

конфиденциално

15.12.2011г.

Преглед на българския енергиен
пазар
Доклад за HSBC

NERA

Икономическо
консултиране

Конфиденциално

конфиденциално

Екип по проекта

Sean Gammons
Edward Kee
Richard Druce
Marco Schonborn
Robin Brejnholt
Matthew Mair

NERAИкономическо
консултиране
15 Stratford Place
London W1C 1 BE
United Kingdom
Tel: +44 20 7659 8500
Fax: +44 20 7659 8501
www.nera.com

NERA Economic
Consulting

Освобождаване от отговорност

Този доклад е предоставен на HSBS Bank Plc („Клиентът“) от NERA единствено за вътрешно ползване на Клиента, и с изключение на директорите, длъжностните лица, служителите и консултантите на Клиента, които имат необходимост от познаване му, няма да бъде предоставен в цялост или частично на трети лица, докато те първо не приемат условията на стандартното писмо за освобождаване от отговорност на NERA.

Този доклад не е инвестиционна консултация, нито пък предоставя мнение относно справедливостта на каквато и да е потенциална сделка за която и да е и всички страни. Няма трето лице бенефициент по отношение на този доклад и ние не поемаме никаква отговорност към което и да е трето лице. Мненията изразени в настоящия документ са валидни само по отношение на целите посочени тук и към датата на доклада.

Този доклад излага информацията, изискана съгласно условията за възлагане и е изготвена във вид, изрично изискан от тях. Настоящият доклад е предназначен да бъде четен и използван в цялост, а не частично. Отделянето или изменението на който и да е раздел или страница от основното тяло на настоящия доклад е изрично забранено и прави невалиден настоящия доклад.

Този доклад не е предназначен за всеобщо разпространение и публикуване, нито трябва да бъде използван, възпроизвеждан или разпространяван с никакви други цели извън тези, посочени в настоящия документ без предварителното писмено разрешение на NERA UK Limited („NERA“). Цялото съдържание или части от него, оценки изразени тук, или информация за фирмата, с която е свързан този доклад, не трябва да се разпространяват публично чрез рекламни медии, връзки с обществеността, новинарски медии, търговски медии, поща, директно радио разпространяване или пък по каквито и да е други обществени канали за комуникация без предварително писмено съгласие от страна на NERA.

Информация, предоставена от други, която се базира всички или части от този доклад, се счита, че е достоверна, но не е била потвърдена. Не се дава гаранция за точността на такава информация. Публичната информация, производствените и статистически данни са от източници, които ние считаме за надеждни; обаче не даваме гаранция за точността или пълнотата на тази информация и приемаме информацията, без да ѝ правим последващи проверки. При изготвянето на този доклад, ние сме се осланяли и приели верността на информацията, предоставена от различни източници, предоставящи информационни услуги за електрическия и газовия пазар.

Не се поема отговорност за промени на пазарните условия или закони, или наредби и не се поема задължение да се преразгледа доклада с цел отразяване на промени, събития или условия, които са настъпили след посочената тук дата.

Максималната сумарна отговорност на NERA, свързана с този доклад или която и да е услуга, предоставена във връзка с този доклад, се ограничава до заплащане на възнагражденията на NERA за нейните услуги. В никакъв случай NERA няма да бъде отговорна за каквито и да е наказателни, косвени или случайни вреди, включително, но не само, пропуснати ползи.

Бъдещи услуги относно предмета на този доклад, включително, но не само, свидетелски показания или участие в съдебно заседание, няма да се изискват от NERA, освен ако други споразумения не са сключени преди това в писмен вид.

Речник на термините

Акроним	Дефиниция
CEZ	České Energetické Závody
CIF	стойност, застраховка, навло (инкотерм)
CO2	Въглероден двуокис
EIU	Economist Intelligence Unit
EMS	Elektromreža Srbije
EVN	Energie Versorgung Niederösterreich
MEPSO	Македонски системен оператор за пренос на електроенергия
MMBtu	Милион британски термални единици
MMD	Mott MacDonald
NOx	Азотен оксид
PMUM	PIYASA MALI UZLAŞTIRMA MERKEZI
SO2	Серен диоксид
Sox	Серен оксид
TEIAS	Турска корпорация за пренос на електроенергия
TTF	Title Transfer Facility
U235	Уран 235
U308	Нечиста смес на уранови оксиди получена при обработването на уранова руда
UF6	Уранов хексафлуорид
USEC	Американска Корпорация за Обогаляване на Уран
АЕИ	Администрация за енергийна информация
АЕЦ	Атомна електроцентрала
АПТ	Американски петролен институт
АСЕР	Агенция за сътрудничество на енергийните регулатори
АСЕР	Агенция за сътрудничество на енергийните регулатори
БВП	Брутен вътрешен продукт
БЕХ	Български енергиен холдинг
БЕХ	Български енергиен холдинг
БП	Базиран на потока
БПК	Белене Пауър Кампъни
БЮРМ	Бивша югославска република Македония
ВВЕР	Водо-воден енергиен реактор
ВЕИ	Възобновяеми енергийни източници
ВЕИ	Възобновяеми енергийни източници
ВМОНК	Временна мисия на Обединените нации в Косово
ВПГ	Втечен природен газ
ГВ	Гиг ват
ГВе	Гигавата (електрически)
ГВч	Гигават час
ГЕП	Годишен енергиен преглед
ГСЕ	Гранични стойности на емисии
ГТКЦ	Газова турбина с комбиниран цикъл
ГТОЦ	Газова турбина с отворен цикъл
ДГГИ	Директива относно големите горивни инсталации
ДДГ	Десулфуризация на димни газове
ДИЕ	Директива за индустриалните емисии

ДИЕ	Директива за индустриалните емисии
ДИЕ	Директива за индустриалните емисии
ДКЕВР	Държавна комисия за енергийно и водно регулиране
ДКЕВР	Държавна комисия за енергийно и водно регулиране
ДПР	Дългосрочни пределни разходи
ЕГРЕПГ	Европейската група на регулаторите на електроенергия и природен газ
ЕИС	Електроенергийна Индустрия на Сърбия
ЕКФ	Европейска климатична фондация
ЕМОПСЕ	Европейска мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия
ЕМОПСЕ	Европейска мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия
ЕМОПСЕ	Европейска мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия
ЕО	Европейска общност
ЕОВС	Европейска общност за въглища и стомана
ЕП	Експлоатация и Поддръжка
ЕС	Европейски съюз
ЕСО	Електроенергиен системен оператор
ЕСТЕ	Европейска Схема за Търговия с Емисии
Закон за ЕВИ	Закон за енергията от възобновяеми източници
ИЕП	Директива за енергоемки продукти
ИКЦГ	Интегриран комбиниран цикъл на газификация
ИПКЗ	Интегрирана превенция и контрол на замърсяването
ИПЦ	Индекс на потребителските цени
кВ	Киловолта
КЕ в ЕС	Квоти за емисии в ЕС
км	Километри
КПР	Краткосрочни пределни разходи
ЛВ.	Български лев
ЛВС	Лихви по време на строителство
МААЕ	Международна агенция за атомна енергия
МАЕ	Международна агенция по енергетика
МАЕ	Международна агенция по енергетика
МВ	Мегават
МВФ	Международен валутен фонд
МВч	Мегават час
МЕЕР	Министерство на икономиката и Министерството на енергетиката и енергийните ресурси
МИЕТ	Министерство на икономиката, енергетиката и туризма
МОСВ	Министерство на околната среда и водите
МОХ гориво	Гориво от смесен окис
МР	Меморандум за разбирателство
МСКП	Междуправителствен съвет по климатични промени
МТУ	Масачузетски технологичен институт
МЧР	Механизъм за чисто развитие
МЧР	Механизъм за чисто развитие
НЕК	Национална електрическа компания ЕАД

