произтичаща от тази на потреблението (фиг.2).

Фигура 2: Производство на първична енергия и брутно вътрешно потребление на енергия за периода 2005-2012, 1000 toe



Източник: НСИ, МИЕ

Местно производство на първични енергоресурси се запазва почти постоянно през разглеждания период и възлиза на около 10-11 млн. тне годишно. Известно намаление се наблюдава през периода на икономическата криза 2008 – 2010 г. Наблюдава се и тенденция за нарастване на производството на енергия от възобновяеми източници в резултат на създадените благоприятни икономически условия за тяхното развитие. Ядрената енергия също е вносен енергиен ресурс, но за целите на статистиката по методиката на Евростат, тя се разглежда като местен ресурс. Най-голям дял в структурата на потребените първични енергоресурси (ПЕР) през изследвания период имат твърдите горива – около 37%, следвани от суровия петрол ~30%, ядрената енергия ~25% и природен газ ~14% (таблица 5).

Таблица 5: Структура на брутното потребление на ПЕР, %

Енергоресурс	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Твърди горива	34.7	33.8	39.0	38.0	36.5	39.0	42.7	38.2
Суров нефт	32.7	35.2	35.4	37.1	36.9	34.5	31.3	36.0
Нефтепродукти	-7.8	-10.2	-10.8	-12.5	-11.8	-11.8	-11.1	-13.8

Енергоресурс	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Природен газ	14.0	14.0	15.0	14.7	12.4	13.0	13.9	13.6
Ядрена енергия	24.2	24.9	18.5	20.0	22.3	21.8	21.6	22.3
Износ на електроенергия	-3.2	-3.2	-1.9	-2.3	-2.5	-4.1	-4.8	-4.0
ВЕИ	5.5	5.5	4.8	5.0	6.2	7.5	6.5	7.6
Всичко	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Източник: НСИ, МИЕ

2. Преобразуване на енергийни ресурси

В **Error! Reference source not found.** са показани първичните енергийни ресурси (ПЕР), оползотворени в преобразователните процеси, за периода 2005-2012 г.

Таблица 6: Потребени ПЕР в преобразователни процеси за периода 2005-2012г., хил. т.н.е.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Твърди	7324	7373	8094	7801	6468	6823	7864	6735
Течни	6889	7539	7558	7512	6769	6395	6332	6849
Газообразни	1000	1031	1002	1011	930	992	1033	1022
Ядрена енергия	4851	5162	3728	3977	3878	3849	4105	4020
Всичко за преобразуване	20064	21105	20382	20301	18045	18059	19334	18626
Получено от преобразуване	12354	13271	13022	13266	11734	11356	11698	11726
Загуби от преобразуване, пренос и разпределение	7710	7834	7360	7035	6311	6703	7636	6900
	38.4%	37.1%	36.1%	34.7%	35.0%	37.1%	39.5%	37.1%

Източник: НСИ, МИЕ

За нас интерес представляват лигнитните въглища и ядрената енергия, които са основни местни първични енергийни ресурси, които се влагат за преобразуване в електрическа енергия. Заедно с водната енергия и производствените газове, делът на местните горива в преобразователните процеси се движи между 57% и 65%

.Относителният дял на ПЕР в процеса „електропроизводство“ е около 20% и запазва почти постоянно нивото си в периода 2005-2012.

3. Крайно потребление на енергийни ресурси

Крайното енергийно потребление представлява по-голям интерес за развитието на енергийния сектор. Разпределението на крайното енергопотребление по основни стопански отрасли е показано в таблица 7.

От приложената таблица можем да отбележим, че в периода 2005 – 2006 г. крайното енергопотребление нараства , вследствие повишеното потребление в почти всички сектори на икономиката, след което се наблюдава значителен спад, което се дължи на последвалата икономическата и финансова криза в световен мащаб.

Разпределението на крайното енергопотребление по основни стопански отрасли е показано в таблица 7.

Таблица 7: Крайно енергийно потребление по отрасли, хил. т.н.е.

Сектор	Година							
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Индустрия, хил. т.н.е.	3651	3689	3831	3451	2443	2549	2694	2577
Транспорт, хил. т.н.е.	2642	2801	2678	2832	2778	2738	2722	2871
Търговия и услуги, хил. т.н.е.	795	912	901	958	940	987	1039	1001
Селско стопанство, хил. т.н.е.	297	295	265	186	183	184	204	198
Домакинства, хил. т.н.е.	2127	2183	2073	2125	2149	2262	2391	2397
Крайно енергийно потребление, хил. т.н.е	9512	9880	9748	9552	8493	8720	9050	9044

Източник: НСИ, МИЕ

Приложената таблица потвърждава тенденциите в изменението на енергийното потребление в сектор “Индустрия” – нарастване на крайното енергопотребление до 2007 г., след което следва значителен спад.

Най-употребяваните енергоносители в отрасъла са твърдите и течните горива, природният газ и електроенергията, чиито относителен дял в отделните години се изменя между 20 и 25%.

В секторите „Транспорт“, „Търговия и услуги“ и „Домакинства“ се наблюдава нарастване на потреблението до 2008 г. и след това задържане на достигнатите нива до края на 2012 г.

В края на периода трите сектора „Индустрия“, „Транспорт“ и „Домакинства“ имат почти еднакъв относителен дял – около 30%.

Потреблението в сектор „Търговия и услуги“ има сравнително малък дял в структурата на крайното енергопотребление – около 10%. Тъй-като нивото на услугите продължава да е на по-ниско ниво в сравнение със средните стандарти на страните-членки на ЕС, в следващите години се очаква продължаване на нарастването на енергопотреблението в него.

Енергийното потребление в сектор „Селско стопанство“ е с най-нисък относителен дял в структурата на крайното енергопотребление – около 2%.

4. Състояние на енергийните мощности, производството и потреблението на електроенергия в България

България е изправена пред редица сериозни предизвикателства в енергийния сектор, породени както от обективни причини и обстоятелства, резултат от новите тенденции в световната икономика, така и от забавяне на реформите в сектора през годините на преход.

България е енергийно силно зависима, поради факта, че внася значителна част от първичните си енергийни ресурси.

Единственият значим местен енергиен ресурс са нискокачествени лигнитни въглища с високо съдържание на сяра. Разчита се предимно на вносни руски горива – петрол, природен газ, качествени въглища и ядрено гориво. Тази структура на енергийния баланс буди тревога от гледна точка на сигурността на енергоснабдяването. Европейският съюз, чиято зависимост от внос е по-малка, полага сериозни усилия в две основни направления:

- намаляване на относителното енергийно потребление на единица брутен вътрешен продукт (БВП) на икономиката;
- оползотворяване на местни енергийни източници.

За разлика от много страни – членки или кандидат-членки на Европейския съюз, където местният въгледобив няма перспективи и икономически основания за развитие,

местните (българските) лигнитни въглища имат силни позиции като ресурс за производството на електрическа енергия. Това, съчетано със значението им за сигурността на енергийните доставки, определя значимото им място в структурата на енергийния баланс на страната. Проучванията сочат, че въгледобивът продължава да бъде основата на българската енергетика, където може да се каже, че водеща роля имат мини „Марица-изток” ЕАД. Дружеството разработва и експлоатира Източномаришкия въглищен басейн, който е най-голямото находище на лигнитни въглища в страната с геоложки запаси от 2273 млн. тона, от които 1321 млн. тона доказани¹.

Фигура 2: Добити лигнитни въглища по производител



Източник: НСИ, МИЕ

Основният производител на лигнитни въглища Мини „Марица изток” ЕАД е с дял от 96.3%. Други производители на лигнитни въглища са мините „Бели брег” (1.6%), „Станянци” (1.2%) и „Чукурово” (0.7%).

Реализираните през последните години мерки за стимулиране на енергийната ефективност, увеличеното производство на енергия от възобновяеми енергийни източници и осъществените проекти на нови мощности на местни въглища имат положително отражение на показателя за енергийна зависимост.

Енергийната зависимост на България през последните четири години е значително по-ниска от средната за страните членки на ЕС.

¹ Програма за прилагане на Директива 2001/80/ЕС относно ограничаване на определени замърсители на въздух от големи горивни инсталации.

Фигура 3: Енергийна зависимост (2005-2012г.) за страната и ЕС



Източник: НСИ, МИЕ

Въпреки оскъдния местен енергиен потенциал, българската икономика се отличава от другите страни от Централна и Източна Европа със значителна енергийната интензивност. Поради това основната стратегическа цел на енергетиката е рационалното използване на енергийните ресурси и намаляване на енергийната интензивност.

Устойчивият икономически растеж през последните години е съпроводен с тенденция на намаляване на енергийната интензивност. За периода 1999г. – 2007г. БВП нараства средногодишно с 5.3%, докато брутно вътрешно потребление на енергия нараства с 1.4%, а това на електрическа енергия - с 0.9%. Като резултат, енергийната интензивност на единица БВП намалява с 25.4%.

Въпреки тази положителна тенденция, енергийната интензивност на националния БВП е с 89% по-висока от средната за ЕС (измерена чрез брутно вътрешно потребление на енергия за единица БВП и при отчитане на паритета на покупателната способност) – 302 т.н.е./М€05 спрямо 160 т.н.е./ М€05. Значително по-ниски – 42.6% са различията между националния и европейския показател, измерен чрез крайното енергийно потребление. Това е индикатор за неефективно използване на първичните енергийни ресурси, което се потвърждава и от съотношението между получената енергия и вложените ресурси. Това съотношение за националния енергиен баланс е 49%, а за Европа – 64%. За сравнение, това различие от 15 пункта показва, че в България се

изразходват годишно 3 млн. т.н.е. повече енергийни ресурси, представляващи ~900 млн. евро повече разходи за енергия годишно.

При така констатираните съществени различия, не може да се очаква, че българската енергетика и икономиката ни като цяло, могат да бъдат успешно позиционирани на европейския пазар без значителни усилия в сферата на енергийната ефективност – както при преобразуването (производство и транспортиране), така и при потреблението на енергия.

Таблица 8: Енергийна интензивност (2005-2012г.)

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Брутно вътрешно потребление на енергия/БВП*	кне/евро	0.865	0.838	0.765	0.711	0.659	0.669	0.706	0.671
Брутно вътрешно потребление на енергия/БВП*	2005=100	100.0	96.9	88.4	82.2	76.2	77.4	81.6	77.6
Крайно енергийно потребление/БВП*	кне/евро	0.409	0.399	0.370	0.341	0.321	0.328	0.334	0.332
Крайно енергийно потребление/БВП*	2005=100	100.0	97.5	90.4	83.4	78.5	80.2	81.8	81.1
Крайно/ Брутно вътрешно потребление на енергия	%	0.47	0.48	0.48	0.48	0.49	0.49	0.47	0.49

Източник: Евростат, НСИ
*константни цени от 2005

Източник: НСИ, БНБ, Евростат

Производство на електроенергия в България

България разполага с разнообразен електропроизводствен микс, включващ ядрени, термични и централи, използващи ВЕИ (водни, вятърни, слънчеви централи и електроцентрали на биомаса). Производството на електрическа енергия се осъществява от:

Ядрената централа АЕЦ „Козлодуй“ (с мощности в експлоатация 2000 MW) в състава на БЕХ;

Конвенционалните централи са с мощности в експлоатация както следва: кондензационни ТЕЦ – 4 208 MW; ТФЕЦ – 732.9 MW и ЗТЕЦ – 488 MW; От термичните централи единствено „Марица Изток 2“ ЕАД (1 604 MW) е държавна компания в състава на БЕХ ЕАД, другите - ТЕЦ „Варна“ ЕАД (420 MW), ТЕЦ „Контур Глобал Оперейшънс България“ (908 MW), заместваща мощност на площадката на „Ей И Ес-ЗС Марица Изток 1“ (686 MW), ТЕЦ „Марица 3 Димитровград“ (100 MW), ТЕЦ „Русе“ (110 MW) и ТЕЦ „Бобов дол“ (380 MW) са изцяло или преобладаващо частна собственост;

Централа, използващи ВИ въведени в експлоатация са с мощност както следва: ВЕЦ (без ПАВЕЦ Чаира) – 2 346 MW; ВяЕЦ - 680 MW; ФЕЦ – 1 018 MW и ЕЦ на биомаса – 31 MW.

„Националната електрическа компания” ЕАД е дъщерно дружество на БЕХ ЕАД, което осъществява лицензирани дейности по производство на електрическа енергия от ВЕЦ и ПАВЕЦ, доставки на електрическа енергия на потребители, присъединени към преносната мрежа и на крайните снабдителни на електрическа енергия, и е страна по сключени дългосрочни двустранни договори за изкупуване на електроенергия. В изпълнение изискванията на Третия енергиен либерализационен пакет, въведен в страната с измененията на Закона за енергетиката от 2012 г. (обн. ДВ, бр. 54 от 2012 г., в сила от 17.07.2012 г.), ЕСО ЕАД е отделено заедно с преносните активи от НЕК ЕАД, като двете дружества остават в структурата на БЕХ ЕАД.

Разпределението на електрическа енергия на регулирания пазар се осъществява от регионални компании – оператори на електроразпределителната мрежа – „Енерго-Про Мрежи” АД (Югоизточна България) и „ЧЕЗ Разпределение България” АД (Западна България). Оператор на електроразпределителната мрежа в Югозападна България е „ЕВН България Електроразпределение” АД.

От 1 юли 2007г. българският пазар на електрическа енергия е напълно либерализиран, което означава, че всеки потребител има законово право на избор на доставчик и на свободен и равнопоставен достъп до мрежата за пренос на електрическа енергия до мястото на потребление. Въведен е пазарен модел, основан на регулиран достъп на трета страна до мрежата, при който сделките се осъществяват чрез директни двустранни договори между производители или търговци и потребители, като недостигащите количества се купуват, а излишъците по двустранни договори се продават на балансиращия пазар. В преходния период на поетапна либерализация, паралелно със свободния сегмент, където цените се договарят свободно между страните по сделките, които подлежат на балансиране, продължава да съществува и сегмент, на който сделките с електрическа енергия се осъществяват по регулирани от ДКЕВР цени.

Брутното производство на електрическа енергия в страната се колебае в границите от 43.5 TWh през 2001 г. до 50.3 TWh през 2011 г. След 2011 г. производството на електроенергия спада с 5,8% за 2012 г. (47.4 TWh). През 2013 г. е 43.7 TWh, което е със 7.5% по-малко от производството през 2012 г. Увеличение има при производството на електрическа енергия от ВИ (+33%), ЗТЕЦ (+6%) и ТФЕЦ (+2%). Намаление в брутното производство на електрическа енергия през 2013 г. в сравнение с 2012 г. се наблюдава при ТЕЦ (-18%), АЕЦ (-10%) и ПАВЕЦ (-2%). През първите осем месеца на 2014 г. има нарастване с 10.7%, което се дължи основно на увеличаване износ. Но дори при това увеличение, на годишна база се очаква производството да бъде около 45 TWh. От това количество 37% са предназначени за регулирания пазар, 30% за свободния пазар и 33% за износ и поради енергийни загуби.

Фигура 4: Структура на brutното производство на електрическа енергия по видове централи



Източник: НСИ, МИЕ

Фигура 5: Структура на brutното производство на електрическа енергия по видове горива

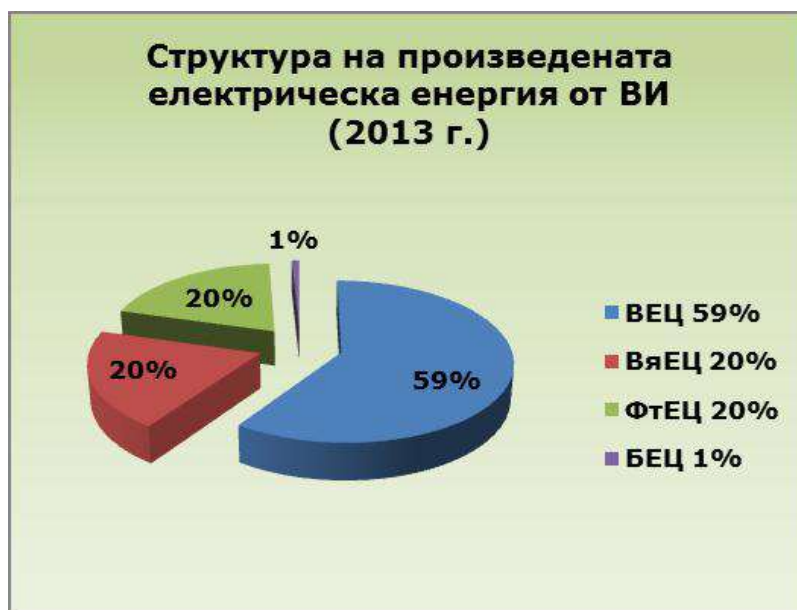


Източник: НСИ, МИЕ

В структурата на производство на електрическа енергия за 2013 г. доминират топлоелектрическите централи, използващи въглища, следвани от ядрената централа АЕЦ „Козлодуй“ (фиг.4 и 5).

В структурата на производство на електрическа енергия от ВИ (фиг.6) най-голям е дялът на ВЕЦ, докато другите две групи – вятърни генератори и фотоволтаични инсталации са с изравнено участие.

Фигура 6: Структура на произведената електрическа енергия от ВИ



Източник: НСИ, МИЕ

За гарантиране на устойчивост на електропроизводството, а от там - и на електроенергийната система при авария, са предвидени резервни мощности, формиращи студен резерв. До 2013 г. той възлиза на 1040 MW, съответстващ на мощността на единия от работещите блокове на АЕЦ „Козлодуй“. Поради ограниченото потребление на електроенергия, през 2013 г. резервът е намален наполовина.

Евентуална авария на най-голямата мощност ще бъде незабавно компенсирана чрез увеличаване на мощността на термичните централи в работен режим, които функционират със значително по-малка мощност от номиналната (централите от „Марица Изток“). По такъв начин студеният резерв е намален от 9.1 TWh годишно на около 4.5 TWh, което добавя 10 % към реално произведената електроенергия (44 TWh). При изграждането на общата европейска електроенергийна система, този резерв ще може допълнително да се намали поради възможността за бързо подаване на необходимата електроенергия от други страни от ЕС. Малките мощности – зелена енергия, микро-ВЕЦ и т.н. не се резервират и не служат като резерв, но поради силно неравномерното им денонощно и сезонно производство на електроенергия е целесъобразно да бъдат съчетани с парогазови централи. Тяхното строителство

понастоящем е неосъществимо заради високата цена на природния газ, но след 2020 г. се очаква те постепенно да навлязат в сектора.

Брутното вътрешно потребление на електрическа енергия показва устойчив спад в последните години: за 2013 г. (37.6 TWh) то е с 3.6 % по-ниско от потреблението през 2012 г. и с 4.8% по-ниско от това през 2011 г. Последните данни показват, че за периода януари – август 2014 г. потреблението бележи слаб ръст от 2%, несъизмерим с намалението на цената на електроенергията, общо с над 10% за последната година. Нетното потребление на електроенергия в страната се задържа на приблизително постоянно ниво, около 29 – 30 TWh за последния тригодишен период.

Брутното производство на електрическа енергия през 2013 г. е 43.7 ТВтч, което е със 7.5% по-малко от производството през 2012 г. Увеличение има при производството на електрическа енергия от ВИ (+33%), ЗТЕЦ (+6%) и ТФЕЦ (+2%). Намаление в брутното производство на електрическа енергия през 2013 г. в сравнение с 2012 г. се наблюдава при ТЕЦ (-18%), АЕЦ (-10%) и ПАВЕЦ (-2%).

Производството на електрическа енергия от ВИ покрива 18.4% от брутното вътрешно потребление на електрическа енергия в страната през 2013 г. В структурата на производство на електрическа енергия от ВИ най-голям е дялът на ВЕЦ, докато другите две групи – вятърни генератори и фотоволтаични инсталации са с изравнено участие.

Основен дял в структурата на вложените горива за производство на електрическа енергия имат местните въглища и ядреното гориво.

Дялът на вложените местни енергоносители за производството на електрическа енергия през 2013 г. е 91%, а на вносните – 9% (ядрената енергия е отчетена като местен енергоносител).

Крайното потребление на електрическа енергия в страната през 2013 г. възлиза на 28.5 ТВтч (2.2% по-малко в сравнение с 2012 г.), в т.ч. небитови клиенти – 18.0 ТВтч и битови клиенти - 10.5 ТВтч. Закупената от крайните снабдители електрическа енергия възлиза на 25.5 ТВтч, което е с 3.1% по-малко в сравнение с 2012 г.

Износът на електроенергия от страната

Няма увеличаване на нуждите от електроенергия в региона, които биха потвърдили дългосрочни прогнози за увеличен износ. Максималният износ на електроенергия беше осъществен през 2011 г. (12.1 TWh), след което той спада на 8.3 TWh през 2012 г. и 6.2 TWh през 2013 г, което е с 25.5% по-малко в сравнение с 2012 година и представлява 14.2% от брутното производство. Вероятно през 2014 г. нивото отново ще се повиши, благодарение на решение на ДКЕВР, с което цената за пренос през мрежата е намалена с 50% от 01.01.2014 г. За първите осем месеца са изнесени 5.7 TWh електроенергия. Това количество съответства на капацитета на връзките на електропреносната мрежа на страната с мрежите на съседните държави.

II. Анализ на стратегически документи, касаещи развитието на електроенергийния

Настоящият анализ се базира на следните основни стратегически документи:

- Енергийна стратегия на Република България до 2020 г.;
- Национален план за инвестиции;
- Национален план за действие за енергията от възобновяеми източници;
- Трети национален план за действие по изменение на климата за периода 2013-2020 г.

Основният стратегически документ за националната енергийна политика, включително развитието на електроенергийния сектор в страната е Енергийната стратегия на България до 2020 г., приета на 01 юни 2011 г. Тя отразява актуалната европейска рамка и политическата визия на Правителството за европейското развитие на България.

Енергийната стратегия е насочена към преодоляването на основните предизвикателства пред българската енергетика към настоящия момент, а именно:

- Високата зависимост от внос на енергийни ресурси: България осигурява 70% от брутното си потребление чрез внос. Зависимостта от внос на природен газ, суров нефт и ядрено гориво е практически пълна и има традиционно едностранна насоченост към Руската Федерация;
- Необходимостта от екологосъобразно развитие: Светът е изправен пред предизвикателствата от промените на климата, предизвикани от нарастването на обема на емисиите от парникови газове;
- Високата енергийна интензивност на БВП: Въпреки положителната тенденция за подобряване, енергийната интензивност на националния БВП е с 89% по-висока от средната за ЕС.

Основните приоритети в Енергийната стратегия могат да се сведат до следните пет направления:

- осигуряване на сигурност на доставките на енергия,
- достигане на целите за възобновяема енергия,
- повишаване на енергийната ефективност,
- развитие на конкурентен енергиен пазар и
- засилена социална защита, насочена към уязвимите потребители.

Тези приоритети определят и визията на правителството за развитие на енергетиката през следващите години, а именно:

- Енергетиката остава приоритетен отрасъл за България;
- Поддържане на сигурна, стабилна и надеждна енергийна система;
- Акцент върху чиста и ниско емисионна енергия ;
- Баланс на количеството, качеството и цени на електроенергията произведена от ВЕИ, ядрена енергия, въглища и природен газ.
- Прозрачно, ефективно и високо професионално управление на енергийните компании с държавно участие.

Стратегията е разработена на базата на анализ за състоянието на енергийния отрасъл и оценка на неговия потенциал. Дефинирани са основни стратегически решения, насочени към постигането на националните цели и гарантирането на българските интереси. Енергийната стратегия отразява ясно тенденциите, мерките и политиките в областта на либерализирането на електроенергийния и газовия пазар, осигуряването на свободен и равнопоставен достъп до енергийните мрежи, адекватното развитие на енергийната инфраструктура, както и повишаването на енергийната ефективност и рационалното използване на ресурсите от възобновяема енергия в страната. Тя е насочена към преодоляване на основните предизвикателства пред националната енергетика, а именно: високата енергийна интензивност на БВП, високата зависимост от внос на енергийни ресурси и необходимостта от екологосъобразно развитие.

Приоритет на енергийната политика е енергийната сигурност, която се разглежда като елемент на националната сигурност и предпоставка за икономическа стабилност. Подобряването на енергийната сигурност представлява дългосрочен процес, изискващ значителни инвестиции и устойчива политика, насочена към намаляване на зависимостта от внос на енергийни ресурси, както и диверсификация на трасетата, доставчиците и източниците.

Намаляване на емисиите от парникови газове е друг водещ приоритет на енергийната политика на България. Основен източник на емисии от парникови газове е потреблението на енергийни ресурси. Усилията ще бъдат насочени към подобряване на енергийния микс чрез увеличаване на дела на нискоемисионната енергия, въвеждане на нови енергийни (чисти въглищни) технологии и подобряване на енергийната ефективност при производството и при потреблението на енергия.

Националните ни цели в областта на енергийната ефективност са амбициозни поради високата енергийна интензивност на националния БВП - с 89% по-висока от средната за ЕС (измерена чрез брутно вътрешно потребление на енергия за единица БВП и при отчитане на паритета на покупателната способност). Това е индикатор за неефективно използване на първичните енергийни ресурси, което се потвърждава и от съотношението между получената енергия и вложените ресурси. България има

амбицията да намали с 50% до 2020 г. енергийната интензивност на националния брутен вътрешен продукт чрез мерки за насърчаване на енергоспестяването (както институционални, така и финансови), както при преобразуването (производство и транспортиране), така и при потреблението на енергия.

С пазарното развитие на енергетиката е свързан петият стратегически приоритет. Националната енергийна политика се базира на принципа, че независимият и конкурентен енергиен пазар е най-ефективният и ефикасен път за постигане както на дългосрочна конкурентоспособност на икономиката, така и на приоритетите за енергийна сигурност и устойчиво развитие.

След приетите изменения и допълнения в Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 54 от 2012 г., в сила от 17.07.2012 г.), законът е съобразен с изискванията на новото европейско законодателство в областта на вътрешните пазари на електрическа енергия и природен газ - Трети енергиен либерализационен пакет. На практика проектът изцяло транспонира Директива 2009/72/ЕС относно общите правила за вътрешния пазар на електрическа енергия и Директива 2009/73/ЕС относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ. Измененията в закона следват предвидените в двете директиви насоки, като в детайли транспонират изискванията за независимост на операторите на преносни мрежи, както и по отношение на правомощията на регулаторния орган (ДКЕВР). На практика, регулаторните правомощия и отговорности на ДКЕВР са значително разширени. В правомощията на комисията е да контролира изпълнението на задължението на лицензиантите за предоставяне на клиентите на достъп до данни за потреблението им, както и да наблюдава степента и ефективността на отваряне на пазара и конкуренцията в секторите на едро и на дребно.

Законът допълнително спомага либерализирането на енергийния пазар в България, като създава законова рамка, стимулираща развитие на конкуренцията. Регламентира се възможността всеки клиент да избира своя доставчик, както и всеки доставчик да има възможност да достигне до потенциалните си клиенти и да предложи енергия на конкурентна цена. Това става чрез осигуряване на равнопоставен достъп до мрежите – електрическа и газова.

За целите на разработката интерес представлява прогнозата за развитие на електроенергийната система.

Според публикувания „Годишен доклад на ЕСО ЕАД“ инсталираната и разполагаемата мощност на електрогенериращите източници в края на 2012 г. са както следва:

Таблица 9: Инсталирана и разполагаема мощност в ЕЕС*, MW

Вид	Инсталирана мощност	Разполагаема мощност
АЕЦ	2000	2000
ТЕЦ на лигнит	4177	3154

Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.

Вид	Инсталирана мощност	Разполагаема мощност
ТЕЦ на кафяви и черни въглища	1917	1026
ТЕЦ на природен газ	794	670
ВЕЦ, в т.ч.:	3158	2848
Големи ВЕЦ	1583	1555
Малки ВЕЦ	176	176
ПАВЕЦ	1399	1117
ВяЕЦ	677	0
Фотоволтаици	1013	0
ТЕЦ на биомаса	23	23
Всичко	13759	9721

Източник: ЕСО ЕАД

Едно сравнение между инсталирана и разполагаемата мощност показва разлика от 4 038 MW. Причините за тази разлика могат да се обобщят както следва:

- икономически съображения, поради които топлофикационните ТЕЦ не работят с инсталираната си електрическа мощност, а с частта, която съответства на топлинния товар при комбинираното електро- и топлопроизводство;
- закриване на неефективните производства и намаляване на топлинния товар на съществуващите индустриални централи за комбинирано производство след приватизацията;
- намаление на мощностите в съществуващи ТЕЦ;
- инсталиране на значителни мощности ВяЕЦ и ФЕЦ, които не осигуряват разполагаема мощност в целия интервал на товара на електроенергийната система.

Прогнозата е изготвена на базата на „План за развитие преносната електрическа мрежа на България за периода 2013 – 2022 г.“, изготвена от „Електроенергийния системен оператор“ и по-специално посредством използването на „Базовия сценарий“ (**Error! Reference source not found.**).

Зададеното 30% намаление на енергоемкостта до 2020 година показва, че този сценарий гарантира снабдяването с електроенергия на вътрешния пазар и остава съществен резерв за потенциален износ при благоприятна конюнктура на електроенергийните пазари.

Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.

Таблица 10: Прогноза за развитие на електроенергийната система – Базов сценарий, MWh

Балансов показател/година	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	отчет	отчет	отчет	отчет									
Общо КЕЦ	20 786 492	25 670 757	21 193 646	17 550 743	25 181 314	18 052 863	18 482 178	18 437 157	17 656 486	17 656 486	18 497 107	18 437 157	18 032 364
Марица изток 1 (нова-2x335MW)	497 345	2 568 767	3 708 128	3 031 277	4 640 658	4 553 058	4 972 068	4 957 851	4 177 180	4 177 180	3 972 068	3 957 851	4 053 058
Марица изток 2	8 341 285	10 973 775	9 270 112	7 833 141	11 488 804	6 444 716	6 444 716	6 424 217	6 424 217	6 424 217	7 444 716	7 424 217	6 924 217
Марица изток 3	5 349 201	5 791 052	3 957 489	3 099 805	4 364 506	4 364 506	4 364 506	4 364 506	4 364 506	4 364 506	4 377 995	4 364 506	4 364 506
Марица 3 (Димитровград)	495 309	199 512	276 101	530 271	725 610	725 610	727 776	725 610	725 610	725 610	727 776	725 610	725 610
Варна	2 850 461	3 043 263	1 535 322	567 005	1 226 305								
Русе - кондензационна част	189 322	0	0	955	770 458								
Бобов дол	2 158 752	2 556 517	1 785 946	1 831 721	1 351 773	1 351 773	1 359 912	1 351 773	1 351 773	1 351 773	1 359 672	1 351 773	1 351 773
Брикел	904 817	537 871	660 548	656 568	613 200	613 200	613 200	613 200	613 200	613 200	614 880	613 200	613 200
Общо топлофикационни ЕЦ	2 474 946	2 598 947	2 717 363	2 845 936	2 700 000	2 700 000	2 700 000	2 700 000	2 700 000	2 700 000	2 700 000	2 700 000	2 700 000
Общо заводски ЕЦ	1 713 925	1 378 258	1 394 721	1 413 133	1 600 000	1 700 000	1 800 000	1 900 000	2 000 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000	2 100 000
ОБЩО ТЕЦ в ЕЕС	24 975 363	29 647 962	25 305 730	21 809 812	29 481 314	22 452 863	22 982 178	23 037 157	22 356 486	22 456 486	23 297 107	23 237 157	22 832 364
АЕЦ Козлодуй	15 248 626	16 314 190	15 784 796	14 170 303	15 803 209	15 803 209	15 803 209	15 803 209	15 803 209	15 803 209	15 852 594	15 803 209	15 803 209
ВЕЦ и ПАВЕЦ НЕК	5 467 878	3 567 856	3 854 544	4 647 389	2 400 000	2 400 000	2 700 000	2 700 000	2 700 000	2 700 000	2 800 000	2 900 000	2 900 000
ВЕЦ извън НЕК					850 000	860 000	870 000	880 000	890 000	900 000	915 000	930 000	945 000
Други ВЕИ (ВяЕЦ, биомаса, слънчеви и др.)	1 197 000	540 362	1 249 947	2 526 297	5 077 508	5 731 781	6 088 144	6 364 849	6 549 319	7 452 803	7 722 781	7 992 758	8 262 736
Вяец					2 377 148	2 752 376	3 108 739	3 385 444	3 569 914	4 473 398	4 691 408	4 909 418	5 127 428
ФЕЦ					2 012 790	2 028 000	2 028 000	2 028 000	2 028 000	2 028 000	2 079 968	2 131 935	2 183 903
Биомаса					687 570	951 405	951 405	951 405	951 405	951 405	951 405	951 405	951 405
Брутна разполагаемост за електроенергия	46 888 867	50 070 370	46 195 017	43 153 801	53 612 031	47 247 853	48 443 531	48 785 215	48 299 014	49 312 498	50 587 482	50 863 124	50 743 309

Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.