НКП	Наличен капацитет за пренос
ННТ	Най-добри налични техники
НПвеР	Национални планове за разпределение
НПДВЕ	Национален план за действие за възобновяема енергия
НПР	Национален план за разпределение
НПР	Национален план за разпределение
НСК	Напредничав свръх-критичен
ОВОС	Оценка на въздействието върху околната среда
ОИСР	Организация за икономическо сътрудничество и развитие
ПГ	Пулверизирано гориво
ПГ в ЕС	Парникови газове в Европейския съюз
ПНТЦ	Проект за напреднали технологии за центрофугиране
ППДН	Пазар на принципа „ден напред“
ППТЦ	Права за пренос с търговска цел
ПСО	Преносен системен оператор
ПТС	Правила за технически норми
РБА	Регулаторна база на активите
РВН	Реактор с вода под налягане
РЕ	Регулиране на електроенергията
РКВ	Реактор с кипяща вода
РКУП	Разпределяне на капацитета и управление на претоварването
РПД	Регионален план за действие
РСЕО	Регулаторен съвет на Енергийната общност
РСЕО	Регулаторен съвет на Енергийната общност
СЕР	Световни енергийни перспективи
СЕРЕ	Сертифицирани единици редуцирани емисии
СЗЕ	Споразумение за закупуване на енергия
СИ	Съвместно изпълнение
СКПЕ	Съюз за координация преноса на електроенергия
СКР	Селективна каталитична редукция
СКР	Селективна каталитична редукция
СПЗ	Стойност на пропуснато захранване
ТВЕ	Тон въглищен еквивалент
ТВч	Терават час
ТЕМ	Транс-европейски мрежи
ТТГ	Тежко течно гориво
УСВ	Улавяне и съхранение на въглерод
УСВ	Улавяне и съхранение на въглерод
ЮИЕ	Югоизточна Европа

1. Въведение.

Банка HSBC възложи на NERA Economic Consulting да извърши преглед на българския енергиен пазар, за да оцени позицията на предложението за Атомна Електроцентрала Белене (“АЕЦ Белене”) в рамките на пазара и да направи прогнози за базовите цени на електроенергията на едро.

Проектът АЕЦ Белене се разработва “на зелено” и ще бъде разположен около град Белене в северна България. Очаква се АЕЦ Белене да е с капацитет 2000 MW и да се състои от два блока от по 1000 MW всеки.

Останалата част от доклада е структурирана както следва:

Глава 2 съдържа преглед на съответните Европейски уредби, които се отнасят до енергийния сектор и други свързани сектори (н.п. регламент за въглеродния диоксид);

Глава 3 съдържа преглед на пазара на електроенергия в Югоизточна Европа;

Глава 4 съдържа преглед на пазара на електроенергия в България

Глава 5 описва тенденциите в принципите на българския енергиен пазар, като покрива предлагане, търсене и търговия между пазарите в региона;

Глава 6 описва търговските договорености в България във връзка с енергийния пазар на едро;

Глава 7 описва пазара на електроенергия на дребно в България;

Глава 8 описва договореностите в региона относно доставката на горива;

Глава 9 описва пазарите, свързани с околната среда, които засягат българския енергиен пазар, включително пазара на въглеродни емисии;

Глава 10 описва подхода ни към моделиране и допускания и представя нашите прогнози за България за еволюция на пазар на едро;

Глава 11 заключение.

2. Регулаторна среда в ЕС

България е държава-членка на Европейския съюз (ЕС), и следователно се подчинява на нормативната урдеба на ЕС относно либерализиране на енергийния пазар, конкурентоспособност, насърчаване използването на енергия от възобновяеми енергийни източници и прагови стойности на замърсяващите емисии, като конкретните изисквания са установени в договора ѝ за присъединяване към ЕС. Поради това че е сравнително нова държава-членка - България се приежда на 1 януари 2007 - на България са предоставени няколко дерогации от правилата, които са в сила за повечето от останалите държави-членки, като тези дерогации обикновено са под формата на удължени графици за привеждане в съответствие със стандартите на ЕС.

Енергетиката беше в сърцето на създаването на Европейския съюз. Свободната търговия с въглища (и стомана), и по този начин пазарно образуване на цената на въглища, беше основен стълб за основополагащия Договор за Европейска общност за въглища и стомана (ЕОСВ), предшественик на договорите, създаващи Европейската общност.

Настоящата обща регулаторна рамка в ЕС по отношение на пазара на електроенергия беше актуализирана през 2009 година посредством Директива 2009/72/ЕО от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и свързаните регламенти (н.п. относно трансгранична търговия), както и други правила на ЕС, ръководещи пазарите на горива, пазарите, свързани с околната среда и политиката на конкурентоспособност.

Директива 2009/72/ЕО е част от известния като „Трети енергиен пакет“, който включва и директива относно природния газ, както и 3 регламента.¹ Докато държавите - членки имаха срок до 3 март 2011 г. да приложат двете директиви, регламентите влязоха в сила още същия ден. Дълго продължилото Разследване в енергийния отрасъл, инициирано от страна на Европейската комисия, през януари 2007 година беше последвано от третия пакет, който специално се фокусира на ефективното отделяне на енергийните мрежи от търговските дейности.² През 2003 Европейската комисия основа Европейската група на регулаторите за електроенергия и природен газ (ЕГРЕПГ) като консултативен орган по въпросите на вътрешния енергиен пазар.³ В състава на Групата влизат ръководителите на всички национални регулаторни власти или техни представители и има за цел да подпомогне консолидирането и наблюдението на вътрешния енергиен пазар, и по-специално да улесни трансграничния обмен на електроенергия. През следващите месеци (след прилагането на

¹ При пазарите на газ, съответната директива е Директива 2009/73/ЕО от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ. Трите регламента се отнасят до условията за достъп до газопреносни мрежи за природен газ ((ЕО) № 715/2009), условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия ((ЕО) № 714/2009) и създаването на Агенция за сътрудничество на енергийните регулатори АСЕР ((ЕО) № 713/2009)

² Доклад за разследването в енергийния отрасъл на ГД „Конкуренция“ (SEC(2006)1724, 10 януари 2007 година)

³ Решение на Комисията 2003/796 от 11 ноември 2003 година

третия пакет) ЕГРЕПГ ще бъде заменена от Агенция на ЕС за сътрудничество на енергийните регулатори (АСЕР), която е предназначена да осигури ефективно сътрудничество между националните регулаторни власти и да взема решения по трансгранични въпроси.

Съществуват няколко законодателни актове в областта на енергийния пазар, които засягат енергийните пазари в ЕС, но оказват незначително отражение върху ценообразуването на енергийните пазари на едро или върху производството на възобновяема енергия (ДВЕ). Например, регламентът за отпускане на помощ от Общността в областта на трансевропейските мрежи (ТЕМ)⁴ и Договорът за енергийната харта относно външно енергийно сътрудничество,⁵ Директиви относно производство и изследване на въгледороди,⁶ Договорът за Евратом относно общ пазар на ядрени руди и горива. Тази глава не обхваща тези сфери.

2.1. Пазарът на електроенергия

2.1.1. Рамка на електроенергийния пазар в ЕС

Рамката на електроенергийния пазар в ЕС е изложена в „първата“, „втората“ и „третата“ електроенергийни директиви, които успешно усъвършенстват приложимите правила.⁷ Втората Директива установява, че срокът за пълното отваряне на пазара за всички търговски предприятия е до юли 2004 г., а за местни потребители - до юли 2007 г. Директивата изисква всички нови производства на електроенергия да бъдат отворени за конкуренция посредством система за разрешение, която да бъде ръководена от обективни, прозачни и недискриминационни критерии, както и да бъде осигурен достъп на трети страни до преносните и разпределителните системи в съответствие с пълното отваряне на пазара. Доколкото ни е известно, България подлежи изцяло на изискванията на Втората Директива, включително и на изискването пазарите на дребно да бъдат 100% дерегулирани до 1 юли 2007. Въпреки че България е въвела това изискване, страната поддържа регулирани цени за всички крайни потребители, използвайки същия модел като Франция, Испания, Италия и някои други държави.

Прилагането на Директивата не е еднакво навсякъде в ЕС и в някои случаи е довело до нарушения от страна на държави-членки. През март 2006 ЕК предприе процедури срещу 17

⁴ Регламент 2236/95/ЕО посочва общите правила, уреждащи отпускането на помощ от Общността за трансевропейски мрежи (ТЕМ)

⁵ Европейският договор за енергийната харта (16 април 1998) създава рамка за недискриминационно ценообразуване, междуправителствено сътрудничество и уреждане на спорове.

⁶ Директива 94/22/ЕО: „Директива за въгледородите“ относно правилата на ЕС за разрешение на дейности нагоре по веригата и Директива 94/22/ЕО относно условията за предоставяне и ползване на разрешения за проучване, изследване и производство на въгледороди.

⁷ 2009/72/ЕО, 2003/54/ЕО и 96/92/ЕО

от общо 25-те членки на ЕС за това, че не са приложили правилно Директивата, включително проблеми като непълно отделяне, ролята на регулаторите, регулираните цени и правата на приоритет за предишни договори.⁸

На 29 януари 2009 г. Европейската комисия издаде мотивирано становище (втората стъпка в процедурата по нарушение) към България за неспазване на втората директива за електроенергията (2003/54/ЕО). Комисията счита, че правилата, задължаващи основните производители на електроенергия да продават на заварения доставчик (НЕК) квота от произведената от тях електроенергия на регулирана цена на изкупуване, може да доведат до нарушения в отварянето на пазара на електроенергия. Комисията каза също, че съществуват нередности в прилагането на принципа за достъп на трети страни, съдържащ се в Директивата за електроенергията, и на тръжните правила за разпределяне и предоставяне на преносния капацитет към Регламента за електроенергията.⁹

През юни 2010 година ЕК изпрати общо 35 мотивирани становища до 20 държави-членки, включително България, поради това, че не са въвели и приложили изцяло различни аспекти на законодателството на ЕС относно създаването на единен газов и електроенергиен пазар. В контекста на електроенергийния пазар в България Комисията заяви, че:¹⁰

разпоредбите относно мрежови такси не са в съответствие с изискванията на законодателството на ЕС;

информацията относно междусистемния капацитет е недостатъчна;

претоварването на мрежата се управлява по начин, който не е в съответствие с изискванията на законодателството на ЕС; и

липса при всички междусистемни електропроводи на механизъм за управление на претоварването през текущия ден, както и липса на единна процедура за разпределение на капацитета.

В допълнение към третата директива, последващи законодателни актове засилиха някои от аспектите на пазарната рамка. Третият пакет включва регламент относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия. През 2005 година Директива 2005/89/

⁸ Официални уведомителни писма, представляващи първия етап от процедурата по нарушение, бяха изпратени на Австрия, Белгия, Република Чехия, Германия, Испания, Финландия, Франция, Гърция, Ирландия, Италия, Литва, Латвия, Полша, Швеция, Словакия и Обединеното Кралство. ЕК премина към втория етап на процедурата срещу всички изброени освен Финландия.

⁹ Комисия на ЕС, „Комисията връчва мотивирано становище на България за несъответствие с Директивата за електроенергията”, 29 януари 2009, IP/09/181

¹⁰ „Енергетика: Европейската комисия изисква от 20 държави-членки незабавно да въведат и приложат правилата за единния пазар”, Съобщение за пресата, IP/10/836, 24 юни 2010 и „Енергетика: Европейската комисия изисква от 20 държави-членки незабавно да въведат и приложат правилата за единния пазар - информационни справки по държави”, Съобщение за пресата, MEMO/10/275, 24 юни 2010.

ЕО¹¹ въведе мерки за гарантиране сигурността на доставките на електроенергия и инфраструктурните инвестиции; като тя беше приложена през февруари 2008 година.

2.1.2. Третият енергиен пакет¹²

През септември 2007 година Европейската комисия лансира „Третия енергиен пакет“ като целта беше да преработи на Европейско равнище регулаторната рамка по отношение на електроенергията и газа. Пакетът беше приет през юли 2009 година и държавите-членки имаха срок до 3 март 2011 г. да транспонират двете директиви в националното си законодателство. Три регламента, които са също част от третия пакет, влязоха в сила още същия ден. Сред ключовите елементи от Третия енергиен пакет бяха:

по-ефикасни разпоредби за отделяне по отношение на операторите на преносните системи и преносните дружества;¹³

разширени правомощия и „истинска“ независимост на националните регулатори, както и създаването на Агенция на ЕС за сътрудничество между енергийните регулатори (АСЕР). Европейската агенция за сътрудничество ще се съсредоточи, по-специално върху трансграничните въпроси и вътрешния пазар. ЕГРЕПГ ще бъде закрыта, а нейните дейности ще се поемат от АСЕР;

насърчаване трансграничното сътрудничество и инвестиции чрез създаването на Европейска мрежа на операторите на преносни системи;

по-голяма прозрачност на пазара при експлоатация на мрежите и доставки;

защита на енергийните потребители, по-специално уязвимите потребители.

2.1.3. Съюз за координация на преноса на електроенергия

България е член и на Съюза за координация на преноса на електроенергия (СКПЕ), асоциацията на операторите на преносни системи в континентална Европа. Под егидата на СКПЕ всеки ОПС отговаря за координирането на експлоатацията на собствената си система с тази на съседни ОПС, с цел да се гарантира сигурна и надеждна преносна услуга в цялата

¹¹ Директива 2005/89/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 18 януари 2006 година относно мерки за гарантиране сигурност на доставките на електрическа енергия и инфраструктурните инвестиции (текст от значение за ЕИП), Официален вестник 33 , 04/02/2006 стр. 22 - 27

¹² „Въпроси и отговори, свързани с третия законодателен пакет относно вътрешен Европейски пазар на газ и електроенергия“, Съобщение за пресата, МЕМО/11/125, 2 март 2011 г.

¹³ Правилата по отделяне трябва да бъдат спазени до 3 март 2012.

зона на СКПЕ. Важен елемент от тази схема е, че е възможно резервът за непредвидени случаи да се поделя в системата на СКПЕ спрямо изисквания, утвърдени от СКПЕ.

По силата на разпоредбите на СКПЕ, ОПС могат да спазят своите задължения по отношение на резерва си посредством комбинация от различни методи, включително чрез пряко сътрудничество между два ОПС. СКПЕ заедно с няколко европейски регулатора и ОПС наскоро обсъдиха възможността за адаптирането на традиционния модел на пряко сътрудничество между 2 ОПС, за да позволи интеграция на балансиращите пазари във всички контролни зони на ОПС, като това ще се осъществи чрез търгуване в реално време между 2 ОПС на базата на наддавания и оферти на балансиращия пазар. Като примери могат да се приведат инициативите на Франция, Белгия и Холандия за създаване на интегрирани балансиращи пазари, за да се насърчи увеличаването на трансграничната търговия през текущия ден между тези пазари. Европейската комисия и ЕГРЕПГ активно подкрепят тези инициативи, и следователно съществува вероятност да се извърши допълнително интегриране, което да засегне България в бъдеще. Понастоящем не ни е известно да има конкретни инициативи в тази насока. Допълнителната интеграция може да увеличи ефикасността на балансиращите пазари, например като се насърчи по-ефикасно диспечирание в контролните зони като цяло; това може да доведе и до намаляване общия брой на централите в режим на резерв за предоставяне на допълнителни услуги, но на практика е трудно да се прогнозира какъв ще е ефектът на по-силна интеграция, ако не се оценят по-конкретни предложения относно такава политика.

СКПЕ е понастоящем официално инкорпориран в по-обхватната Европейска мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия (ЕМОПС за електроенергия), въпреки че това не се е отразило на вече съществуващи договорености относно експлоатацията на мрежите между ОПС в рамките на СКПЕ.

2.2. Разпоредби/нормативна урдеба в областта на изменението на климата.