Прогнозирано потребление					39 558 000	40 329 381	40 885 926	41 323 406	41 943 257	42 438 187	43 108 711	43 746 720	44 157 939
Годишен прираст/отръст на потреблението					1.75%	1.95%	1.38%	1.07%	1.50%	1.18%	1.58%	1.48%	0.94%
Баланс: Излишък / Недостиг					14 054 031	6 918 472	7 557 605	7 461 809	6 355 757	6 874 311	7 478 771	7 116 404	6 585 370

Източник: ЕСО ЕАД

Прогнозният електроенергиен баланс на страната при разработения базисен сценарий е показан на **Error! Reference source not found.**

Таблица 11: Прогнозен баланс на годишното производство и потреблението на електроенергия за периода 2010-2020г, Базов сценарий, GWh

ГОДИНА	2010	2015	2020
Крайно потребление на електроенергия	27075	29070	34169
Износ	8445	7859	4872
Загуби в разпределителни мрежи	3520	3488	4100
Загуби в преносни мрежи	976	1010	1079
Загуби от помпаж на ПАВЕЦ	974	1206	1573
Подадена енергия от централи в мрежа ВН	40989	42634	45793
Потребление и СН на централите	4692	4613	4794
НЕОБХОДИМА ГЕНЕРАЦИЯ (брото)	45681	47247	50587

Източник: ЕСО ЕАД

Предвижданото развитие на електропроизводството ще задоволява напълно вътрешното потребление и ще дава възможност за известен износ в съседните страни. Прогнозираното развитие на генериращите мощности в перспектива до 2020 г. е показано в **Error! Reference source not found.**

Таблица 12: Прогнозен баланс на мощностите за производство на електроенергия за периода 2010-2020г., Базов сценарий, MW

Балансов показател/година	2010	2 015	2020
---------------------------	------	-------	------

Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.

Балансов показател/година	2010	2 015	2020
Общо кондензационни, в т.ч.:	5 119	3 916	4 266
- ТЕЦ Марица изток 1	335	670	600
- ТЕЦ Марица изток 2	1 556	1 598	2 018
- ТЕЦ Марица изток 3	908	908	908
- ТЕЦ Марица 3	120	120	120
- ТЕЦ Варна	1 260	0	0
- ТЕЦ Русе	110	0	0
- ТЕЦ Бобов дол	630	420	420
- ТЕЦ Брикел	200	200	200
ТЕЦ топлофикационни	843	903	1 123
в т.ч. нови когенерации	0	60	230
ТЕЦ заводски	625	625	625
Общо ТЕЦ в ЕЕ система	6 587	5 444	6 414
АЕЦ Козлодуй	2 000	2 000	2 000
ВЕЦ	2 682	2 682	2 682
ВЕЦ нови	0	0	100
Помпи и акумулиращи технологии	931	931	931
Възобновяеми, в т.ч:	516	2 390	3 386
- Вятърни ЕЦ	488	800	1 116
- Соларни ЕЦ	25	1 320	2 000
Био ЕЦ	3	270	270
ВСИЧКО МОЩНОСТИ В ЕЕС	12 916	13 647	15 713

Източник: ЕСО ЕАД

В предоставената от ЕСО ЕАД прогноза за развитие на електроенергийната система до 2050 г. се предвижда продължаване на приоритетното развитие на ВЕИ. При тази предпоставка в края на изследвания период общата инсталирана мощност на ВЕИ ще възлиза на около 6900 MW и ще има относителен дял около 40% от общата инсталирана мощност в ЕЕС, което обуславя и необходимостта от нарастване на акумулиращите мощности.

В разработения сценарий не се предвижда изграждане на нови ядрени мощности, а само запазване на съществуващите блокове в АЕЦ Козлодуй чрез тяхната рехабилитация или изграждане на заместваща мощност.

Съществуващите блокове на въглища постепенно ще бъдат извеждани от експлоатация и към 2050 г. общата мощност на кондензационните ТЕЦ се предвижда да възлиза на 1800 MW, което ще представлява около 11% от общата инсталирана мощност в ЕЕС.

Развитие на енергийните мощности до 2020 г при целеви сценарий. Резултати и сравнение с базовия сценарий

Целевият сценарий е разработен на базата на 50%-но понижение на енергийната интензивност на БВП през 2020 г в сравнение с 2005 г.

За постигане на тази цел е зададен темп на понижение в стопанските отрасли от 8% в началните години на периода с постепенно снижение до 4,5% през 2020 г. В сравнение с базовия сценарий изпълнението на този сценарий е по-трудно осъществимо, защото е свързано с ускорено технологично обновяване на националната икономика, изискващо значително по-големи инвестиции в първата половина на изследвания прогнозен период.

При разработения целеви сценарий снижението в крайното енергопотребление в електроенергията ще намалее до около 20733 GWh в 2020 г.

Таблица 13: Прогнозен баланс на годишното производство и потреблението на електроенергия за периода 2010-2020г., Целеви сценарий, GWh

Година	2010	2015	2020
Крайно потребление на електроенергия	27075	22792	20733
Износ	8445	6615	8963
Загуби в разпределителни мрежи	3520	2735	2488
Загуби в преносни мрежи	976	804	805
Загуби от помпаж на ПАВЕЦ	974	1205	1212
Подадена енергия от централи в мрежа ВН	40989	34150	34201
Потребление и СН на централите	4692	3550	3552
НЕОБХОДИМА ГЕНЕРАЦИЯ (бруто)	45681	37701	37753

Източник: ЕСО ЕАД

В резултат от повишената ефективност на оползотворяване на енергийни ресурси се очаква, в изследвания прогнозен период, да намалее собствените нужди на

централите повече от два пъти. Съществено понижение се очаква и на загубите в преносните и разпределителни мрежи.

Намаленото крайно електропотребление при този сценарий ще повиши экспортните възможности на ЕЕС. В отделните етапи очакваният годишен износ е между 5000 и 9000 GWh.

Таблица 14: Прогнозен баланс на мощностите за производство на електроенергия за периода 2010-2020г., Целеви сценарий, MW

Балансов показател/година	2010	2 015	2020
Общо кондензационни, в т.ч.:	5 119	3 916	3 928
- ТЕЦ Марица изток 1	335	670	600
- ТЕЦ Марица изток 2	1 556	1 598	1 680
- ТЕЦ Марица изток 3	908	908	908
- ТЕЦ Марица 3	120	120	120
- ТЕЦ Варна	1 260	0	0
- ТЕЦ Русе	110	0	0
- ТЕЦ Бобов дол	630	420	420
- ТЕЦ Брикел	200	200	200
ТЕЦ топлофикационни	843	903	903
в т.ч. нови когенерации	0	60	230
ТЕЦ заводски	625	625	625
Общо ТЕЦ в ЕЕ система	6 587	5 444	5 456
АЕЦ Козлодуй	2 200	2 200	2 200
ВЕЦ	2 682	2 682	2 682
ВЕЦ нови	0	0	44
Помпи и акумулиращи технологии	931	931	931
Възобновяеми, в т.ч:	516	2 390	3 386
- Вятърни ЕЦ	488	800	1 116
- Соларни ЕЦ	25	1 320	2 000

Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.

Балансов показател/година	2010	2 015	2020
- Био ЕЦ	3	270	270
ВСИЧКО МОЩНОСТИ В ЕЕС	12 916	13 647	14 699

Източник: ЕСО ЕАД

В посочения сценарий се наблюдава запазване на величината на генериращите мощности в ЕЕС, но при значително изменение на структурата им. Съществено понижение се наблюдава при мощностите на ТЕЦ и АЕЦ, за сметка на мощностите от ВЕИ. Отчетена е и необходимостта от ПАВЕЦ и /или други енерго-акумулиращи технологии.

В следната таблица 15 е направено сравнение на двата сценария по определени индикатори.

Таблица 15: Сравнение на Базовия и Целевия сценарий по зададени индикатори

ИНДИКАТОРИ ЗА СРАВНЕНИЕ	БАЗОВ СЦЕНАРИЙ		ЦЕЛЕВИ СЦЕНАРИЙ
	2005	2020	2020
Брутен вътрешен продукт (000 М€05)	21.9	34.7	34.7
Брутно вътрешно потребление (Мтне)	20	21.6	15.8
Зависимост от внос на нефт и природен газ (%)	38	36.7	48
Крайно потребление (Мтне)	9.6	11.1	9.16
Съотношение крайно/общо (%)	48	51	58
Енергийна интензивност (тне/ М€05)	913.3	623.6	456
Енергия от ВЕИ (Мтне)	1.1	1.71	1.96
Дял на ВЕИ (%)	9.4	13	18.8
Общи разходи за енергия (000 М€05)	6.6	11.9	9.2
Енергийните разходи като процент от БВП (%)	30.14	34.2	26.5
Енергийни разходи в крайното енергийно потребление (€05/ МВтч)	59.1	91.5	86.4

Ако поставените цели бъдат изпълнени, ще се достигне до значително подобрене на основни енергийни индикатори. Сравнението е на база състоянието през 2005г.,

прогнозата за 2020г. при запазване на сегашната политика (Базов сценарий) и прогнозата за 2020г. при осъществяване на стратегическите цели (Целеви сценарий):

- Подобряване на енергийната ефективност, като основен индикатор е енергийната интензивност на БВП. Ако бъдат постигнати целите за намаляване на енергийната интензивност по целевия сценарий два пъти до 2020г., то този индикатор ще се доближи до средния за Общността;
- Постигането на целевия индикатор за енергийна интензивност от 456 тне/М€05 ще създаде възможности за устойчив икономически растеж, осъществен с по-малко потребление на енергия. За периода до 2020г., общото потребление на енергия намалява с 21%, докато БВП нараства с 58,5% спрямо 2005г.
- Изпълнението на предвидените мерки и политики по отношение на енергийната ефективност ще доведе до следните положителни ефекти в сравнение с Базовия сценарий към 2020г.: по-ниско със 17.5% или 1.94 млн. т.н.е. крайно потребление на енергия; спестяване на 26.8% или 5.8 млн. тне първична енергия годишно в резултат на енергийна ефективност при крайното потребление, енергийна ефективност в енергийния сектор и увеличен дял на пряко използвания природен газ и ВЕИ.
- Като резултат от подобряването на ефективността на енергийния сектор и от въвеждането на директно използване на природен газ и ВЕИ в бита, съотношението между крайното и общото потребление на енергия достига до 58%. Това означава, че едни и същи енергийни нужди на крайните потребители през 2020г. ще изискват 17% по-малко първични енергийни ресурси спрямо 2005г., съответно 12% по-малко спрямо Базовия сценарий
- Нарастването на използването на природен газ в бита оказва положителен енергоспестяващ и екологичен ефект, но въздейства отрицателно върху зависимостта от внос на енергийни ресурси. При предоставяне на достъп до природен газ на 30% от домакинствата до 2020г., вносът на природен газ ще нарасне, в резултат на което зависимостта от внос на нефт и природен газ ще се увеличи от 36.7% при Базовия сценарий (без газификация) до 48% при Целевия сценарий. Енергийната сигурност на потребителите ще бъде гарантирана чрез осъществяването на проекти за диверсификация на пътищата и източниците за доставка на природен газ
- Потреблението на енергия от ВЕИ при Целевия сценарий нараства с 14% спрямо Базовия сценарий, при което делът на ВЕИ в общото крайно потребление на енергия през 2020г. надхвърля 16-процентовата цел. Излишъците, които само за 2020г. са 289 хил. тне, ще създадат условия за финансови приходи за държавата чрез трансфер на сертификати към други държави-членки на ЕС. Обратно, при Базовия сценарий страната няма да съумее да изпълни задължителната си цел, което ще наложи покупка на сертификати от другите държави-членки

Най-общо казано, постигането на стратегическите цели ще доведе до намаляване на общите енергийни разходи с 2.7 млрд. евро годишно до 2020 г. спрямо Базовия сценарий; намаляване на общите разходи за енергия като процент от БВП от 34.2% при Базовия сценарий до 26.5 при Целевия сценарий; намаляване на енергийните разходи за един МВтч в крайното потребление на енергия от 91.5 евро при Базовия сценарий до 86.4 евро при Целевия сценарий.

Националният план за инвестиции е документът, който ще осигури реализирането на националните цели в областта на нисковъглеродната енергетика. Той е разработен въз основа на изискванията на Директива 2009/29/ЕО на Европейския парламент, съобразен със Съобщение на Комисията (2011/С 99/03), което се явява Указателен документ, относно възможността за прилагане на чл. 10в от изменението на Директива 2003/87/ЕО.

Директива 2003/87/ЕО не допуска считано от 1 януари 2013 г. безплатно разпределение на квоти за производство на електроенергия, освен в случаите по член 10в на Директивата (предвиждащ възможност за дерогация за държави-членки, които отговарят на определени изисквания) и за електроенергия, произведена от отпадни газове. Това означава, че инсталациите – генератори на електроенергия трябва да закупват квотите за емисии за парникови газове през Третия период на Европейската схема за търговия с емисии (ЕСТЕ).

Член 10в на Директива 2003/87/ЕО, изменена с Директива 2009/29/ЕО, предоставя временна възможност (до 2020 г.) на някои държави-членки за плавно преминаване към 100% закупуване на квоти за емисии на парникови газове от страна на енергийния сектор – т.н. -дерогация с цел модернизиране на производството на електроенергия. Общото количество преходно разпределени безплатни квоти през 2013 год. ще отговаря на до 70 % (за България реално на около 50 %) от средното годишно количество установени емисии в периода 2005 - 2007 год. Това общо количество постепенно ще намалява така, че през 2020 година няма да бъдат разпределяни никакви безплатни квоти за електропроизводство. В останалите сектори на икономиката преминаването към пълно търгуване на квотите се предвижда за 2027 год.

Република България отговаря на условията на член 10в алинея 1 на консолидирания текст на Директива 2003/87/ЕО, което и позволява използването на преходно безплатно разпределяне на квоти на енергийния сектор. Средствата, отговарящи на пазарната стойност на безплатно разпределените квоти, следва да се инвестират в създаването и модернизацията на инфраструктура за нисковъглеродни технологии.

Целта е да се осигури устойчив преход към ниско въглеродна икономика, основана на модернизация на генериращите мощности, чисти технологии, реконструкция и модернизация на инфраструктурата, разнообразяване на енергийния микс и разнообразяване на източниците на енергийни доставки. Предложените

инвестиционни проекти, които ще бъдат осъществени както в рамките на електропроизводствени мощности, така и в енергийни оператори (електроенергийни и газови) ще допринесат за значително намаляване на технологичните загуби по цялата верига на производство, пренос, разпределение и потребление на електрическа енергия в Република България. От своя страна, намаляването на електроенергийните загуби води до значително спестяване на количества въглероден диоксид, които в противен случай биха били емитирани в атмосферата при производството на електрическа енергия за компенсирание на същите загуби. На годишна база, при реализацията на предвидените инвестиционни проекти, се предвижда да бъдат спестени емисии от порядъка на 2.5 милиона тона CO₂.

Основните инструменти на Националния план за инвестиции – регулаторни, икономически, финансови, информационни – отчитат особеностите на българската икономика, социалните условия, наличните ресурси и технологии.

Инвестициите, включени в националния план за инвестиции, трябва да отговарят на определени принципи, утвърдени от страна на Комисията, както следва:

- Инвестициите пряко или непряко допринасят за икономически по-ефективен начин на понижаване на емисиите на парникови газове (инвестиции в мрежи и помощни услуги);
- Инвестициите да са взаимно съвместими и да са съвместими с други съответстващи правни разпоредби на Съюза. Не трябва нито да засилват доминантното положение, нито необосновано да нарушават стопанската конкуренция и търговията на вътрешния пазар, а ако е възможно да подсилват стопанската конкуренция на вътрешния пазар с електрическа енергия;
- Инвестициите трябва да допълват инвестициите, които страните членки трябва да извършат, за да изпълнят други цели или правни изисквания, произтичащи от правото на Съюза. Същевременно трябва да става въпрос за инвестиции, които са необходими за задоволяване на растящото предлагане и търсене на електрическа енергия;
- Инвестициите трябва да спомагат за диверсификацията и намаляване на въглеродната интензивност на електроенергийния микс и на използваните в електропроизводството енергийни източници;
- Инвестициите трябва да бъдат икономически жизнеспособни и без безплатно разпределените квоти, когато преходното разпределяне на тези квоти завърши, с изключение на специалните предварително определени възникващи технологии, които постоянно се намират в демонстрационна фаза и които са специфицирани в приложение III от Съобщение 2011/C 99/03.

Националният план за инвестиции отговаря на всички посочени принципи. Той съдържа проекти, водещи към понижаване на емисиите от парникови газове. Планът като цяло представлява съвкупност от мероприятия, чиято реализация ще доведе до

по-голяма диверсификация на източниците в Република България, чрез използването на други източници, чрез повишаване на ефективността и понижаване на собственото потребление. Инвестициите са взаимно съвместими и не противоречат на българското и европейското право. Безплатното разпределение на квоти за производство на електрическа енергия е обусловено от тези инвестиции, така че да е съобразено с член 10в от изменението на Директива 2009/29/ЕО.