В основата на разпоредбите на ЕС в областта на изменението на климата стои Схемата на ЕС за търговия с емисии (СТЕ на ЕС), която ограничава емисиите на въглероден диоксид и е в сила от 1 януари 2005. ЕК наскоро искаше да засили ангажимента, който ЕС пое за намаляване на емисиите на CO₂, като предложи „Пакет за действия в областта на изменението на климата и възобновяемите енергийни източници“, който беше одобрен от Европейския съвет на 9 март 2008, но при определени условия - за да постигне съгласие Съветът прие всяка държава-членка да има право на вето върху конкретните правила, които определят степента на нейните усилия за намаляване на емисиите. По този начин държавите-членки може да предоговарят индивидуалните цели, които са им разпределени в законопроекта. Пакетът задължава ЕС да намали емисиите си на въглероден диоксид с най-малко 20% до 2020 година, като използва следните мерки:

увеличаване на дела на възобновяема енергия от общата енергия, използвана в електроенергийния, топлинния и транспортния сектор;

подобряване на енергийната ефективност в ЕС с 20% до 2020 година, като предстои ЕК да определи ясни мерки за мониторинг за спазването на тази цел;

укрепване СТЕ на ЕС и засилване на мерките за намаляване на емисии, произведени от сектори извън обхвата на СТЕ;

разработване на политика за безопасно за околната среда улавяне и съхранение в геоложки обекти на CO₂.

Поради това, че пакетът включва цел за намаление с 20% на емисиите на CO₂, постигане на 20% дял на енергията от възобновяеми източници и подобряване с 20% на енергийната ефективност, пакетът е известен като „20/20/20 до 2020“. По-долу ще очертаем основните компоненти на тази рамка.¹⁴

2.2.1. СТЕ на ЕС

Схемата за търговия с емисии на ЕС беше въведена през 2003 година от Директивата за търговия с емисии 2003/87/ЕО на Европейския парламент и на Съвета на министрите. СТЕ на ЕС, която представлява схема за търговия с предварително фиксиране на определени прагови стойности („cap and trade“ схема), налага общи допустими граници за CO₂ емисии от определени източници, произведени в 27-те държави-членки на ЕС като цяло,¹⁵ и е един от основните инструменти, приет от ЕС, с цел да изпълни ангажиментите си по силата на Протокола от Киото за намаляване на емисиите си на CO₂. Източниците, влизащи в обхвата на СТЕ на ЕС, са изброени в Приложение I към Директивата. Списъкът включва производство на електроенергия, големи инсталации в някои промишлени сектори, както и горивни инсталации с топлинен капацитет над 20 MW. Като цяло СТЕ на ЕС понастоящем обхваща около 12,000 инсталации, които съставляват 45% от емисиите на CO₂ в ЕС. Всяка инсталация, която попада в обхвата СТЕ, има задължение за връщане на квоти, равни на общото количество емисии от инсталацията за всяка година.

Предвиждаха се два етапа на СТЕ на ЕС, като очакването беше схемата да бъде удължена след приключване на втория етап. Първият етап на СТЕ на ЕС продължи в периода 2005-2007 година, а понастоящем се прилага вторият 5-годишен етап от СТЕ на ЕС, който е в периода 2008-2012 година, и съвпада с първия Период на поети задължения по Протокола от Киото.

¹⁴ Съществуват и други законодателни актове относно околната среда, които обхващат енергийна ефективност, включително данъчно облагане на енергийните продукти, енергийните характеристики на сградите, енергийна ефективност на домакинските уреди и офис оборудването. За пълен списък с тези законодателни актове, виж <http://europa.eu/scadplus/leg/en/s14000.htm>

¹⁵ 27 членки след присъединяването на Румъния и България на 1 януари 2007 г.

За всеки от първите два етапа, всяка от държавите-членки взе решение да отпусне безплатни квоти за инсталациите, попадащи в обхвата на СТЕ, както е описано в Националния план за разпределение на квоти (НПР) на съответната държава-членка.

СТЕ на ЕС позволява държавите-членки да имат възможността да покрият част от задълженията си посредством кредити, придобити от проекти по механизмите „Чисто развитие“ (МЧР) и „Съвместно изпълнение“ (СИ).¹⁶ Посредством проекти по тези механизми сертифицираните кредити за намалени емисии, получени извън ЕС, могат да се преобразуват в квоти от СТЕ на ЕС. Правилата, определящи използването на кредити, придобити чрез МЧР и СИ, се съдържат в Директива 2004/101/ЕО. Въпреки че генерирането на кредити от МЧР и СИ зависи от това инвеститори да развият такива проекти и да изпълнят необходимите административни процедури и процедури за проверка, тези кредити имат потенциал да бъдат значителен източник на квоти. Кредитите са включени в НПР на някои държави и също могат да се купят свободно от отделни оператори на инсталации.

През януари 2008 година, направи предложение за директива, която да укрепи, разшири и подобри функционирането на СТЕ след 2012 година. Предложението беше прието от Европейския съвет на 6 април 2009 г. и одобрено от Парламента в Директива 2009/29/ЕО от 23 април 2009 г. Тази директива въвежда следните основни изменения:¹⁷

Секторите, обхванати от СТЕ на ЕС, следва да закупят 20% от разрешените си емисии на търгове през 2013 година. Тази норма постепенно ще се увеличи до 70% през 2020 година, с оглед да достигне 100% през 2027 година.

Производителите на енергия няма да получат безплатни квоти и ще бъдат задължени да придобият всички свои квоти за емисии на търгове. Въпреки това десет държави-членки, включително България, които са силно зависими от фосилни горива, ще имат възможност да поискат дерогация в това отношение. Тези държави-членки имат право да договорят дерогация, според която през 2013 година да въведат най-малко 30% отдаване на търг на квоти в електропроизводствения сектор, като този дял постепенно ще нарастне до 100% през 2020 година. За да се предотврати изкривяване на пазара, в замяна на отпуснатите безплатни квоти на производителите на енергия, получателите на безплатни квоти се задължават да

¹⁶ Механизмът „Съвместно изпълнение“ се отнася до проекти за намаляване на емисиите, предприети в държави, включени в приложение Б към Протокола от Киото, и където разрешителните се прехвърлят в друга държава, от приложение Б (държавите, включени в приложение Б, са 39-те държави, на които Протокола от Киото поставя прагови стойности на емисиите. Кредитите за емисии, които се получават при проекти Съвместно изпълнение, се наричат единици редуцирани емисии (ЕРЕ). Механизмът „Чисто развитие“ се отнася до намаляване на емисии, произведени в държави, които не са включени в приложение Б (н.п. Китай) и прехвърлени на държава от приложение Б. Кредитите, които се получават чрез механизма „Чисто развитие“, се наричат сертифицирани единици редуцирани емисии (СЕРЕ) .

¹⁷ Съвет на Европейския съюз, „Съветът приема законодателен пакет във връзка с изменението на климата и енергетиката“, Съобщение а пресата, 8434/09 (Presse 77), 6 април 2009; Комисия на ЕС, „Европейската комисия приветства приемането на пакет от документи във връзка с изменението на климата и енергетиката, Съобщение за пресата, IP/09/628; Комисия на ЕС, Мемо/08/796.

направят инвестиции в областта на чистите технологии, които инвестиции да бъдат равни на пазарната стойност на квотите, които са получили.

Създаване на механизъм за солидарност в подкрепа на не толкова богатите страни от ЕС, включително България. Тези държави-членки ще получат по-голямо количество квоти, за които да се проведе търг, т.е. 12% повече в сравнение с реалния им дял в емисиите на парникови газове в ЕС като цяло.

В случай, че възникне риск от “изтичане на въглерод” и има изместване на инвестиции и производство към страни с по-ниски стандарти за качество на околната среда, Общността може да разпредели 100 % безплатни квоти на някои отрасли.

Единни прагови стойности на парникови емисии за целия ЕС вместо национални.

В СТЕ ще бъдат включени няколко нови промишлени сектора (н.п. алуминий, производители на амоняк, авиокомпаниии...)

В обхвата на СТЕ ще попаднат още два газа: азотен оксид и перфлуоровъглероди.

Държавите-членки ще имат право да изключат малки инсталации от обхвата на схемата, което ще доведе до съответното намаляване на тавана на квотите в целия ЕС.

8-годишен период за търгуване през третата фаза на СТЕ, който ще продължи от 2012 до 2020 година, и ще осигури предсказуемост за инвеститорите в по-голяма степен, отколкото през първа и втора фаза.