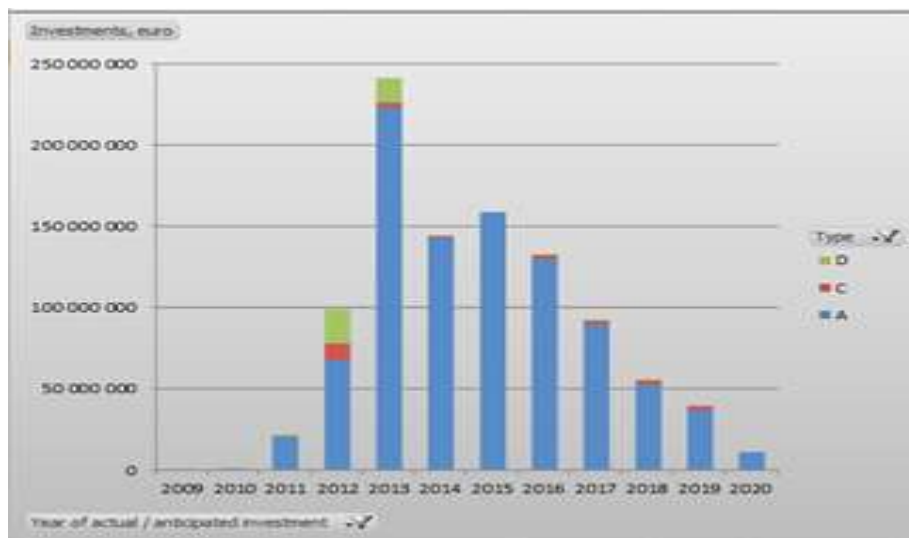
Тъй като инвестициите и безплатните квоти отговарят на всички условия и са в съответствие с европейското право, което ги разрешава, се приема, че не се нарушават нито стопанската конкуренция, нито търговията на вътрешния пазар. Инвестициите не подсилват нечие доминантно положение, както подробно е описано в анализа на пазара и регулаторната рамка в страната. Инвестициите няма да доведат до никакво или само до минимално увеличение на производството на електрическа енергия. В редица случаи при строителството на нови източници на енергия същевременно настъпва и спиране на стари производствени мощности. България не гледа на възможността за безплатно разпределяне на квоти като инструмент за изпълнение на други цели или правни изисквания, произтичащи от правото на ЕС - главната цел е понижаването на въглеродната интензивност на електроенергийния сектор. Другите цели (напр. понижаване на емисиите от парникови газове, повишаване на дела на ВЕИ (възобновяеми енергийни източници) при производството на енергия) Република България изпълнява или ще изпълнява благодарение на други мерки и ще осигури да не настъпи двойно включване на инвестициите. Инвестициите водят към снижаване на зависимостта от въглищата и към диверсификация на източниците чрез реконструкция, модернизация и развитие на електропреносната, газопреносната и електроразпределителните мрежи. Проектите имат планиран дълъг живот, който ще продължи и след приключване на безплатното разпределение на квоти за производство на електрическа енергия. При икономическата оценка на инвестициите, операторите вземат предвид този факт и по никакъв начин не са мотивирани за реализирането, при нормални условия, на нерентабилни инвестиции. Националният план предвижда закриване на някои нискоэффективни топлоелектрически централи - изгарящи въглища, увеличаване на производството на енергия с ниски емисии от природен газ и от възобновяеми източници, както и по-разнообразен енергиен микс.

Общия брой на операторите включени в НПИ е 27, от които:

- Теплофикационни централи – 11 броя, като от „Топлофикация София“ – ЕАД в НПИ са включени за реализация инвестиционни проекти в ТЕЦ „София“ и ТЕЦ „София – изток“;
- Базови кондензационни централи – 7 броя;
- Заводски централи – 4 броя;
- Оператори на електропреносни и електроразпределителни мрежи – 4 броя;
- „Булгартрансгаз“ – ЕАД – оператор на националната газопреносна мрежа.

Проектите, включени в националния план за инвестиции, са показани в приложение 1.

Фигура 7: Обем на инвестициите по години и по видове



A – реконструкция и модернизация на инфраструктура

C – чисти технологии

D – разнообразяване на енергийния микс

На основание изискванията на член 4, ал. 2, т. 18г и на член 75, ал. 1, т. 6 от Закона за енергетиката (посл. изм. и доп., ДВ бр. 54 от 17.07.2012 г., в сила от 17.07.2012 г.), Министърът на икономиката и енергетиката чрез специализираната администрация на Министерството на икономиката и енергетиката (МИЕ) организира изпълнението на НПИ, провежда текущ контрол върху изпълнението на НПИ и извършва оценяване на напредъка и съответствието на инвестициите с изискванията, формулирани в Директива 2003/87/ЕО и в Съобщение на ЕК 2011/С 99/03. От друга страна, Министърът на икономиката и енергетиката представя на ЕК считано от 2014 г., ежегодно до 31 януари, обобщен доклад за изпълнението на НПИ изготвен на базата на докладите на енергийните предприятия, за които възникват задължения – произтичащи от тяхното участие в този План.

В тази връзка, е необходимо всички оператори включени в НПИ ежегодно през месец януари да представят в МИЕ информация за степента на изпълнение през предходната година на техните инвестиционни проекти включени в НПИ.

Исканата информация за всеки проект е необходимо да съдържа:

- годишен отчет за степента на реализация на проекта;

- годишен финансов отчет за извършената инвестиция;

В случай на наличие на изпълнен към 31 декември на предходната година инвестиционен проект, се представят:

- официален документ, издаден от независим външен финансов одитор, удостоверяващ естеството и предмета на инвестицията и точната използвана сума за нейното изпълнение;
- официален документ, издаден от независим външен одитор, съответстващ на изискванията на Наредбата за условията, реда и начина за изготвяне на докладите и за верификация на докладите на операторите на инсталации и на операторите на въздухоплавателни средства (приета с ПМС № 298 от 13.12.2010 г., обн., ДВ, бр. 99 от 17.12.2010 г., в сила от 17.12.2010 г.), удостоверяващ верификацията на спестените емисии на парникови газове в резултат от изпълнението на проекта.
- Последното изискване обосновава и необходимостта от разработване на прогнозен емисионен фактор до 2020 година, който да се ползва за определяне на спестените емисии.

Изпълнението на Националния план за инвестиции ще спомогне и за изпълнение на задължителната национална цел за дял на възобновяемата енергия в крайното потребление, която за България е определена на 16% дял на ВЕИ в крайното енергийно потребление към 2020 г. (9.4% по данни за 2005 г. + 5.75% фиксирана ставка + 0.85% на база БВП/глава от населението), което ще допринесе за постигане на колективния ангажимент на ЕС от 20% дял на ВЕИ в крайното енергийно потребление до 2020 г. Очаква се производството на електрическа енергия от възобновяеми източници в България да достигне 648 ktоe в 2020 година. За сравнение в 2010 г. производството на електрическа енергия от възобновяеми източници е била 333 ktоe.

III. Методология за изчисление на въглеродния емисионен фактор

Предвижда се да се изчисли комбинираната пределна стойност на емисионния фактор на електрическата мрежа на Република България. Тази комбинирана пределна стойност се получава чрез събиране в различни съотношения на оперативната пределна стойност и пределната стойност на емисионния фактор на нововъведените централи.

Оперативната пределна стойност на емисионния фактор има за цел да покаже какъв е емисионния фактор на групата от електроцентрали, които биха били засегнати от електропроизводство от един нов проект „Съвместно изпълнение“ в същата електроенергийна мрежа. Оценката се прави за изминал период на базата на всички електроцентрали, които са произвеждали електроенергия в зададения период.

Пределната стойност на емисионния фактор на нововъведените централи показва какъв е емисионния фактор на групата централи, чието бъдещо построяване и пускане в експлоатация ще бъде засегнато от пускането в експлоатация на един нов проект „Съвместно изпълнение“. Оценката се прави за изминал период на базата на последните построени и пуснати в експлоатация централи в същата електроенергийна мрежа.

Съотношението между оперативната и пределната стойност на емисионния фактор на нововъведените централи в комбинирания емисионен фактор се определя на базата на вида на проекта, който се въвежда. Например за вятърни електроцентрали се препоръчва използването на съотношение 3:1 между оперативната пределна стойност на емисионния фактор и пределната стойност на нововъведените централи. Препоръчителни съотношения за различни типове проекти ще бъдат представени в приложение към проектната документация.

В изчислението на емисионния фактор ще бъде аргументирано използването или изключването на данни за електропроизводство от централи, които не са свързани към електропреносната мрежа. За да бъдат включени в изчисленията, производството от централи несвързани към електропреносната мрежа трябва да надвишава 10% от общото.

Процедура по определяне на базовата линия на емисионния фактор на електрическата мрежа:

1. Определяне границите на електроенергийната мрежа и включените в нея централи;
2. Определяне дела на електроцентралите, които не са свързани към електропреносната мрежа, и избор на метод, който ги включва или изключва от по-нататъшните изчисления;

3. Избор на метод за изчисление на оперативната пределна стойност на емисионния фактор;
4. Изчисляване на оперативния пределен емисионен фактор на електроенергийната мрежа;
5. Изчисляване на пределния емисионен фактор на нововъведените централи;
6. Определяне на съотношението на оперативния пределен емисионен фактор на електроенергийната мрежа и на пределния емисионен фактор на нововъведените централи;
7. Изчисление на комбинирания емисионен фактор на мрежата.

При изчислението на оперативната пределна стойност на емисионния фактор се взема предвид цялото количество произведена електроенергия в страната, както и внос. Вносната електроенергия се включва в общата оценка на оперативната пределна стойност на емисионния фактор с 0 kg CO₂/MWh. Електроенергията, която е произведена в страната и след това е изнесена, по същество се отчита в емисионния фактор чрез използваните за производството ѝ горива.

При изчислението на оперативната пределна стойност на емисионния фактор, както и на пределния емисионен фактор на нововъведените електроцентрали, се отчита действието на централите с ниска себестойност на произведената енергия, които по икономическите принципи трябва да бъдат в режим на производство във възможно най-дълъг период от време. Тези централи биват изключени от изчисленията, точно поради факта, че тяхното производство няма как да бъде заместено от нововъведени електроцентрали по икономически целесъобразни критерии.

1. Методи за изчисление на оперативния въглеродния емисионен фактор на електроенергийната мрежа на Република България

Методи за изчисление на оперативния пределен емисионен фактор:

- Прост метод:

Изчислява се като средно-претеглената стойност на емисии на еквивалент на въглероден диоксид на единица енергия (kg CO₂/MWh). В изчисленията се включват всички електроцентрали, свързани към електропреносната мрежа, с изключение на нискосебестойностните такива.

Изчислението се прави на базата на нетно количество електроенергия, произведено от блок на електроцентрала, както и на емисиите на парникови газове за производството на това количество енергия от този конкретен блок на електроцентралата. Тогава когато не може да се разграничат количествата произведена енергия в различни блокове на една и съща електроцентрала, оценката може да се направи общо за електроцентралата. Формулата, която се използва за изчисление по този метод е следната:

Уравнение 1: Пределен оперативен емисионен фактор на мрежата по прост метод

$$EF_{grid,y,simpleOM} = \frac{\sum_{m,y}(EG_{m,y}*EF_{EL,m,y})}{\sum_m EG_{m,y}}, \text{ където:}$$

$EF_{grid,y,simpleOM}$ – емисионен фактор на мрежата

$EG_{m,y}$ – нетно количество произведена електроенергия за блок m и година y

$EF_{EL,m,y}$ – емисионен фактор на блок m и година y ,

m – брой най-малки единици на производство на електроенергия (блокове)

y – година на измерването/изчисленията

Уравнение 2: Емисионен фактор на блок m и година y по прост метод

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i(FC_{i,m,y}*NCV_{i,y}*EF_{CO2,i,y})}{\sum_m EG_{m,y}}, \text{ където:}$$

$EF_{EL,m,y}$ – емисионен фактор на блок m и година y

$FC_{i,m,y}$ – количество гориво вид i , употребено в блок m през година y за електропроизводство

$NCV_{i,y}$ – долна топлина на изгаряне на вида гориво i през годината y

$EF_{CO2,i,y}$ – емисионен фактор на вида гориво i през годината y

$EG_{m,y}$ – нетно количество произведена електроенергия за блок m и година y

m – брой най-малки единици на производство на електроенергия (блокове)

y – година на измерването/изчисленията

i – вид гориво i

- Прост адаптиран метод:

Този метод е адаптиран спрямо простия метод, в който се изключват нискосебестойностните централи. Както при опростения метод, се използва същата формула, единствено разширена с параметъра α , даващ процента от времето през годината, когато нискосебестойностните централи работят като пределни централи.

Уравнение 3: Пределен оперативен емисионен фактор на мрежата по прост адаптиран метод

$$EF_{grid,y,adj.OM} = (1 - \alpha_y) * \frac{\sum_m(EG_{m,y}*EF_{EL,m,y})}{\sum_m EG_{m,y}} + \alpha_y * \frac{\sum_k(EG_{k,y}*EF_{EL,k,y})}{\sum_k EG_{k,y}}, \text{ където:}$$

$EF_{grid,y,adj.OM}$ – емисионен фактор на мрежата

α_y - процент от времето през годината y , когато нискосебестойностните централи работят като пределни централи

$EG_{m,y}$ – нетно количество произведена електроенергия за блок m и година y

$EG_{k,y}$ – нетно количество произведена електроенергия за блок k и година y

$EF_{EL,m,y}$ – емисионен фактор на блок m и година y

$EF_{EL,k,y}$ – емисионен фактор на блок k и година y

m – брой най-малки единици на производство на електроенергия (блокове)

k – брой най-малки единици на производство на електроенергия в нискосебестойностни централи

y – година на измерването/изчисленията

Уравнение 4: Емисионен фактор на блок m и година y по прост адаптиран метод

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i(FC_{i,m,y}*NCV_{i,y}*EF_{CO2,i,y})}{\sum_m EG_{m,y}}, \text{ където:}$$

$EF_{EL,m,y}$ – емисионен фактор на блок m и година y

$FC_{i,m,y}$ – количество гориво вид i , употребено в блок m през година y за електропроизводство

$NCV_{i,y}$ – долна топлина на изгаряне на вида гориво i през годината y

$EF_{CO2,i,y}$ – емисионен фактор на вида гориво i през годината y

$EG_{m,y}$ – нетно количество произведена електроенергия за блок m и година y

m – брой най-малки единици на производство на електроенергия (блокове)

y – година на измерването/изчисленията

i – вид гориво i

Уравнение 5: Емисионен фактор на блок m и година y с нискосебестойностни централи

$$EF_{EL,k,y} = \frac{\sum_i (FC_{i,k,y} * NCV_{i,y} * EF_{CO2,i,y})}{\sum_k EG_{k,y}}, \text{ където:}$$

$EF_{EL,k,y}$ – емисионен фактор на блок m и година y

$FC_{i,k,y}$ – количество гориво вид i , употребено в блок m през година y за електропроизводство

$NCV_{i,y}$ – долна топлина на изгаряне на вида гориво i през годината y

$EF_{CO2,i,y}$ – емисионен фактор на вида гориво i през годината y

$EG_{k,y}$ – нетно количество произведена електроенергия за блок m и година y

k – брой най-малки единици на производство на електроенергия в нискосебестойностни централи

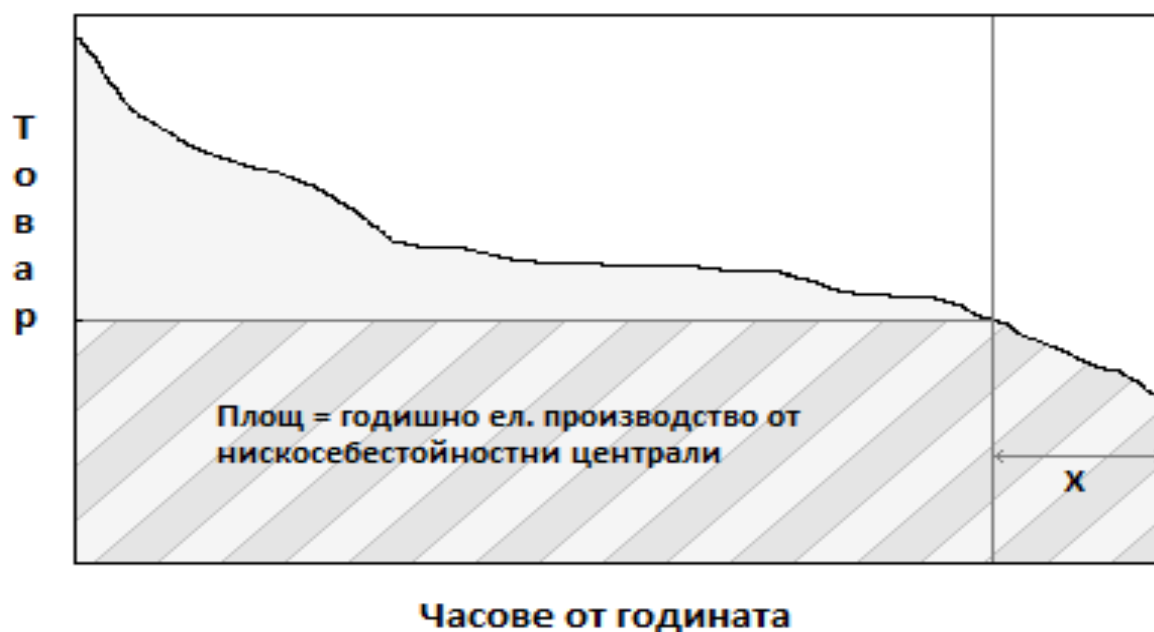
y – година на измерването/изчисленията

i – вид гориво i

α_y се изчислява по следния начин:

- Събират се хронологични данни за всички централи и блокове на централи за цялата година (8760 или 8784 часа), която се изследва. Прави се графика на нетното производство на системата за цялата година на часова база. Самите данни се подреждат в низходящ ред на електрическото производство/товар – вж. графиката.
- Изчислява се нетното производство на електроенергия от нискосебестойностните централи.
- В графиката от стъпка 1 се поставя линия, площта под която (защрихованата площ на графиката) е равна на годишното електропроизводство на нискосебестойностните централи за съответната година на изчисление.
- Броят часове (x) надясно от пресечната точка между линията от предната стъпка и товарната крива определят продължителността на времето през годината, когато нискосебестойностните централи работят на предела. Ако двете линии не се пресичат, тогава може да се заключи, че нискосебестойностните централи не са работили на предела си.
- α_y се изчислява като x /броя часове през съответната година (8760 или 8784 – за високосна година).