2.2.2. Програми за зелена енергия

Производството на електроенергия от възобновяеми енергийни източници досега се насърчава посредством рамката, заложена в Директивата за възобновяема енергия (2001/77/ЕО).¹⁸ Директивата определя индикативна цел от 22% за целия ЕС за дела на електроенергията, произведена от възобновяеми енергийни източници в брутно потребление на електроенергия до 2010 г. Освен изискването за определяне на количествени стойности на националните цели относно потреблението на възобновяема електроенергия, Директивата налага въвеждането на национални схеми за подпомагане, опростени административни процедури и недискриминационни критерии за достъп до преноса и разпределението на зелена електроенергия.

¹⁸ Директива 2001/77/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 27 септември 2001г. относно насърчаване на производството и потреблението на електроенергия от възобновяеми енергийни източници на вътрешния електроенергиен пазар, допълнена по случай присъединяването на Полша, България и Румъния.

През декември 2005 година Европейската комисия прие доклад относно подпомагане производството на електроенергия от възобновяеми източници, като заключението на доклада е, че повече от половината от държавите-членки не насърчават достатъчно производството и потреблението на зелена електроенергия.¹⁹ Докладът установява, че понастоящем преференциалните изкупни цени за електроенергия от възобновяеми източници (feed-in tariffs) са като цяло по-ниски и по-ефективни от системите за определяне на квоти за производство на „зелена енергия“ и търговия със зелени сертификати. В резултат на това, Европейската комисия се отказва да налага или предлага хармонизирана система за стимули за производство на енергия от възобновяеми източници.

Наскоро приетата Директива 2009/28/ЕО поставя цел за постигне на 20-процентен дял на енергията от възобновяеми източници в електропотреблението на електроенергийния, топлоенергийния и транспортния сектор, както и обвързващи национални цели до 2020, които да са в съответствие с целта от 20% за ЕС като цяло. Държавите-членки следва да транспонират новата директива в националното си законодателство до 5 декември 2010г. Общата цел за България е дялът на електроенергията, произведена от възобновяеми енергийни източници, в брутно крайно потребление на електроенергия да достигне 16% до 2020 година.²⁰ За сравнение, дялът през 2009 година е бил 11,6%.²¹ Целта за постигне на 10-процентов дял на електроенергията, произведена от възобновяеми енергийни източници, в енергийното потребление в транспортния сектор, е еднакво приложима във всички държави-членки.

Общият подход, следван от директивата, е да бъде оставена на държавите-членки възможността да преценят какво да е участието на тези сектори в достигане на тяхната национална цел, като дял от поне 10 % на възобновяемата енергия в транспортния сектор до 2020 г. трябва също да се достигне. След като спазят това изискване, държавите-членки имат право на избор на такъв начин на насърчаване на възобновяемата енергия, който най-добре да съответства на техния национален потенциал и специфични условия.

Директивата въвежда обща система за издаване на сертификати за произход на енергията, произведена от възобновяеми енергийни източници, която да отчита общото производство на възобновяема енергия в Общността, както и автоматична формула за изчисление на индикативната крива на постигане на целта за 2020 година. Целта на сертификатите за произход е да се създаде възможност те да могат да се прехвърлят между държавите-членки, при условие, че една от тях е надвишила своя собствен дял, предвиден в индикативната

¹⁹ Съобщение на Комисията: Подпомагане производството на електроенергия от възобновяеми енергийни източници, COM(2005) 627, Брюксел, 7.12.2005г.

²⁰ "Брутно крайно потребление на енергия" означава енергийните продукти, доставяни за енергийни цели на промишлеността, транспорта, домакинствата, услугите, включително обществените услуги, селското стопанство, горското стопанство и рибното стопанство, включително потреблението на електроенергия и топлинна енергия от енергийния сектор за целите на производството на електроенергия и топлинна енергия и включително загубите при разпределението и преноса на електроенергия и топлинна енергия.

²¹ Източник: Евростат.

крива. Също така сертификатите имат за цел да създадат система за издаване на предварително разрешение за търговия със сертификати между фирми в различни държави-членки. Такава система не заменя и не е в конфликт с правото на отделни държави-членки да изберат дали да въведат преференциални цени за възобновяема енергия или система за издаване на зелени сертификати, а създава механизъм, чрез който държавите-членки да могат да прехвърлят цели помежду си, за да намалят разходите си. Всъщност тази възможност е политически противоречива, тъй като някои зелени групи считат, че представлява начин, по който някои държави-членки да избегнат ангажиментите си и така да подкопае “екологизирането” на европейските енергийни пазари. Следователно е възможно държавите-членки да не се възползват значително от гъвкавостта, която тази система предоставя.

Освен това директива 2009/28/ЕО определя и други изисквания за улесняване разпространението на възобновяеми енергийни източници, свързани с административните процедури, нормативни разпоредби и кодекси, информация и обучение и достъп до мрежата.

Директивата постановява непрекъснат мониторинг на усилията на всяка държава-членка да постигне целите си чрез “национални планове за действие”, които определят по какъв начин държавата-членка ще изпълни обвързващите си цели. В случай, че делът на възобновяемата енергия в националното електропотребление падне под индикативната крива, установена в предложената директива, тези национални планове трябва да бъдат внесени отново.

Директивата обаче не съдържа конкретни разпоредби относно принудително изпълнение или нарушения, и следователно следва да се приложат стандартните процедури по принудително изпълнение и нарушение на Комисията, ако е необходимо. Първият етап на процедурата по нарушение е официално уведомително писмо, а вторият етап е мотивирано становище. След този етап Комисията разполага с право на преценка по отношение сезирането на Съда, който има правомощия да наложи глоби в размер на много милиони евро.

2.2.3. Енергийна ефективност

Понастоящем са в сила няколко директиви за насърчаване на енергийната ефективност, сред тях е директивата за насърчаване на комбинираното производство на енергия²² и директивата

²² Директива 2004/8/ЕО от 11 февруари 2004 година относно насърчаване на комбинираното производство на енергия, основаващо се на търсенето на полезна топлоенергия във вътрешния енергиен пазар, Официален вестник 52, 21.2.2004 г., стр. 50–60

за ефективност при крайното потребление на енергия.²³ Според директивата за енергийна ефективност всяка държава-членка следва да определи индикативна цел на енергоспестяване от 9% до 2016 година. Директивата за насърчаване на комбинираното производство на енергия не поставя цели, но приканва държавите-членки да проведат анализи по отношение на потенциала за високоефективно комбинирано производство на енергия. Следователно новата цел за подобряване на енергийната ефективност в ЕС с 20% до 2020 година подсилва вече съществуващите цели и програми.

От нашия прочит на конкретните предложения на Европейската комисия относно прилагането на новата цел изглежда, че основният подход, който се приема, е да се затегнат изискванията за уредите и съоръженията, използващи енергия, за да се гарантира, че те отговарят на по-строги стандарти за енергийна ефективност. Доколкото разбираме, няма предложения нито за разпределение на дяловете между държавите-членки, нито за механизми за надеждно измерване или принудително изпълнение. Следователно целта за момента следва да се разглежда само като индикативна или пожелателна.

2.3. Уредба в областта на емисиите от промишлеността

Освен нормативните уредби по отношение на емисиите от парникови газове, в Европейския съюз съществуват и специални разпоредби в областта на емисиите от други замърсяващи газове, които имат значителен ефект върху експлоатацията на електроцентрали на фосилни горива в електроенергийния сектор.

Директивата относно големи горивни инсталации (ДГГИ), която влезе в сила на 1 януари 2008 г., определя пределни стойности на емисиите на азотни оксиди (NO_x), серен диоксид (SO₂) и прах от инсталации с номинална топлинна мощност равна или по-голяма от 50 MW.²⁴ ДГГИ дава възможност на държавите-членки да определят пределно допустими стойности на емисиите (ПДСЕ), като тази норма се прилага непрекъснато, или да въведат Национален план за намаляване на емисиите (НПНЕ), който да постави пределна стойност на всички емисии. На практика обаче ДГГИ изисква съществуващите инсталации на въглища “сами да избераат”

²³ Директива 2006/32/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 5 април 2006 година относно ефективността при крайното потребление на енергия и осъществяване на енергийни услуги, Официален вестник L114, 27.4.2006 г., стр. 64–85. На 29 януари 2009 г. Европейската комисия изпрати “мотивирано становище” (вторият етап от процедурата по нарушение) на 20 държави-членки, включително България, за това, че не са съобщили за транспонирането в тяхното законодателство на Директивата за осъществяване на енергийни услуги. Виж Комисия на ЕС, “20 държави-членки все още не са в съответствие със законодателството на Общността за повишаване на енергийната ефективност”, 29 януари 2009 г., IP/09/182. Европейският парламент докладва, че България е заявила пълното транспониране на Директива 2006/32/ЕО и е уведомила Европейската комисия относно няколко национални мерки, които транспонират директивата, като законът за енергийна ефективност от 14 ноември 2008 г. В момента Комисията проверява съответствието на националните мерки, транспониращи директивата, и за целта изпрати искане за информация на българските власти през декември 2010 година. Виж Европейски парламент, Съобщение за членовете на ЕП, PE 420.033, 3 март 2011 г.

²⁴ Директива 2001/80/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 23 октомври 2001 г. за ограничаване на емисиите на определени замърсители във въздуха, изпускани от големи горивни инсталации.

да спазят пределните стойност, заложи в ДГГИ, и да изградят система за десулфуризация на димните газове (ДДГ), или “да откажат” като предпочетат дерогацията относно ограничения брой оперативни часове, която позволява инсталациите да са в експлоатация до 20 000 часа след 1 януари 2008 г. и да затворят напълно до края на 2015 година. Вследствие на това в много пазари в Европа някои въглищни централи са принудени да спрат работа рано, което резултира в затрудняване на баланса между производството и потреблението и нарастващ натиск върху цените на електроенергия на едро.

Директивата за комплексно предотвратяване и контрол на замърсяването (КПКЗ) регулира нивата на замърсяване, включително на емисии на серен диоксид (SO₂) и азотни оксиди (NO_x), но обхваща и всички производствени процеси в промишлеността.²⁵ Директивата за КПКЗ в някои случаи може да наложи по-строги задължения от ДГГИ. Директивата налага, след 2006 година, всички оператори да покажат, че използват Най-добри налични техники (ННТ) и по този начин спазват модерните стандарти за емисии.

През декември 2007 година Европейската комисия прие предложение за нова директива за емисиите от промишлеността, която преработва седем вече съществуващи директиви по отношение на емисиите от промишлеността в един ясен и последователен законодателен инструмент. Тези директиви включват директивата за КПКЗ, директивата за големи горивни инсталации и директивата за изгаряне на отпадъци. Целта на новата директива е да адресира недостатъците на настоящата нормативна уредба в областта на емисиите от промишлеността и да засили прилагането на “най-добри налични технологии”. Също така въвежда по-строги прагови стойности на емисиите в определени промишлени отрасли. Резултатът е Директивата за индустриалните емисии (ДИИ), която е приета през ноември 2010 година като Директива 2010/75/ЕО.

Новите държави-членки на ЕС поотделно са договорили преходни периоди в зависимост от специфичната страна и/или инсталация, като правно обвързващите междинни цели, които да са в съответствие със съществуващите директиви за емисии, за описани в следващите глави.²⁶

2.4. Дългосрочна политика в областта на околната среда

През юли 2009 година, лидерите на ЕС и на Г8 обявиха цел за намалване на емисиите на парникови газове до 2050 година с 80% в сравнение 1990 година. След това през октомври 2009 година Европейският съвет определи за Европа и други развити икономики съответните цели за постигане на 80-95% намаление на емисиите до 2050 година под нивата през 1990

²⁵ Директива 2008/1/ЕО от 24 септември 1996 г. за комплексно предотвратяване и контрол на замърсяването, Официален вестник L 257 , 10/10/1996 стр. 0026 – 0040.

Тази директива е кодифицирана през януари 2008 година (Директива Directive 2008/01/ЕО, Официален вестник L 24, 29.1.2008) за да включи всички предишни изменения и някои актуализации, но основното съдържание на Директива 96/61/ЕО не е изменено.

²⁶ <http://dbdh.dk/images/uploads/pdf-eudir/the-large-combus.pdf>

година. През март 2011 година последващите действия на Европейския съвет във връзка с конференцията в Канкун бяха да потвърдят целта на ЕС, която в контекста на необходимите мерки според Междуправителствената експертна група по изменението на климата (МЕГИК) относно развитите държави като група, е емисиите да се намалят с 80-95% до 2050 година, както беше одобрено през октомври 2009 година.²⁷ В подкрепа на тази цел, Европейската фондация за климата (ЕФК) предприе проучване, за да установи каква е конкретната обстановка в контекста на тази цел и да прецени последниците за европейската промишленост, по-специално в електроенергийния сектор. Резултът е документ, наречен “Пътна карта 2050”, който излага възможни пътища за постигане на икономика с ниска въглеродна интензивност в Европа.²⁸

През януари 2011 година Европейската комисия публикува “Европа за ефективно използване на ресурсите — водеща инициатива от стратегията „Европа 2020“. Водещата инициатива е предназначена да осигури дългосрочна рамка за дейности в подкрепа на политиката в много области като изменението на климата, енергетиката, транспорта и други сектори. Основната цел на водещата инициатива е да повиши сигурността по отношение на инвестициите и иновациите.

Основен компонент на водещата инициатива е разработката на 4 “пътни карти”

Пътна карта за постигане до 2050 година на конкурентоспособна икономика с ниска въглеродна интензивност, която очертава какво Европа трябва да направи, за да създаде до 2050 г. икономика с ниска въглеродна интензивност и да понижи емисиите на парникови газове с 80-95%. Тази пътна карта беше публикувана от Европейската комисия през март 2011 година.

Пътна карта за постигането на Единно европейско транспортно пространство – към конкурентоспособна транспортна система с ефективно използване на ресурсите, която представя концепция за сигурна и конкурентоспособна транспортна система с ниска въглеродна интензивност и ефективно използване на ресурсите до 2050 година. Система, която ще премахне всички пречки пред вътрешния пазар на транспорт, ще насърчи чистите технологии и ще модернизира транспортната мрежа. Тази пътна карта беше публикувана от Европейската комисия през март 2011 година.

Пътна карта за ефективно използване на ресурсите в Европа, която ще представи концепция за необходимите структурни и технологични промени до 2050 година, заедно с целите, които да се изпълнят до 2020 година, и предложения за тяхното постигане. Тази пътна карта не е публикувана все още и се очаква да излезе преди края на 2011 година.

²⁷ Съвет на Европейския съюз, “Заклучения на съвета”, 3075-о заседание на Съвета, 14 март 2011г.

²⁸ Достъпен online: <http://www.roadmap2050.eu/downloads>.

Енергийна пътна карта за периода до 2050 година, която ще анализира начините, по които ЕС може да създаде до 2050 година енергийна система с ниска въглеродна интензивност, ефективно използване на ресурсите, сигурна и конкурентоспособна. Очаква се тази пътна карта да бъде публикувана през ноември 2011 година.

На заседание на Европейския съвет през юни 2011 година, Полша беше единствената страна, която не подкрепи пътната карта до 2050 година за постигане на конкурентоспособна икономика с ниска въглеродна интензивност и блокира предложението да се приемат по-строги цели за намаляване на емисиите с 25% до 2020 година (вместо 20%). Пътната карта всъщност не изисква преразглеждане на целите до 2020 година, но казва, че намаляване на емисиите с 40% до 2030 година и с 60% до 2040 година ще бъде разходоефективен подход и че намаляване на емисиите с 25% до 2020 година може да се постигне ако преработеният План за енергийна ефективност се внедри изцяло и по ефективен начин. Полша заяви, че по-висока цел ще бъде твърде скъпа за Полщч, тъй като страната е зависима от въглища за 90% от енергийното си производство.²⁹

Тези обстоятелства показват, че Европа си е поставила амбициозни дългосрочни цели и че прилагането им ще трябва да се балансира с разходите, свързани с тях, и особено в случаите, когато някои държави-членки са по-засегнати от други.