Фигура 8: Определяне на броя часове от годината, когато централите работят на предела



2. Изчисление на пределния въглероден фактор на нововъведените електроцентрали в електроенергийната мрежа на Република България

Пределната стойност на емисионния фактор на нововъведените централи показва какъв е емисионния фактор на групата централи, чието бъдещо построяване и въвеждане в експлоатация ще бъде засегнато от пускането в експлоатация на един нов проект „Съвместно изпълнение“.

Оценката се прави за изминал период на базата на последните построени и въведени в експлоатация централи в същата електроенергийна мрежа.

Изчислението на пределния емисионен фактор на нововъведените централи се прави по следната методология, описана в стъпките по-долу.

В групата централи, които се използват за анализа и изчислението на пределния емисионен фактор на нововъведените централи:

- Могат да се включват както изцяло нови централи, така и рехабилитирани и модернизирани блокове на стари централи;
- Към микса от централи и блокове на централи, които да определят пределния емисионен фактор на нововъведените централи не трябва да се включват нови блокове към централи, чиито стари мощности продължават да работят;
- Не могат да се включват централи, които са участници в проекти „Съвместно изпълнение“.

Процедура за определяне на централите, влизащи в групата на нововъведените електроцентрали за целите на изчислението на базовия емисионен фактор на мрежата:

1. Идентифицират се петте блокове на електроцентрали или електроцентрали, изключвайки проектите Съвместно изпълнение, които са започнали да произвеждат електроенергия най-скоро. Изчислява се нетно генерирано количество електроенергия за съответната година.
 2. Определя се общото производство на електроенергия за дадената електроенергийна мрежа. Изключват се всички електроцентрали, реализирани като проекти „Съвместно изпълнение“. От така създадената група от електроцентрали се идентифицира групата от блокове на електроцентрали и електроцентрали, които са започнали да произвеждат електричество най-скоро и които общо произвеждат най-малко двадесет процента от общото количество електроенергия (изключвайки проектите СИ) за съответната година в съответната електроенергийна мрежа.
 3. За по-нататъшните изчисления се избира измежду групите определени в точка 1 и точка 2. Групата, която има по-голямо електропроизводство през съответната година, се използва в следващите изчисления. Ако никой от блоковете от избраната група не е започнал производство преди повече от 10 години от годината на анализа, следващите точки се пренебрегват. Ако някой от блоковете е започнал работа повече от 10 години преди годината на анализа, тогава се пристъпва към следващите точки от процедурата.
 4. От групата избрана в предната точка се изключват блоковете, започнали производство 10 години или повече преди годината на анализа. Към така направената група се прибавят проектите „Съвместно изпълнение“, стартирайки с тези които са започнали производство най-скоро. Прибавянето се прави, докато произведената електроенергия на групата не нарасне до 20 процента. Ако новата група достигне 20 процента електропроизводство, тогава това количество електроенергия се използва за по-нататъшните сметки.
 5. Ако и след прибавянето на централите по проекти „Съвместно изпълнение“ електропроизводството на групата не достига 20% от общото за електроенергийната мрежа, тогава се прибавят и блокове и електроцентрали, които са започнали производство повече от 10 години преди годината на анализа. Това се прави, докато не се достигнат 20% електропроизводство като част от общото за електроенергийната мрежа.
 6. За целите на изчислението се използва резултатът от точка 3, 4 или 5 в този ред на приоритетност.
- Изчисление на пределния емисионен фактор на нововъведените електроцентрали

Пределният емисионен фактор на нововъведените централи представлява средно-претеглената стойност на емисии на еквивалент на въглероден диоксид на единица

енергия (kg CO₂/MWh) на всички блокове или централи, включени в групата определена по-горе. В изчисленията се включват всички електроцентрали, свързани към електропреносната мрежа, с изключение на нискосебестойностните такива.

Изчислението му се прави по следната формула:

Уравнение 6: Пределен емисионен фактор на нововъведените централи

$$EF_{grid,y,ВМ} = \frac{\sum_{m,y}(EG_{m,y}*EF_{EL,m,y})}{\sum_m EG_{m,y}}, \text{ където:}$$

$EF_{grid,y,ВМ}$ – емисионен фактор на мрежата

$EG_{m,y}$ – нетно количество произведена електроенергия за блок m и година y

$EF_{EL,m,y}$ – емисионен фактор на блок m и година y ,

m – брой най-малки единици на производство на електроенергия (блокове)

y – година на измерването/изчисленията

За калкулирането на емисионните фактори на блоковете за съответните години се използва следната формула:

Уравнение 7: Емисионен фактор на блок m и година y

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i(FC_{i,m,y}*NCV_{i,y}*EF_{CO2,i,y})}{\sum_m EG_{m,y}}, \text{ където:}$$

$EF_{EL,m,y}$ – емисионен фактор на блок m и година y

$FC_{i,m,y}$ – количество гориво вид i , употребено в блок m през година y за електропроизводство

$NCV_{i,y}$ – долна топлина на изгаряне на вида гориво i през годината y

$EF_{CO2,i,y}$ – емисионен фактор на вида гориво i през годината y

$EG_{m,y}$ – нетно количество произведена електроенергия за блок m и година y

m – брой най-малки единици на производство на електроенергия (блокове)

y – година на измерването/изчисленията

i – вид гориво i

IV. Изчисление на въглеродния емисионен фактор

1. Определяне границите на електроенергийната мрежа и включените в нея централи

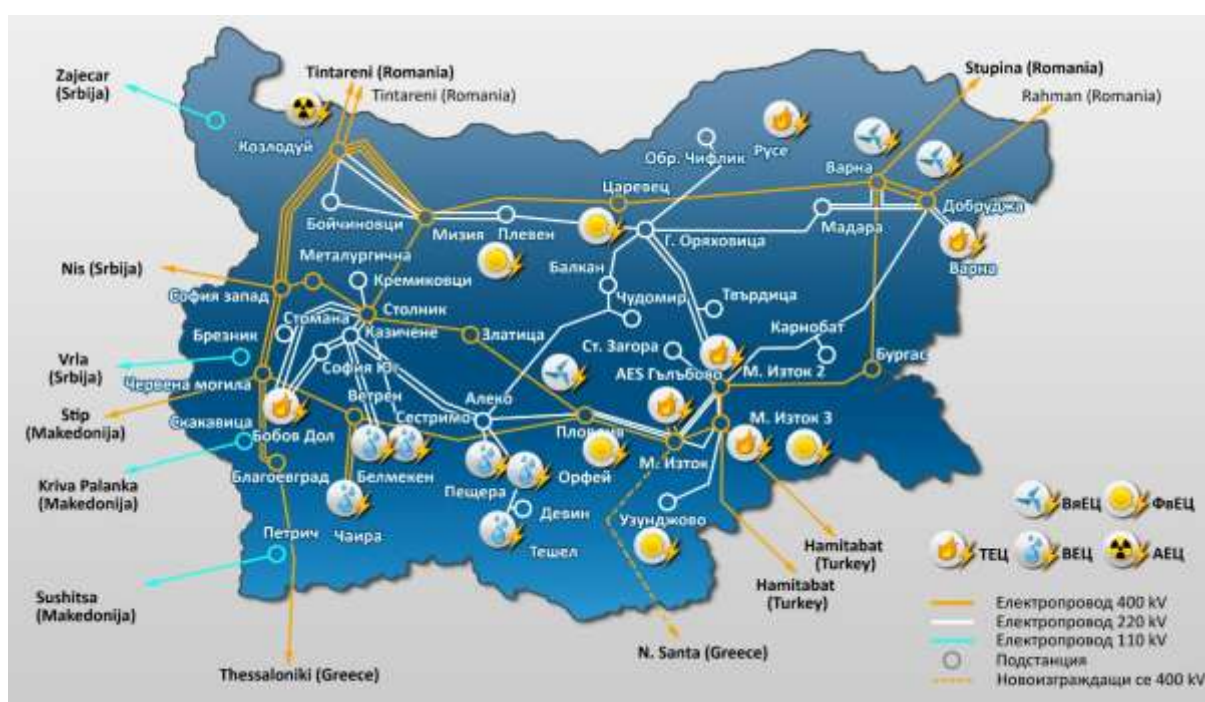
Електроенергийната система на Република България включва електрическата част на електроцентралите на територията на страната, подстанциите и потребителите на електрическа енергия, както и мрежите, свързващи производителите и потребителите.

Мрежите най-общо се разделят в три категории в зависимост от напрежението, на което биват експлоатирани:

- Ниско напрежение (до 1kV);
- Средно напрежение (между 1kV и 35kV) – електроразпределителна мрежа;
- Високо напрежение (между 35kV и 400kV) – електропреносна мрежа.

Преносните въздушни линии у нас са за номинални напрежения 110, 220 и 400 kV. Електропроводите до 20 kV са разпределителни.

Фигура 9: Схема на електропреносната система на Република България



Източник: ЕСО ЕАД

Фигура 10: Схема на регулирания електроенергиен пазар на Република България



Източник: Novabulgaria.bg

Тъй като понятието електроцентрала включва всички генериращи мощности с обособени географски граници и не зависи от големината на генериращата мощност, затова по-долу са представени групите, по които се групират електроцентралите, включени в електроенергийната мрежа на Република България. Много от ВЕИ централите спадат в групата на малките и микро електроцентрали, тъй като техните номинални генериращи мощности са по-малки и от 500 kW. Поради тази причина в таблиците по-надолу ВЕИ централите няма да бъдат дадени поотделно.

Таблица 16: Списък на големите електроцентрали, свързани към мрежата (без ВЕИ)

ТЕЦ

Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.

1	ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД
2	"Контур Глобал Оперейшънс България"
3	ТЕЦ "Марица 3" ЕАД
4	ТЕЦ "Бобов дол" ЕАД
5	ТЕЦ "Варна" ЕАД
6	"Топлофикация Русе" ЕАД - конд. част
7	ТЕЦ "Марица-изток 1" ЕАД
АЕЦ	
8	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД
ТФЕЦ	
9	"Топлофикация София" ЕАД
10	"ЕВН България Топлофикация" ЕАД
11	"Топлофикация Плевен" ЕАД
12	"Топлофикация Шумен" ЕАД
13	"Топлофикация Перник" ЕАД
14	"Топлофикация Русе" ЕАД
15	"Топлофикация Сливен" ЕАД
16	"Топлофикация Габрово" ЕАД
17	"Топлофикация Казанлък" ЕАД
18	"Далкия Варна" ЕАД
19	"Топлофикация Враца" ЕАД
20	"Топлофикация Бургас" ЕАД
21	"Топлофикация Разград" ЕАД
22	"Топлофикация В.Търново" ЕАД
ЗТФЕЦ	
23	"Брикел" ЕАД
24	"Лукойл Енергия и Газ България" ЕООД
25	"Скът" ЕООД
26	"Девен" АД
27	"Свилоса" АД
28	"Свилоцел" ЕАД
29	"Видахим" АД
30	"ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД
31	"Юлико - Евротрейд" ЕООД Пловдив
32	"Биовет" гр. Пещера
33	"Алт Ко" АД
34	"Димитър Маджаров-2" ЕООД
35	"Зебра"
36	"Овердрайв" АД
37	"Софиягаз" ЕАД
38	ТЕЦ "Унибел" АД Ямбол
39	МБАЛ -Търговище АД
40	ЧЗП "Румяна Величкова"

41	"Декотекс" АД
42	"В & ВГД Оранжерии Петрич" ООД
43	"Когрийн" ООД
44	"Оранжерии Гимел - 200 дка" АД
45	"Оранжерии Гимел - 500 дка" АД
46	"Доверие Енергетика" АД
ВЕИ	
47	НЕК-ВЕИ
	в т.ч. произв. от НЕК
	закупена от незав. производители
	от ВяЕЦ
	от ФТЕЦ
	от БЕЦ
48	Закупена от ЕРД ВИ
	в т.ч. От ВЕЦ
	От ВяЦ
	От ФТЕЦ
	От БЕЦ
49	ПАВЕЦ в генераторен режим

2. Определяне дела на електроцентралите, които не са свързани към електропреносната мрежа, и избор на метод, който ги включва или изключва от по-нататъшните изчисления

Електроенергийната система на Република България се състои от една единствена интегрирана електроснабдителна мрежа. Това означава, че няма електроцентрали, които да са свързани само с локални, обособени, електроснабдителни мрежи.

Единствените генериращи мощности, които може да са обособени в битови мрежи, с цел да доставят захранване на един или няколко битови потребители, представляват пренебрежимо малки мощности на фона на количествата електроенергия доставена на потребителите, включени в конвенционалната електроенергийна система.

Като електроцентрали, несвързани с основната електроснабдителна мрежа на страната, могат да се определят тези мощности, които са свързани със своите потребители посредством специално предназначена за това мрежа, към която не е свързана друга централа. За да се определи като несвързана към основната мрежа, дадената централа не трябва да има възможност да подава електричество към основната мрежа.

Във връзка с тези дефиниции за несвързана централа нито една от по-големите централи не отговаря на изискванията в дефиницията. В тази връзка може да се каже, че общото количество електроенергия, произведено в страната от несвързани

централи, е много по-малко от 10%. Поради това, несвързаните към основната електроснабдителна мрежа на страната електроцентрали няма да бъдат включвани в анализа.

3. Избор на метод за изчисление на оперативната стойност на емисионния фактор

Двата метода за изчисляване на оперативния емисионен фактор на мрежата са представени в предната глава. Най-общо разликата между Простия и Простия адаптиран метод може да се дефинира с различните изходни данни, които могат да бъдат да бъдат събрани и използвани за изчислението. За прилагането на Простия адаптиран метод са нужни *почасови исторически данни за диспечираните количества електроенергия за период от три години*. В момента на събиране на данните за настоящия доклад стана ясно, че е невъзможно да бъдат събрани данни с такава честота за последните три изминали години, а само за последната. Поради тази причина изборът на Простия метод за изчисление на оперативния емисионен фактор е предопределен.

При изчислението на оперативната пределна стойност на емисионния фактор по Простия метод се отчита действието на централите с ниска себестойност на произведената енергия, които по икономическите принципи трябва да бъдат в режим на производство във възможно най-дълъг период от време. С други думи, това са централите, които произвеждат електроенергия и биват диспечирани независимо от дневния или сезонния товар на мрежата.

От това определение следва, че всички АЕЦ, ВЕЦ, ПАВЕЦ (в режим на производство), ФТЕЦ, ВЯЕЦ трябва да бъдат изключени от изчислението на оперативния емисионен фактор на мрежата, тъй като те не биха били заместени в срока на техния оперативен живот.

Освен гореизброените централи, в списъка на изключените от изчисленията на оперативния емисионен фактор на мрежата централи трябва да бъдат записани централите, работещи с гориво биомаса (БЕЦ), както и ТЕЦ с ниска себестойност на произведената електроенергия.

4. Изчисляване на оперативния емисионен фактор на електроенергийната мрежа

Първата стъпка за изчисление на оперативния емисионен фактор на мрежата е определянето на списъка от централи, чиито производство и емисии на парникови

газове да бъдат включени в калкулацията. Както беше описано в предната точка от настоящия доклад, от списъка с всички електроцентрали, свързани към мрежата, следва да бъдат изключени АЕЦ, ВЕЦ, ПАВЕЦ, ФТЕЦ, ВяЕЦ и БЕЦ.

От даденото разделение по-горе в документа става ясно, че списъкът на централите е сведен до ТЕЦ, ТФЕЦ и ЗТФЕЦ.

Измежду тях няма такива централи, които да са с толкова ниска себестойност на произведената електроенергия, че да бъдат диспечирани без оглед на дневните или сезонни товари на мрежата.

Оперативният емисионен фактор на мрежата ще бъде базиран на използваните горива, произведено нетно количество електроенергия и емисионни фактори на съответните горива за последните три пълни години за централите, посочени в таблицата по-долу.