2.5. Хармонизиране на договореностите в областта на търговията с електроенергия.

Европейската комисия, Европейската мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия (ЕМОПС за електроенергия), Агенцията за сътрудничество между енергийните регулатори (АСЕР) и други заинтересовани страни разработват “целеви модел” на Европейски пазар на едро, който да бъде внедрен до 2014 година и който да завърши вътрешния електроенергиен пазар.³⁰ Като цяло такъв целеви модел се разработва, за да се гарантира оптималното използване на производствените съоръжения и трансната инфраструктура на територията на Европа. Целевият модел основно се разработва като се следват 3 насоки:

Насоки за разпределение на капацитета и управление на претоварването (РКУП), които се отнасят до интеграцията, координацията и хармонизирането на режимите по отношение на управлението на претоварването;

²⁹ Pointcarbon.com, “Полша блокира Пътната карта за икономика с ниска въглеродна интензивност на ЕС и споразумение за по-високи цели за намаляване на емисиите”, 4 юли 2011 г.; Platts EU Energy, “Полша блокира преминаването на ЕС към по-високи цели за намаляване на емисиите: Обединено Кралство”, 1 юли 2011 г.; Platts Commodity News, “Полша блокира преминаването на ЕС към цел от 25% за намаляване на емисиите: Обединено Кралство”, 22 юни 2011 г.

³⁰ Подобен “целеви модел” е разработен и в газовия сектор.

Насоки за интегриране на балансиращия пазар, които разработват модел на трансграничен балансиращ пазар;

Насоки за прозрачност при основни данни относно електроенергията, които обхващат изисквания за прозрачност и наличност на информация.

На 3 август 2011 г. АСЕР одобри Рамковите насоки за разпределение на капацитета и управление на претоварването. Тези рамкови насоки допълват съществуващите насоки за управление на претоварването, които се съдържат в Регламента за електроенергията (ЕО) No 714/2009, и определят кои аспекти е необходимо да се внедрят в мрежовите кодекси за РКУН, които се прилагат от ОПС.

Другите две насоки в момента се изготвят: насоките за интегриране на балансиращия пазар ще бъдат предмет на отделни рамкови насоки, които все още не са публикувани, и ЕГРЕПГ предостави на Европейската комисия своя съвет относно правилата за прозрачност на основни данни за електроенергията на Европейската комисия през декември 2010 година.

Основните аспекти на целевия модел на европейския електроенергиен пазар са представени в диаграмен вид на Фигура 2.1. Целевият модел налага определени изисквания относно форуърдния пазар, пазар в рамките на деня и договорености относно търговията на балансиращия пазар.³¹

Капацитет на преносната мрежа: целевият модел изисква общ подход за изчисляване на капацитета, като се използва или Базиран на потока (БП) метод, или метод на Наличен капацитет за пренос (НКП) (при мрежи, които не са толкова гъсти); кодекси на мрежите относно РКУП ще трябва да определи кои зони за разпределение на капацитета и управление на претоварването ще бъдат тържни зони, като вземат предвид ефикасността на пазара като цяло, което означава, че тези зони на практика ще бъдат определени спрямо местата с ограничен преносен капацитет, а не спрямо националните граници;

Форуърден пазар: целевият модел изисква пазар на експлицитни търгове за дългосрочни права за пренос на капацитет, където да има или права за физически пренос на капацитет (подчинени на принципа "ползваш или продаваш"), или права за финансов пренос на капацитет. ОПС са задължени да представят единна платформа за разпределение на дългосрочните права за пренос на капацитет и на търгуване на вторичния пазар на европейско равнище;

Пазари с един ден изпреварване: целевият модел изисква имплицитни търгове за пренос на капацитет (свързване на пазари) чрез алгоритъм за единна цена на

³¹ АСЕР, "Рамкови насоки за разпределение на капацитета и управление на претоварването на електроенергия", FG- 011-E-002, 29 юли 2011; Плъг, Питър, "Европейски пазар на електроенергия: целеви модел, инфраструктура и сигурност на доставки", презентация EEF workshop, 17 юни 2011.

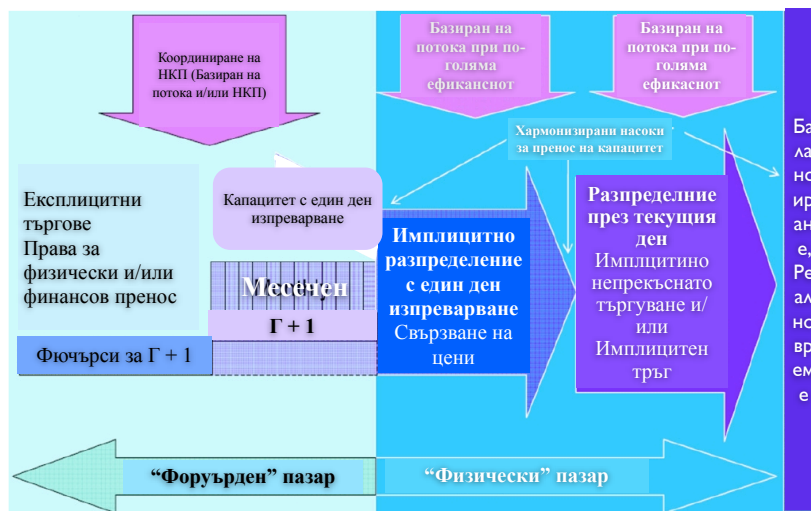
свързване, който едновременно да определя обема и цените във всички зони. Това ще наложи хармонизиране на сроковете за търгове на пазарите с един ден изпреварване. Следователно ще има разлика в цените на електроенергията (т.е. пазарите ще бъдат разделени), където преносният капацитет е претоварен, а в районите без претоварване ще се прилага единна цена. Цената за преносен капацитет (когато има претоварване) в последствие ще бъде определена като разликата между цените в две зони;

Пазари в рамките на деня: целевият модел изисква непрекъснати имплицитни търгове през текущия ден за преносен капацитет, което на практика означава, че търговията на електроенергия ще бъде непрекъсната и на цени в реално време, които да отразяват локационните пределни разходи. Това непрекъснато имплицитно търгуване ще наложи да се развие паневропейска функция на книга с поръчки и модул за управление на капацитет, който включва уникален алгоритъм за автоматичен подбор на всички оферти; и

Други аспекти: целевият модел изисква преминаване към многостранно сътрудничество между ОПС по отношение на балансирането и развитието на общ модел на мрежа за изчисление на капацитета.

Следователно европейският целеви модел е в посока на все по-голяма интеграция на европейските енергийни пазари, където ценообразуването става по зони и преградите не се определят спрямо национални граници, а спрямо физически ограничения.

Фигура 2.1
Целеви модел на ЕС



Източник: Младенович, Милош ((ЕМОПС за електроенергия), "Целеви модел на ЕС за интеграция на пазара", презентация, Съвместна среща на Постоянната група на високо равнище (ПГВР) и Регулаторния съвет на Енергийната общност (РСЕО), Виена, 24 март 2011 г., слайд 6

2.6. Право на конкуренция

Електроенергийният сектор подлежи на обичайното право на конкуренция на ЕС, изложено в договора за създаване на Европейската общност, който съдържа разпоредби относно контролиране на ограничителните договори и картелите (Член 85), пазарна мощ (Член 86) и ограничения по отношение на способността на правителствата да отпускат субсидии или да предлагат преференциални преимущества на местната промишленост (Член 92-94). Регламентът на Съвета 4064/89, който съдържа нормативната урдеба относно контрола на концентрации, които имат общностно измерение, също се прилага и в енергийния сектор, освен в газовия и ядрения сектор, които подлежат на отделен контрол.³²

³² Продуктите от въглища и стомана влизат в обхвата на отделна система за контрол на сливанията, която се съдържа в член 66 от договора за ЕОСВ. Договорът за ЕОСВ съдържа също разпоредби, забраняващи ограничителните споразумения и уреждащи споразумения за ценообразуване и дискриминационни споразумения. Накрая, договорът за Евратом съдържа разпоредби относно създаването на съвместни предприятия (член 45-51), недискриминация на доставки (член 52) и практики на ценообразуване (член 67-69), като те се отнасят до дейности с ядрени материали.