Таблица 17: Списък на електроцентралите по групи – ТЕЦ, ТФЕЦ и ЗТФЕЦ

ТЕЦ	
1	ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД
2	"Контур Глобал Оперейшънс България"
3	ТЕЦ "Марица 3" ЕАД
4	ТЕЦ "Бобов дол" ЕАД
5	ТЕЦ "Варна" ЕАД
6	"Топлофикация Русе" ЕАД - конд. част
7	ТЕЦ "Марица-изток 1" ЕАД
ТФЕЦ	
8	"Топлофикация София" ЕАД
9	"ЕВН България Топлофикация" ЕАД
10	"Топлофикация Плевен" ЕАД
11	"Топлофикация Шумен" ЕАД
12	"Топлофикация Перник" ЕАД
13	"Топлофикация Русе" ЕАД
14	"Топлофикация Сливен" ЕАД
15	"Топлофикация Габрово" ЕАД
16	"Топлофикация Казанлък" ЕАД
17	"Далкия Варна" ЕАД
18	"Топлофикация Враца" ЕАД
19	"Топлофикация Бургас" ЕАД
20	"Топлофикация Разград" ЕАД
21	"Топлофикация В.Търново" ЕАД
ЗТФЕЦ	
22	"Брикел" ЕАД
23	"Лукойл Енергия и Газ България" ЕООД
24	"Скът" ЕООД
25	"Девен" АД
26	"Свилоза" АД

Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.

27	"Свилоцел" ЕАД
28	"Видахим" АД
29	"ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД
30	"Юлико - Евротрейд" ЕООД Пловдив
31	"Биовет" гр. Пещера
32	"Алт Ко" АД
33	"Димитър Маджаров-2" ЕООД
34	"Зебра"
35	"Овердрайв" АД
36	"Софиягаз" ЕАД
37	ТЕЦ "Унибел" АД Ямбол
38	МБАЛ -Търговище АД
39	ЧЗП "Румяна Величкова"
40	"Декотекс" АД
41	"В & ВГД Оранжерии Петрич " ООД
42	"Когрийн" ООД
43	"Оранжерии Гимел - 200 дка" АД
44	"Оранжерии Гимел - 500 дка" АД
45	"Доверие Енергетика" АД

Историческите данни за горивата и централите са дадени в таблица в Приложението към настоящия документ.

Обобщението на резултатите за оперативния емисионен фактор е дадено в следващата таблица. Като крайна стойност на оперативния емисионен фактор за периода 2011 – 2013 г. се получава 1.184 t/MWh нетна произведена електроенергия.

Таблица 18: Обобщени резултати за пределния оперативен емисионен фактор

Група централи	Нетно производство, ГВтч	Общо емисии на ПГ, т CO ₂	Емисионен фактор т CO ₂ /МВтч
ТЕЦ	54 614	69 804 103	1.278
ТФЕЦ	7 053	4 716 507	0.669
ЗТФЕЦ	5 005	4 429 687	0.885
Общо	66 672	78 950 297	1.184

Обяснителни бележки към изчисленията:

- Емисионните фактори на използваните горива са взети от годишните верификационни доклади на операторите за съответните години, с включен коефициент на окисление. - Данните за използваните от ТФЕЦ и ЗТФЕЦ горива в

таблицата не са пълните количества горива, които са били използвани от централите, а само количествата, които са били нужни за производство на електрическата енергия – в случаите, когато такива централи работят в режим на когенерация на топлинна и електрическа енергия.

- Данните за използваните от ТФЕЦ и ЗТФЕЦ горива в таблицата не са пълните количества горива, които са били използвани от централите, а само количествата, които са били нужни за производство на електрическата енергия – в случаите, когато такива централи работят в режим на когенерация на топлинна и електрическа енергия.
- Съотнасянето на използваните горива към производство на топлинна и към производство на електрическа енергия е по данни на МИЕ и не е обект на анализ в настоящия документ.
- Изчислението се прави за последните три завършени години, за които са достъпни данните. Самото осредняване и изчисляване на коефициента се прави на базата на събиране на нетните количества енергия за всички централи от дадения микс и на сумираните емисии на парникови газове за трите години. С други думи, изчислението не се прави като осредняване на годишни оперативни емисионни фактори.
- ВЕИ централите биват изключени от изчислението на оперативния емисионен фактор, тъй като НЕК или ЕРД, към което е свързана съответната централа имат задължение да изкупуват цялото количество произведена електроенергия. Затова може да се каже, че диспечирането на ВЕИ централите не зависи по никакъв начин от дневния или сезонния товар на мрежата. Поради това биват включени в групата на нискосебестойностните/работещи по задължение централи, където също влиза и АЕЦ, но поради ниската себестойност на произведената електроенергия.

5. Изчисляване на пределния емисионен фактор на нововъведените централи

В настоящата точка ще бъдат описани стъпките, извършени за изчисляване на пределния емисионен фактор на нововъведените централи.

Извършените изчисления ще бъдат базирани на информацията за последната година, за която има пълна информация относно генерираните количества електроенергия и използваните за това горива. В случая последната година, за която има пълен набор от данни за горивата, емисионните им фактори и произведените количества енергия е 2013г.

Този емисионен фактор определя средно претегления емисионен фактор на най-скоро въведените в експлоатация централи. Построяването и пускането на нови централи в

електроенергийната мрежа има отношение към доскорошните нови мощности, тъй като тези нови мощности имат свойството да заместват части от работните капацитети на някои от предшестващите нови мощности. Колкото разликата между емисионния фактор на проектната нова централа и пределния емисионен фактор на нововъведените централи е по-голяма, толкова повече ще бъдат и спестените емисии.

Процедура за определяне на централите, влизащи в групата на нововъведените електроцентрали за целите на изчислението на базовия емисионен фактор на мрежата:

1. Идентифицират се петте модернизирани блокове на електроцентрали или нови електроцентрали, изключвайки проектите Съвместно изпълнение, които са започнали да произвеждат електроенергия най-скоро. Изчислява се нетното генерирано количество електроенергия за съответната година.

Като първа стъпка от изпълнението на процедурата се определя списъка на абсолютно всички централи към края на 2013г. (последната година, за която има пълна информация), свързани към електроснабдителната мрежа на Република България. Данните са събрани от два източника:

- таблици за производството на електроенергия и използваните горива – предоставени съвместно от Министерство на икономиката и енергетиката и Министерство на околната среда и водите;
- таблици за производството на електроенергия от ВЕИ и когенерационни централи и издадените гаранции за произход – публично достъпни на страницата на Агенцията за устойчиво енергийно развитие.
<http://www.seea.government.bg/bg/registers/register-garancii>

Съответните таблици могат да бъдат намерени като приложения към настоящия доклад.

Тъй като в първия набор от таблици за производството на електроенергия и използваните горива не е налична информацията за модернизацията и рехабилитацията на блокове на големите ТЕЦ, ТФЕЦ и ЗТФЕЦ, такава е предоставена от МОСВ. Конкретните решения и дати за въвеждане в експлоатация са публично достъпни на сайта на Дирекцията за национален строителен контрол.

Последните 5 електроцентрали въведени в експлоатация преди края на 2013 г. са следните:

Таблица 19: Списък на последните пет електроцентрали, въведени в експлоатация преди края на 2013г.

Произв. 2013г., MWh	Име на централа	Община	Населено място	Инсталирана Мощност, MW	Дата на въвеждане в експлоатация
26	МВЕЦ "Маверик - Гурково"	Гурково	Гурково	0.337	19.11.2013
2	ФтЕЦ "Бобораци"	Радомир	с. Бобораци	0.03	29.11.2013

Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.

110	БиоЕЦ "Сливата"	Лом	с. Сливата	1.499	13.12.2013
2	ФТЕЦ "Сън Шайн - Братя Даскалови"	Братя Даскалови	с. Братя Даскалови	0.065	9.12.2013
8	ФТЕЦ "Велики Преслав"	Велики Преслав	Велики Преслав	0.14711	4.11.2013
148	Общо				

В горния списък не влизат централи, които са реализирани като проекти „Съвместно изпълнение“. Списъкът на всички проекти СИ, реализирани в Република България е даден в таблицата по-долу. Източникът на информацията е UNFCCC, където съответните проекти биват регистрирани.

http://ji.unfccc.int/JI_Parties/DB/5EH2UF1UOGCEO6HKKAKY8PHE4I9WX6/viewDFP

Таблица 20: Списък с регистрираните проекти Съвместно изпълнение в България

ID	Name	Location
BG1000153	New cogeneration power station for combined production of heat and electricity in District Heating Bourgas, Bulgaria	Bourgas city, "Lozovo", North Industrial Area, P.B.O. 642, 8000 Bourgas
BG1000149	Pernik District Heating project	Region of Sofia, City of Pernik
BG1000150	Reduction of Greenhouse gas by gasification of the towns of Veliko Turnovo, Gorna Oryahovitsa and Lyaskovets	Cities of Veliko Tarnovo, Gorna Oryahovitsa and Lyaskovets
BG1000151	Reduction of Greenhouse gases by gasification of Sofia municipality	Sofia Municipality
BG1000152	Reduction of Greenhouse Gases by Gasification in the Varna municipality	Varna Municipality
BG1000154	Nitrous Oxide Reduction at Agropolychim Fertilizer Plant	Region of Varna, City of Devnya
BG1000155	Kaliakra Wind power project	Municipality of Kavarna, Bulgarevo Village
BG1000158	Bulgarian Small Hydro Power Plant (SHPP) Portfolio	Sofia Region, Blagoevgrad and Plovdiv
BG1000159	Sofia District Heating Project	Region of Sofia, Sofia city, 1680 Sofia, Bulgaria
BG1000163	Svilosa Biomass Project	Svilosa AD, located in Svishtov city, on the river Danube in northern Bulgaria
BG1000164	Co-generation Gas Power Station Biovet	Peshtera city, 39, Petar Rakov Str
BG1000166	"Methane gas Capture and Electricity Production at Kubratovo Wastewater Treatment, Sofia Bulgaria	Sofia district, Kubratovo area, 1 BPS Building 2A, 1715 Sofia
BG1000167	Portfolio of new cogeneration power stations for combined production of heat and electricity in District Heating Company Pleven and District Heating Company Veliko Tarnovo, Bulgaria	Miziya, Northern Bulgaria, Pleven city, Veliko Tarnovo city,
BG1000172	Sunflower and rape seed – bio diesel fuel	City of Slivo pole, Rousse Region,

Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.

	production and use for transportation in Bulgaria	Municipality of Slivo pole, northern Bulgaria
BG1000177	Energy efficiency investment programme at Svilocell Pulp Mill	Svishtov city, Svishtov 52 53
BG1000187	Bulgarian Energy Efficiency and renewable Energy portfolio project	Gorna Oryahovitsa, Novi Iskar, Gotse Delchev and Alfatar cities, villages Bojkovo and Hrabrino, Lesitchevo
BG1000192	Vacha Cascade Joint Implementation Project	District Smolyan, Devin city, Mihalkovo
BG1000207	Biomass and Energy Efficiency Project in paper factory Stambolijski	Stambolijski, Plovdiv region
BG1000208	Cogeneration gas power stations AKB Fores	Polimeri - Devnya, Varna region, Yambol - Burgas region, Kazanlak, Kostenets - Sofia region
BG1000209	Reduction of greenhouse gases by gasification of Burgas Municipality	Burgas
BG1000210	Small Hydro Power Station Potochnitsa	near Kardjali, at river Arda valley, south eastern Bulgaria
BG1000292	Emission Reduction of Nitrous Oxide in Nitric Acid Production at Neochim PLC	Dimitrovgrad, Region Haskovo
BG1000308	Biomass Steam Boiler at Vinprom Peshtera	Katunitsa Village, Plovdiv District
BG1000501	Reduction of Greenhouse gases by gasification in the Zapad Region of Bulgaria	Zapad Region of Bulgaria
BG2000012	0063. Sreden Iskar Cascade HPP Portfolio Project	

2. Определя се общото производство на електроенергия за дадената електроенергийна мрежа. Изключват се всички електроцентрали, реализирани като проекти „Съвместно изпълнение“. От така създадената група от електроцентрали се идентифицира групата от блокове на електроцентрали и електроцентрали, които са започнали да произвеждат електричество най-скоро и които общо произвеждат най-малко двадесет процента от общото количество електроенергия (изключвайки проектите СИ) за съответната година в съответната електроенергийна мрежа.

Общото нетно количество произведена електроенергия за 2013 г. е 39 672 GWh, както е видно от таблицата по-долу.

Таблица 21: Електропроизводство и потребление на горива по централи за 2013г.

Централа		2013 г.			
		Брутно производство на електроенергия, GWh	Собствени нужди, GWh	Нетно производство на електроенергия, GWh	Разход на горива и енергия, хил. т.у.г.
1	ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД	7 830.1	1 115.5	6 714.7	3 024.6
2	"Контур Глобал Оперейшънс	3 100.9	421.1	2 679.7	1 076.2

Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.

	България"				
3	ТЕЦ "Марица 3" ЕАД	530.3	69.3	461.0	231.9
4	ТЕЦ "Бобов дол" ЕАД	1 832.0	200.0	1 632.0	697.9
5	ТЕЦ "Варна" ЕАД	566.4	39.7	526.7	210.0
6	"Топлофикация Русе" ЕАД - конд. част	1.0	0.1	1.0	0.6
7	ТЕЦ "Марица-изток 1" ЕАД	3 031.3	417.3	2 613.9	1 029.0
	Общо ТЕЦ	16 892.0	2 263.0	14 629.0	6 270.3
8	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД	14 171.2	855.1	13 316.1	5 239.4
	Общо АЕЦ	14 171.2	855.1	13 316.1	5 239.4
9	"Топлофикация София" ЕАД	1 077.2	190.6	886.7	234.6
10	"ЕВН България Топлофикация" ЕАД	296.9	11.7	285.2	57.3
11	"Топлофикация Плевен" ЕАД	273.5	19.0	254.5	58.1
12	"Топлофикация Шумен" ЕАД	0.0	0.0	0.0	0.0
13	"Топлофикация Перник" ЕАД	328.9	66.4	262.5	141.0
14	"Топлофикация Русе" ЕАД	383.8	58.6	325.2	155.0
15	"Топлофикация Сливен" ЕАД	148.0	27.2	120.8	48.0
16	"Топлофикация Габрово" ЕАД	6.2	0.2	6.1	2.1
17	"Топлофикация Казанлък" ЕАД	2.6	0.0	2.6	0.4
18	"Далкия Варна" ЕАД	63.8	1.5	62.3	12.2
19	"Топлофикация Враца" ЕАД	61.5	4.1	57.4	12.6
20	"Топлофикация Бургас" ЕАД	126.9	6.1	120.7	21.5
21	"Топлофикация Разград" ЕАД	20.4	1.6	18.8	3.1
22	"Топлофикация В.Търново" ЕАД	21.2	1.8	19.3	3.4
	Общо ТФЕЦ	2 810.9	388.7	2 422.2	749.5
23	"Брикел" ЕАД	656.6	182.4	474.2	117.0
24	"Лукойл Енергия и Газ България" ЕООД	175.5	41.1	134.4	45.0
25	"Скът" ЕООД	3.7	0.1	3.7	0.5
26	"Девен" АД	403.3	109.2	294.1	125.2
27	"Свилоса" АД	409.6	47.2	362.4	180.2
28	"Свилоцел" ЕАД	37.2	37.2	0.0	13.4
29	"Видахим" АД	360.2	71.5	288.7	76.5
30	"ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД	11.3	3.9	7.4	3.7
31	"Юлико - Евротрейд" ЕООД Пловдив	2.0	0.1	1.8	0.3
32	"Биовет" гр. Пещера	72.3	1.5	70.8	13.7
33	"Алт Ко" АД	0.0	0.0	0.0	0.0
34	"Димитър Маджаров-2" ЕООД	2.4	1.9	0.5	0.4

Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.

35	"Зебра"	0.0	0.0	0.0	0.0
36	"Овердрайв" АД	0.6	0.4	0.2	0.1
37	"Софиягаз" ЕАД	1.2	0.1	1.0	0.2
38	ТЕЦ "Унибел" АД Ямбол	6.5	2.0	4.5	1.0
39	МБАЛ -Търговище АД	0.3	0.2	0.1	0.0
40	ЧЗП "Румяна Величкова"	11.1	0.7	10.4	2.1
41	"Декотекс" АД	0.0	0.0	0.0	0.0
42	"В &ВГД Оранжерии Петрич " ООД	59.9	4.7	55.1	8.8
43	"Когрийн" ООД	21.0	0.4	20.6	3.7
44	"Оранжерии Гимел - 200 дка" АД	22.2	0.9	21.3	6.9
45	"Оранжерии Гимел - 500 дка" АД	20.0	1.0	19.1	6.4
46	"Доверие Енергетика" АД	0.6	0.0	0.6	0.1
	Общо ЗТФЕЦ	2 277.7	506.6	1 771.1	605.1
47	ВИ	6 911.5	40.9	6 870.7	845.1
	НЕК-ВИ	4 563.6	33.9	4 529.7	557.1
	в т.ч. произв. от НЕК	2 964.5	29.4	2 935.1	361.0
	закупена от незав. производители	458.3	4.5	453.7	55.8
	От ВяЦ	724.4	0.0	724.4	89.1
	От ФТЕЦ	366.7	0.0	366.7	45.1
	От БЕЦ	49.7	0.0	49.7	6.1
	Закупена от ЕРД ВИ	2 348.0	7.0	2 341.0	287.9
	в т.ч. От ВЕЦ	697.0	6.9	690.1	84.9
	От ВяЦ	649.1	0.0	649.1	79.8
	От ФТЕЦ	994.2	0.0	994.2	122.3
	От БЕЦ	7.7	0.1	7.6	0.9
48	ПАВЕЦ в генераторен режим	669.7	6.6	663.0	81.6
	Брутно производство	43 733.0	4 060.9	39 672.1	13 790.9

Сумата на произведената електроенергия от всички проекти Съвместно изпълнение (въведени в експлоатация преди края на 2013 г.) е 1 416 678 MWh.

Таблица 22: Списък на проектите Съвместно изпълнение (за електропроизводство), въведени в експлоатация преди края на 2013г.

Произв. Ел. 2013г., MWh	Наименование	Община	Населено място	Инсталирана мощност, MW	Дата на въвеждане в експлоатация
65986	ВТЕЦ "Калиакра"	Каварна	с. Българево	35.0	26.5.2008
8589	МВЕЦ "Лесичово"	Лесичово	с. Лесичово	3.0	11.2.2005
7401	ВЕЦ "Тъмръш"	Родопи	с. Храбрино	5.0	21.12.2007
2437	МВЕЦ "Черна Места"	Якоруда	Якоруда	0.65	22.5.2007
2674	МВЕЦ "Бяла Места"	Якоруда	Якоруда	0.65	22.5.2007

Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.

17919	МВЕЦ "Лозята"	Родопи	с. Брестовица	5.0	27.9.2007
2792	МВЕЦ "Лозята 2"	Родопи	с. Брестовица	1.28	29.6.2010
11177	МВЕЦ "Лакатник"	Своге	с. Лакатник и с. Миланово	3.025	2.7.2008
13619	МВЕЦ "Свражен"	Своге	с. Лакатник и с. Миланово	3.5	16.5.2009
4995	МВЕЦ "Лесичово - Разширение"	Лесичово	с. Лесичово	1.245	9.8.2010
11186	МВЕЦ "Церово"	Своге	с. Церово и с. Желен	3	20.4.2012
41800	ТЕЦ "Монди Стамболийски"	Стамболийски	Стамболийски	17.2	23.4.2012
373	Пречиствателна станция "Кубратово"	Столична	с. Кубратово	3.189	10.6.2011
140347	ВЕЦ "Тешел"	Девин	0	60	1972
117261	ВЕЦ "Девин"	Девин	Девин	88	1984
186368	ВЕЦ "Цанков камък"	Девин	с. Михалково	86.3	1.1.2012
201216	ПАВЕЦ "Орфей"	Кричим	0	160	1975
213023	ВЕЦ "Кричим"	Кричим	Кричим	80	1973
4877	ВЕЦ "Прокопаник"	Своге	Землище на гр. Своге и с. Редина	3.25	10.6.2013
274	МВЕЦ "Оплетня"	Своге	с. Оплетня, с. Миланово, с. Лакатник	3	2.7.2013
362365	"Свилоза" АД				1.7.2011

Следователно цялото количество електроенергия произведена в ЕЕС минус електроенергията произведена от централи, реализирани като проекти СИ е равно на 38 255 383 MWh. 20% от това количество е 7 651 076 MWh.

Следващата стъпка е да се намери периода, в който в въведен микс от централи и блокове, произвели не по-малко от 20% от общото количество енергия (изключвайки проектите Съвместно изпълнение) през 2013г. Периодът е между началото на май месец 2010 г. и края на 2013г. В този период са въведени в експлоатация централи, които през 2013 г. са произвели 8 724 534 MWh. На 5-ти май 2010г. са пуснати в експлоатация два от рехабилитираните и модернизирани блокове на ТЕЦ Марица изток 2 (блок 4 не се взема предвид). Таблицата със списъка от централи и тяхното производство за 2013 г. може да бъде намерена в приложенията към настоящия документ.

От така направения микс от централи, ВЕИ централите имат нулев емисионен фактор. По тази причина за изчислението на общото количество парникови емисии на микса ще бъдат нужни само емисиите на ПГ на ТЕЦ, ТФЕЦ и ЗТФЕЦ.

Таблица 23: Таблица за изчисление на емисиите на ПГ на нововъведените централи

Емисии на ПГ за 2013г., t CO ₂	Емисионен фактор на централата, tCO ₂ /MWh	Произв. К-во ел. енергия, 2013г., MWh	Електроцентрала и блок
1230647	1378.945	892455	ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД - блок 5
1359572	1378.945	985951	ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД - блок 6
1359572	1378.945	985951	ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД - блок 8
1609041	1231.126	1306967	ТЕЦ "Марица-изток 1" ЕАД - блок 1
1609041	1231.126	1306967	ТЕЦ "Марица-изток 1" ЕАД - блок 2
5074	1405.503	3610	"Топлофикация Перник" ЕАД**
92359	323.807	285229	"ЕВН България Топлофикация" ЕАД
0	0	0	"Свилоцел" ЕАД
11130	522.875	21285	"Оранжерии Гимел - 200 дка" АД
10334	541.308	19090	"Оранжерии Гимел - 500 дка" АД
142	250.696	567	"Доверие Енергетика" АД
7286910	Общо	5808073	

По този начин се получава стойността на пределния емисионен фактор на нововъведените централи. Той е равен на 0.886 t CO₂/MWh.

* Произведеното количество електроенергия от ТЕЦ Марица изток 2 за 2013г. не е дадено по блокове на централата. От друга страна обаче методологията изисква изчислението на пределния емисионен фактор на нововъведените централи да се изчисли на базата и на рехабилитирани блокове от централи. Тъй като случаят с ТЕЦ Марица Изток 2 е точно такъв, за емисионен фактор на всеки един от блоковете се взема осредненият емисионен фактор на централата, а производството на централата се разпределя по блокове според номиналната мощност.

** Топлофикация Перник влиза в микса на нововъведените централи заради рехабилитацията на един от котлите в ТЕЦ-а и смяната на горивната база от въглища на природен газ. Тези дейности са приети за рехабилитация на блок от централата. Тъй като единствено рехабилитираният котел работи с природен газ, затова и неговите емисии са базирани само на количеството природен газ и мазут (за разпалване), използвани през 2013 г.

3. За по-нататъшните изчисления се избира измежду групите определени в точка 1 и точка 2. Групата, която има по-голямо електропроизводство през съответната година, се използва в следващите изчисления. Ако никой от блоковете от избраната група не е започнал производство преди повече от 10 години от годината на анализа, следващите точки се пренебрегват. Ако някой от блоковете е започнал работа повече от 10 години преди годината на анализа, тогава се пристъпва към следващите точки от процедурата.

Групата по точка 1 (5-те най-наскоро въведени централи) има общо електропроизводство от 148 MWh.

Групата по точка 2 има общо електропроизводство от 8 224 987 MWh. Никой от блоковете/централите от групата по точка 2 не е бил въведен в експлоатация повече от 10 години преди края на годината, за която се прави анализът.

Поради тези причини, следващите точки от процедурата не се извършват.

4. От групата избрана в предната точка се изключват блоковете, започнали производство 10 години или повече преди годината на анализа. Към така направената група се прибавят проектите „Съвместно изпълнение“, стартирайки с тези които са започнали производство най-скоро. Прибавянето се прави, докато произведената електроенергия на групата не нарасне до 20 процента. Ако новата група достигне 20 процента електропроизводство, тогава това количество електроенергия се използва за по-нататъшните сметки.

Тази точка от процедурата не се извършва, за повече информация да се погледне точка 3 от настоящата процедура.

5. Ако и след прибавянето на централите по проекти „Съвместно изпълнение“ електропроизводството на групата не достига 20% от общото за електроенергийната мрежа, тогава се прибавят и блокове и електроцентрали, които са започнали производство повече от 10 години преди годината на анализа. Това се прави, докато не се достигнат 20% електропроизводство като част от общото за електроенергийната мрежа.

Тази точка от процедурата не се извършва, за повече информация да се погледне точка 3 от настоящата процедура.

6. За целите на изчислението се използва резултатът от точка 3, 4 или 5 в този ред на приоритетност.

Тази точка от процедурата не се извършва, за повече информация да се погледне точка 3 от настоящата процедура.

6. Определяне на съотношението на оперативния пределен емисионен фактор на електроенергийната мрежа и на пределния емисионен фактор на нововъведените централи

Резултатите за емисионните фактори досега са следните:

- Пределен оперативен емисионен фактор на мрежата = 1.184 t CO₂/MWh
- Пределен емисионен фактор на нововъведените централи = 0.886 t CO₂/MWh

За да се изчисли комбинирания пределен емисионен фактор на мрежата е нужно да се дадат тегла на горепосочените фактори.

За ВЕИ проекти, свързани с утилизация на енергия от вятър и слънцегреене, съответните фактори, които да се използват са 0.75 за оперативния фактор и 0.25 за фактора на нововъведените централи за първия кредитен период, както и за следващите такива.

За всички други проекти следва да се използват факторите 0.50 и 0.50 за оперативния фактор и за фактора на нововъведените централи за първия кредитен период, а за следващи кредитни периоди да се използва 0.25 за оперативния фактор и 0.75 за фактора на нововъведените централи.

Има възможност да се използват и алтернативни фактори, стига да са обосновани и сборът на пределния оперативен и пределния фактор на нововъведените централи да бъде равен на единица.

7. Изчисление на комбинирания емисионен фактор на мрежата

Комбинираните пределни емисионни фактори на мрежата, които се получават от стойностите в предните стъпки от изчислението са дадени в таблицата долу:

Таблица 24: Изчисление на комбинирания пределен емисионен фактор

Тегло на пред. оп. ф-р	Тегло на пред. ф-р на нов. централи	Комбиниран пределен фактор
0.75	0.25	1.110 t CO ₂ /MWh
0.50	0.50	1.035 t CO ₂ /MWh
0.25	0.75	0.935 t CO ₂ /MWh

8. Изчисление на средни референтни стойности на емисионния фактор на мрежата

Стойностите, дадени в тази част, показват какви са средните емисионни фактори на мрежата по типове централи, както и общо за цялата мрежа. Използваните данни за изчисленията са от три годишен исторически период, обхващащ 2011, 2012 и 2013г.

Таблица 25: Изчисление на референтните стойности на емисионния фактор на мрежата

Група централи	Нетно к-во ел. енергия, GWh	Общо емисии на ПГ, tCO ₂	Емисионен фактор, tCO ₂ /MWh
ТЕЦ	54 614	69 804 103	1.278
ТФЕЦ	7 053	4 716 507	0.669
ЗТФЕЦ	5 005	4 429 687	0.885
ВЕИ	15 700	0	0.000
АЕЦ	43 441	0	0.000
ПАВЕЦ	2 434	0	0.000
Общо	128 246	78 950 297	0.616

V. Използвана литература

1. Трети национален план за действие по изменение на климата за периода 2013-2020 г. София, май 2012 г., МОСВ с финансовата подкрепа на правителството на Норвегия чрез Норвежката програма за сътрудничество за икономически растеж и устойчиво развитие в България
2. Енергийна стратегия на Република България до 2020 г., юни 2011.
3. Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на Република България, МИЕ, София 2013 г.
4. Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на Република България, МИЕ, София 2014 г.
5. Състояние на енергийния отрасъл, МИЕ, септември 2014 г.
6. Прогнозен гориво-енергиен баланс на Република България за периода до 2030 г. – за всяка година , и с хоризонт до 2050 година – през период от 5 години, Черноморски изследователски енергиен център, 2014 г.
7. Прогноза на електроенергийния баланс на Р България 2025, Лаборатория по оценка на риска, НБУ, 2014
8. План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2013 – 2022 г., ЕСО ЕАД, 2013.
9. Статистически годишник – 2011 г., Национален статистически институт, София, 2012 г.
10. Статистически справочник 2013, НСИ, София 2013 г.
11. Eurostat, Europe in figures. Eurostat yearbook 2012.
12. Eurostat, Energy Balance Shetts 2010 – 2011, 2013 edition.
13. Eurostat, Energy, transport and environment indicators, 2013 edition.
14. Годишен доклад 2013, Икономическо развитие и политики в България: Оценки и очаквания, БАН, София 2013.
15. Сулаков. С., Прогноза за развитието на електропотреблението в България до 2050 г. с отчитане на демографските промени и усъвършенстване на технологиите, World Energy Council, 2012.
16. Електроенергетиката на България. Развитие и обществена цена. БАН, София 2009 г.
17. Годишен отчет 2012, ЕСО ЕАД, 2013.

18. Заявление за разпределение на безплатни квоти на емисии за периода 2013 г. до 2020 г. по чл.10 в от Директива 2003/87/ЕО на Европейския парламент и на Съвета, изменена с Директива 2009/29/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 23 април 2009 година за изменение на Директива 2003/87/ЕО с оглед подобряване и разширяване на схемата за търговия с квоти за емисии на парникови газове на Общността Разработено от Министерство на икономиката, енергетиката и туризма, Септември 2011
19. Национален план за инвестиции, МИЕТ
20. Годишен доклад за Европейската комисия на Държавна комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР), България, юли 2014 г
21. Схема на участниците на регулирания пазар, <http://www.novabulgaria.bg/>
22. Methodological “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” (v4.0), UNFCCC
23. Издадени гаранции за произход на електрическа енергия за 2012, 2013 и 2014г., Агенция за устойчиво енергийно развитие
24. Публичен регистър на разрешенията за ползване, издадени от ДНСК, Дирекция за национален строителен контрол
25. Регистър на проектите Съвместно изпълнение в България, официална страница на UNFCCC

Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.

VI. Приложения

1. Производство на електрическа енергия в страната през 2011г.

Производство на електрическа енергия в страната през 2011 г.

Централа	2011 г.						
	Брутно производство, ГВтч	СН, ГВтч	Нетно производство, ГВтч	Разход на горива и енергия, хил. туг	Емисии, т CO2	tCO2/GWh	
1	ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД	10 973.9	1 430.6	9 543.3	4 129.2	12 552 454.3	1 315.3
2	"Контур Глобал Оперейшънс България"	5 793.1	719.8	5 073.3	1 966.2	6 254 314.0	1 232.8
3	ТЕЦ "Марица 3" ЕАД	199.5	24.3	175.2	86.5	253 147.9	1 444.8
4	ТЕЦ "Бобов дол" ЕАД	2 556.9	257.0	2 299.9	964.4	2 829 158.6	1 230.1
5	ТЕЦ "Варна" ЕАД	3 043.1	242.6	2 800.5	1 098.6	3 105 056.6	1 108.7
6	"Топлофикация Русе" ЕАД - конд. част	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	ТЕЦ "Марица-изток 1" ЕАД	2 569.0	345.9	2 223.1	856.9	2 659 078.2	1 196.1
8	Общо ТЕЦ	25 135.6	3 020.2	22 115.5	9 101.9	27 653 209.7	1 250.4
9	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД	16 314.3	1 050.1	15 264.1	5 865.5	0.0	0.0
10	Общо АЕЦ	16 314.3	1 050.1	15 264.1	5 865.5	0.0	0.0
11	"Топлофикация София" ЕАД	1 056.4	177.9	878.5	224.8	363 590.1	413.9
12	"ЕВН България Топлофикация" ЕАД	111.5	10.1	101.3	22.6	36 578.9	360.9
13	"Топлофикация Плевен" ЕАД	273.4	19.9	253.5	45.2	73 165.1	288.6
14	"Топлофикация Шумен" ЕАД	3.7	1.7	2.0	0.9	1 426.5	697.9
15	"Топлофикация Перник" ЕАД	324.8	69.2	255.6	148.4	392 195.2	1 534.1
16	"Топлофикация Русе" ЕАД	388.4	60.6	327.9	153.3	510 907.6	1 558.3
17	"Топлофикация Сливен" ЕАД	173.0	31.8	141.2	60.4	146 160.4	1 034.9
18	"Топлофикация Габрово" ЕАД	7.5	0.1	7.4	2.8	7 997.3	1 080.3
19	"Топлофикация Казанлък" ЕАД	6.5	0.06	6.5	1.0	1 669.4	258.5
20	"Далкия Варна" ЕАД	62.3	2.9	59.4	11.4	18 301.7	308.2
21	"Топлофикация Враца" ЕАД	47.0	2.6	44.4	9.7	15 564.9	350.8
22	"Топлофикация Бургас" ЕАД	129.0	6.1	122.9	24.8	40 057.6	325.9
23	"Топлофикация Разград" ЕАД	20.3	1.7	18.6	3.0	4 885.8	263.0
24	"Топлофикация В.Търново" ЕАД	21.6	1.8	19.8	3.5	5 632.3	284.1
25	Общо ТФЕЦ	2 625.5	386.4	2 239.0	711.8	1 618 132.8	722.7
26	"Брикел" ЕАД	537.8	132.5	405.3	168.9	493 841.9	1 218.5
27	"Лукойл Енергия и Газ България" ЕООД	179.6	55.2	124.4	50.6	85 059.2	683.8
28	"Скът" ЕООД	8.9	0.2	8.7	1.3	2 183.0	250.2
29	"Девен" АД	361.1	117.8	243.3	97.6	271 596.2	1 116.2
30	"Свилоса" АД	436.3	52.1	384.3	188.1	518 024.4	1 348.1
31	"Свилоцел" ЕАД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
32	"Видахим" АД	316.5	66.3	250.3	75.3	201 110.0	803.5
33	"Захар" ЕАД	4.2	1.2	3.0	1.0	2 570.9	844.0
34	"Юлико - Евотрейд" ЕООД Пловдив	2.0	0.2	1.8	0.3	440.0	240.8

Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.

35	"Биовет" гр. Пещера	34.7	1.0	33.6	6.0	9 636.0	286.5
36	"АКТИВ КО" ООД, гр. Севлиево	0.0	0.0	0.0	0.0	4.3	771.7
37	"Димитър Маджаров-2" ЕООД	2.0	1.7	0.3	0.3	480.0	1 765.0
38	"Зебра"	1.9	1.0	0.9	0.3	521.0	611.0
39	"Овердрайв" АД	0.7	0.4	0.3	0.1	209.8	793.5
40	"Софиягаз" ЕАД	1.0	0.1	0.9	0.2	325.3	374.5
41	ТЕЦ "Унибел" АД Ямбол	6.5	2.2	4.3	0.8	1 301.5	303.9
42	МБАЛ -Търговище АД	0.4	0.3	0.2	0.2	273.1	1 575.9
43	ЧЗП "Румяна Величкова"	8.2	0.5	7.6	1.5	2 455.9	322.5
44	"Декотекс" АД	4.9	1.1	3.8	0.7	1 071.1	280.1
45	"В &ВГД Оранжерии Петрич " ООД	76.9	3.6	73.3	24.0	38 881.8	0.0
46	"Когрийн" ООД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
47	"Оранжерии Гимел - 200 дка" АД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
48	"Оранжерии Гимел - 500 дка" АД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
49	"Доверие Енергетика" АД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
50	Общо ЗТФЕЦ	1 983.6	437.3	1 546.3	617.1	2 142 573.9	1 385.6
51	ВЕИ	3 692.1	27.3	3 664.8	450.8	0.0	0.0
52	НЕК-ВЕИ	2 667.8	22.3	2 645.5	325.4	0.0	0.0
53	в т.ч. произв. от НЕК	1 907.7	18.9	1 888.9	232.3	0.0	0.0
54	закупена от незав. производители	349.3	3.5	345.8	42.5	0.0	0.0
55	От ВяЕЦ	404.8	0.0	404.8	49.8	0.0	0.0
56	От ФТЕЦ	6.0	0.0	6.0	0.7	0.0	0.0
57	От БЕЦ	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
58	Закупена от ЕРД ВЕИ	1 024.3	4.9	1 019.4	125.4	0.0	0.0
59	в т.ч. От ВЕЦ	497.9	4.9	493.0	60.6	0.0	0.0
60	От ВяЦ	430.5	0.0	430.5	52.9	0.0	0.0
61	От ФТЕЦ	94.9	0.0	94.9	11.7	0.0	0.0
62	От БЕЦ	1.0	0.0	1.0	0.1	0.0	0.0
63	ПАВЕЦ в генераторен режим	931.2	9.2	922.0	113.4	0.0	0.0
64	Брутно производство	50 682.3	4 930.5	45 751.7	16 860.5	30 882 482	675.0

2. Производство на електрическа енергия в страната през 2012г.

Производство на електрическа енергия в страната през 2012 г.

Централа	2012 г.					
	Брутно производство, ГВтч	СН, ГВтч	Нетно производство, ГВтч	Разход на горива и енергия, хил. туг	Емисии, т CO ₂	tCO ₂ /GWh
1 ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД	9 270.2	1 286.0	7 984.2	3 549.2	10 738 520.6	1 345.0
2 "Контур Глобал Оперейшънс България"	3 957.4	526.0	3 431.4	1 358.5	4 393 070.0	1 280.2
3 ТЕЦ "Марица 3" ЕАД	276.1	36.1	240.0	119.7	356 891.4	1 487.3
4 ТЕЦ "Бобов дол" ЕАД	1 786.2	196.5	1 589.7	689.8	2 019 110.3	1 270.1

Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.

5	ТЕЦ "Варна" ЕАД	1 535.4	114.1	1 421.4	558.2	1 580 779.9	1 112.2
6	"Топлофикация Русе" ЕАД - конд. част	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
7	ТЕЦ "Марица-изток 1" ЕАД	3 708.5	505.6	3 202.9	1 250.9	3 913 261.3	1 221.8
8	Общо ТЕЦ	20 533.9	2 664.3	17 869.6	7 526.3	23 001 633.5	1 287.2
9	АЕЦ "Козлодуй" ЕАД	15 785.2	924.3	14 860.9	5 743.1	0.0	0.0
10	Общо АЕЦ	15 785.2	924.3	14 860.9	5 743.1	0.0	0.0
11	"Топлофикация София" ЕАД	1 028.5	155.6	872.9	226.0	365 866.9	419.1
12	"ЕВН България Топлофикация" ЕАД	290.1	12.9	277.2	55.2	89 475.3	322.8
13	"Топлофикация Плевен" ЕАД	302.3	19.6	282.7	64.3	104 239.4	368.7
14	"Топлофикация Шумен" ЕАД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	#DIV/0!
15	"Топлофикация Перник" ЕАД	288.1	60.8	227.2	129.9	341 614.7	1 503.3
16	"Топлофикация Русе" ЕАД	363.9	60.1	303.8	145.7	417 309.6	1 373.5
17	"Топлофикация Сливен" ЕАД	180.1	32.3	147.8	44.6	118 002.3	798.2
18	"Топлофикация Габрово" ЕАД	6.3	0.0	6.2	2.4	6 688.3	1 072.5
19	"Топлофикация Казанлък" ЕАД	7.6	0.0	7.6	1.2	1 934.7	255.7
20	"Далкия Варна" ЕАД	65.8	2.8	63.0	11.9	19 230.5	305.4
21	"Топлофикация Враца" ЕАД	61.3	4.1	57.2	12.5	20 199.3	353.3
22	"Топлофикация Бургас" ЕАД	114.6	6.2	108.3	20.8	33 706.2	311.1
23	"Топлофикация Разград" ЕАД	18.0	0.0	18.0	2.7	4 348.7	241.7
24	"Топлофикация В.Търново" ЕАД	21.9	1.8	20.0	3.5	5 674.9	283.4
25	Общо ТФЕЦ	2 748.3	356.3	2 392.1	720.7	1 528 290.9	638.9
26	"Брикел" ЕАД	660.5	178.9	481.6	117.0	338 608.2	703.0
27	"Лукойл Енергия и Газ България" ЕООД	177.7	42.1	135.6	54.0	96 092.5	708.7
28	"Скът" ЕООД	4.4	0.0	4.3	0.6	957.8	222.6
29	"Девен" АД	416.2	117.4	298.8	116.8	290 655.0	972.7
30	"Свилоза" АД	268.2	36.9	231.3	121.5	304 775.6	1 317.4
31	"Свилоцел" ЕАД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
32	"Видахим" АД	356.1	74.6	281.5	94.3	252 534.4	897.1
33	"ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД	10.6	4.2	6.4	2.4	6 548.4	1 022.4
34	"Юлико - Евротрейд" ЕООД Пловдив	2.0	0.2	1.8	0.3	438.5	243.1
35	"Биовет" гр. Пещера	155.1	3.7	151.4	26.9	43 579.5	287.9
36	"Алт Ко" АД	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	318.2
37	"Димитър Маджаров-2" ЕООД	2.3	1.8	0.5	0.4	567.5	1 099.9
38	"Зебра"	1.3	0.6	0.7	0.2	304.4	453.1
39	"Овердрайв" АД	0.7	0.4	0.3	0.1	211.0	756.4
40	"Софиягаз" ЕАД	0.9	0.1	0.8	0.2	260.0	329.7
41	ТЕЦ "Унибел" АД Ямбол	5.5	1.8	3.7	0.9	1 453.5	392.9
42	МБАЛ -Търговище АД	0.4	0.2	0.2	0.2	263.5	1 593.0
43	ЧЗП "Румяна Величкова"	10.3	0.6	9.6	1.9	3 096.1	321.5
44	"Декотекс" АД	2.2	0.5	1.7	0.3	501.4	289.3
45	"В & ВГД Оранжерии Петрич " ООД	76.8	0.0	76.8	12.0	19 390.9	252.4
46	"Когрийн" ООД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
47	"Оранжерии Гимел - 200 дка" АД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
48	"Оранжерии Гимел - 500 дка" АД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
49	"Доверие Енергетика" АД	0.2	0.0	0.2	0.0	49.6	251.2
50	Общо ЗТФЕЦ	2 151.3	464.0	1 687.3	549.9	1 310 303.5	776.6
51	ВЕИ	5 195.0	30.9	5 164.1	635.2		
52	НЕК-ВЕИ	3 429.5	25.4	3 404.1	418.7		
53	в т.ч. произв. от ВЕЦ на НЕК	2 172.0	21.5	2 150.5	264.5		
54	закупена от незав. производители от ВЕЦ	391.7	3.9	387.8	47.7		

Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.

55	От ВяЦ	633.1	0.0	633.1	77.9	
56	От ФТЕЦ	195.0	0.0	195.0	24.0	
57	от БЕЦ	37.6	0.0	37.6	4.6	
58	Закупена от ЕРД ВЕИ	1 765.5	5.5	1 760.0	216.5	
59	в т.ч. От ВЕЦ	555.5	5.5	550.0	67.7	
60	От ВяЦ	584.3	0.0	584.3	71.9	
61	От ФТЕЦ	622.9	0.0	622.9	76.6	
62	От БЕЦ	2.8	0.0	2.8	0.3	
63	ПАВЕЦ в генераторен режим	857.0	8.5	848.5	104.4	
64	Брутно производство	47 270.7	4 448.3	42 822.4	15 279.6	

3. Производство на електрическа енергия в страната през 2013г.

Производство на електрическа енергия в страната през 2013 г.

Централа	2013 г.					
	Брутно производство, ГВтч	СН, ГВтч	Нетно производство, ГВтч	Разход на горива и енергия, хил. туг	Емисии, т CO ₂	tCO ₂ /GWh
1 ТЕЦ "Марица-изток 2" ЕАД	7 830.1	1 115.5	6 714.7	3 024.6	9 259 151.3	1 378.9
2 "Контур Глобал Оперейшънс България"	3 100.9	421.1	2 679.7	1 076.2	3 359 994.0	1 253.9
3 ТЕЦ "Марица 3" ЕАД	530.3	69.3	461.0	231.9	686 647.3	1 489.6
4 ТЕЦ "Бобов дол" ЕАД	1 832.0	200.0	1 632.0	697.9	2 031 146.1	1 244.6
5 ТЕЦ "Варна" ЕАД	566.4	39.7	526.7	210.0	592 737.9	1 125.3
6 "Топлофикация Русе" ЕАД - конд. част	1.0	0.1	1.0	0.6	1 501.3	1 570.9
7 ТЕЦ "Марица-изток 1" ЕАД	3 031.3	417.3	2 613.9	1 029.0	3 218 081.6	1 231.1
8 Общо ТЕЦ	16 892.0	2 263.0	14 629.0	6 270.3	19 149 259.5	1 309.0
9 АЕЦ "Козлодуй" ЕАД	14 171.2	855.1	13 316.1	5 239.4	0.0	0.0
10 Общо АЕЦ	14 171.2	855.1	13 316.1	5 239.4	0.0	0.0
11 "Топлофикация София" ЕАД	1 077.2	190.6	886.7	234.6	378 457.2	426.8
12 "ЕВН България Топлофикация" ЕАД	296.9	11.7	285.2	57.3	92 359.2	323.8
13 "Топлофикация Плевен" ЕАД	273.5	19.0	254.5	58.1	94 139.8	369.9
14 "Топлофикация Шумен" ЕАД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15 "Топлофикация Перник" ЕАД	328.9	66.4	262.5	141.0	368 997.2	1 405.5
16 "Топлофикация Русе" ЕАД	383.8	58.6	325.2	155.0	427 102.7	1 313.2
17 "Топлофикация Сливен" ЕАД	148.0	27.2	120.8	48.0	117 669.4	974.2
18 "Топлофикация Габрово" ЕАД	6.2	0.2	6.1	2.1	5 972.8	984.5
19 "Топлофикация Казанлък" ЕАД	2.6	0.0	2.6	0.4	0.0	0.0
20 "Далкия Варна" ЕАД	63.8	1.5	62.3	12.2	19 728.7	316.9
21 "Топлофикация Враца" ЕАД	61.5	4.1	57.4	12.6	20 384.4	355.0
22 "Топлофикация Бургас" ЕАД	126.9	6.1	120.7	21.5	34 802.6	288.2
23 "Топлофикация Разград" ЕАД	20.4	1.6	18.8	3.1	4 923.0	261.7
24 "Топлофикация В.Търново" ЕАД	21.2	1.8	19.3	3.4	5 546.1	286.7
25 Общо ТФЕЦ	2 810.9	388.7	2 422.2	749.5	1 570 083.3	648.2
26 "Брикел" ЕАД	656.6	182.4	474.2	117.0	353 945.5	746.3
27 "Лукойл Енергия и Газ България" ЕООД	175.5	41.1	134.4	45.0	81 498.1	606.3

Изчисление и прогноза на емисионния фактор на парникови газове на електроенергийната мрежа на Република България за периода 2014 – 2020 г.

28	"Скът" ЕООД	3.7	0.1	3.7	0.5	841.1	230.0
29	"Девен" АД	403.3	109.2	294.1	125.2	345 681.6	1 175.4
30	"Свилоса" АД	409.6	47.2	362.4	180.2	496 565.1	1 370.3
31	"Свилоцел" ЕАД	37.2	37.2	0.0	13.4	0.0	0.0
32	"Видахим" АД	360.2	71.5	288.7	76.5	199 779.7	691.9
33	"ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД	11.3	3.9	7.4	3.7	9 383.8	1 264.6
34	"Юлико - Евротрейд" ЕООД Пловдив	2.0	0.1	1.8	0.3	444.2	243.6
35	"Биовет" гр. Пещера	72.3	1.5	70.8	13.7	22 152.6	312.9
36	"Алт Ко" АД	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	331.0
37	"Димитър Маджаров-2" ЕООД	2.4	1.9	0.5	0.4	587.7	1 073.8
38	"Зебра"	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
39	"Овердрайв" АД	0.6	0.4	0.2	0.1	184.1	790.6
40	"Софиягаз" ЕАД	1.2	0.1	1.0	0.2	342.1	328.0
41	ТЕЦ "Унибел" АД Ямбол	6.5	2.0	4.5	1.0	1 621.7	362.5
42	МБАЛ -Търговище АД	0.3	0.2	0.1	0.0	65.2	517.4
43	ЧЗП "Румяна Величкова"	11.1	0.7	10.4	2.1	3 321.2	318.8
44	"Декотекс" АД	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
45	"В &ВГД Оранжерии Петрич " ООД	59.9	4.7	55.1	8.8	14 192.7	257.4
46	"Когрийн" ООД	21.0	0.4	20.6	3.7	6 014.7	292.4
47	"Оранжерии Гимел - 200 дка" АД	22.2	0.9	21.3	6.9	11 129.6	522.9
48	"Оранжерии Гимел - 500 дка" АД	20.0	1.0	19.1	6.4	10 333.8	541.3
49	"Доверие Енергетика" АД	0.6	0.0	0.6	0.1	142.1	250.7
50	Общо ЗТФЕЦ	2 277.7	506.6	1 771.1	605.1	1 508 244.3	851.6
51	ВИ	6 911.5	40.9	6 870.7	845.1	0.0	0.0
52	НЕК-ВИ	4 563.6	33.9	4 529.7	557.1	22 277 572.0	4 918.1
53	в т.ч. произв. от НЕК	2 964.5	29.4	2 935.1	361.0	0.0	0.0
54	закупена от незав. производители	458.3	4.5	453.7	55.8	0.0	0.0
55	От ВяЦ	724.4	0.0	724.4	89.1	0.0	0.0
56	От ФТЕЦ	366.7	0.0	366.7	45.1	0.0	0.0
57	От БЕЦ	49.7	0.0	49.7	6.1	0.0	0.0
58	Закупена от ЕРД ВИ	2 348.0	7.0	2 341.0	287.9	0.0	0.0
59	в т.ч. От ВЕЦ	697.0	6.9	690.1	84.9	0.0	0.0
60	От ВяЦ	649.1	0.0	649.1	79.8	0.0	0.0
61	От ФТЕЦ	994.2	0.0	994.2	122.3	0.0	0.0
62	От БЕЦ	7.7	0.1	7.6	0.9	0.0	0.0
63	ПАВЕЦ в генераторен режим	669.7	6.6	663.0	81.6	0.0	0.0
64	Брутно производство	43 733.0	4 060.9	39 672.1	13 790.9	0.0	0.0