През юни 2005 година в отговор на оплаквания за високи цени на газ и електроенергия, пречки за навлизане на пазара и липса на избор за потребителя на европейския енергиен пазар, Европейската комисия предприе Разследване в енергийния отрасъл.³³ В окончателния доклад, публикуван през януари 2007 година, Европейската комисия установява сериозни нередности в електроенергийния и газовия пазар:³⁴

прекалено висока пазарна концентрация на повечето национални пазари;

прекалено ниска степен на интеграция между пазарите на държавите-членки;

липса на прозрачно достъпна пазарна информация, което води до недоверие в механизмите на ценообразуване;

неадекватно ниво на отделяне на интересите във връзка с мрежата и интересите във връзка с производството, което оказва отрицателни последици върху функционирането на пазара и стимулите за инвестиране;

потребителите са обвързани с доставчиците чрез дългосрочни договори надолу по веригата;

балансиращите пазари в момента и малките балансиращи зони, които са благоприятни за монополистите.

След като разследването приключи, Европейската комисия започна антитръстови производства във връзка с дружества на електроенергийния и на газовия пазар, срещу дружества като EDF,³⁵ Electrabel,³⁶ E.ON и някои други германски дружества,³⁷ и GdF.³⁸

³³ Разследването е по силата на член 17 от Регламент 1/2003, и следователно официалната му цел да осени условията за конкуренция с електроенергия и газовия пазар и да установи дали лошото функциониране на тези пазари е в резултат на нарушения на правото на конкуренция. Съобщението за пресата, в което се оповестява Разследването в енергийния отрасъл може да се намери на: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-05-716_en.htm

³⁴ Доклад за разследването в енергийния отрасъл на ГД „Конкуренция“ (SEC(2006)1724, 10 януари 2007 година)

³⁵ COMP/39.386 - Дългосрочни договори за електроенергия във Франция , 26 юли 2007 г.

³⁶ COMP/39.387 - Дългосрочни договори за електроенергия във Белгия , 26 юли 2007 г.

³⁷ COMP/39.388 — Германски електроенергиен пазар на едро и COMP/39.389 — Германски балансиращ електроенергиен пазар.

³⁸ COMP/39.401 - Съгласувана практика - E.On и GdF, 30 юли 2007 г.

2.7. Заключение.

Държавите-членки използват различни механизми, за да спазят изискванията на директивите в областта на енергетиката (особено за открит достъп до преносния капацитет и дерегулирани пазари на дребно), което довело до различни степени на конкуренция на националните електроенергийни пазари.

Приемането наскоро на нови директиви във връзка с правилата за вътрешния енергиен пазар и с политиката в областта на изменението на климата свидетелства за засилена конкуренция на пазара и по-строги изисквания по отношение на околната среда. Чрез наскоро приетите цели до 2020 година, ЕС и неговите държави-членки поемат ангажимент да постигнат минимални дялове на енергията от възобновяеми източници. Все пак не е ясно по какъв начин различните държави-членки ще изпълнят целите, поставени от тези нови инициативи.

В България, където електроенергийният пазар е все още силно регулирани, натискът, който оказват европейските инициативи, вероятно ще увеличи прозрачността при ценообразуването и подобри конкуренцията, като по този начин ще предостави по-силни стимули за ефикасна експлоатация. В същото време ограниченията по отношение на околната среда и засиленият контрол върху фосилните горива ще увеличат натиска върху разходите за доставки на електроенергия. Времето ще покаже по какъв начин тези тенденции ще се развият и ще повлияят на цените на електроенергия в България, но нашето очакване е цените да отразяват пределните разходи на доставка във все по-голяма степен в бъдеще.

3. Регионалният пазар на електроенергия

3.1. Преглед на регионалната енергийна система

България е разположена в сърцето на югоизточния европейски енергиен пазар, с интерконектори с Румъния и Гърция, които също са страни-членки на ЕС, както и със Сърбия, Македония и Турция, както е показано на фигура 3.1.

Фигура 3.1
Югоизточна Европа и основни преносни мрежи



Източник: NERA, използвайки Platts Powervision.

Забележка: Преносни мрежи с по-малко от 220kV не са посочени. .

В последните години на 20-ти век, бившата Югославия (включваща Сърбия, бивша Югославска република Македония, Босна, Черна гора и Хърватска) и други държави от източния блок в региона (особено България, Румъния и Албания) са имали много взаимосвързани системи, голямата част от които са били загубени или повредени по време на конфликтите през 1990-те. Оттогава, обаче, ПСО и местните правителства работят за ре-интегрирането на регионалните енергийни системи. До известна степен, тази стъпка към по-голям интегритет е водена от членството в ЕС, СКПЕ, ЕМОПСЕ и Регулаторен съвет на Енергийната общност (РСЕО), както го описваме по-надолу.

3.2. Преносна способност

България и нейните четири европейски съседа имат 8,810MW на износна способност и 10,010MW на вносна способност помежду им и други европейски страни³⁹. Тези цифри са докладвани на ЕМОПСЕ, а в таблица 3.1 по-долу са изложени в детайли

Table 3.1
Преносни способности (MW)

Внос			Износ		
От:	До:	Капацитет (MW)	От:	До:	Капацитет (MW)
Гърция	България	500	България	Гърция	550
Румъния	България	600	България	Румъния	600
Сърбия	България	300	България	Сърбия	450
Македония	България	200	България	Македония	400
Italy	Гърция	500	Гърция	Italy	500
Македония	Гърция	300	Гърция	Македония	400
Албания	Гърция	100	Гърция	Албания	150
България	Гърция	550	Гърция	България	500
Унгария	Румъния	700	Румъния	Сърбия	700
Сърбия	Румъния	500	Румъния	България	600
България	Румъния	600	Румъния	Украйна	200
Украйна	Румъния	400	Сърбия	Румъния	500
Унгария	Сърбия	600	Сърбия	Унгария	450
Румъния	Сърбия	700	Сърбия	Босна	450
Хърватска	Сърбия	350	Сърбия	Черна гора	450
Босна	Сърбия	350	Сърбия	Македония	500
Черна гора	Сърбия	400	Сърбия	Албания	210
Македония	Сърбия	400	Сърбия	Vugaia	300
Албания	Сърбия	210	Македония	Гърция	300
България	Сърбия	450	Македония	Сърбия	400
Гърция	Македония	400	Македония	България	200
Сърбия	Македония	500			
България	Македония	400			
Общо		10,010	Общо		8,810

Източник ЕНТСО-Е⁴⁰ Забележка: Турция към момента не е напълно интегрирана в ЕНТСО-Е, затова сходна информация не е налична.

Турция все още не е напълно интегрирана в ЕНТСО-Е, затова сходна информация не е налична. Чрез връзки към България, Гърция, Грузия, Ирак, Азербайджан, Сирия, общия преносен потенциал на Турция се оценява на 5,000MW. Обаче, състоянието на местната преносна система, както и правителствени решения да не се търгува електричество с определени взаимосвързани страни, намалява наличния преносен потенциал до по-малко от половината физически възможен потенциал на мрежите.

ЕМОПСЕ скоро одобри преминаването към третата и финална фаза на синхронизирането с Турската мрежа. Тази трета фаза започна през Юни 2011 и се очаква да продължи 11 месеца. По време на тази фаза, Турция ще бъде способна да внася до 400MW от Европа през два интерконектора с България и Гърция по 400kV мрежи, и да изнася до 300MW⁴¹

3.3. Предложена нова мощност

В различни свои доклади, енергийните регулатори в региона изтъкват сигурността на доставката като основен проблем, който се надяват да разрешат чрез повишаване на преноса:

³⁹ Моля да се отбележи, че тези цифри включват двойно изчисляване

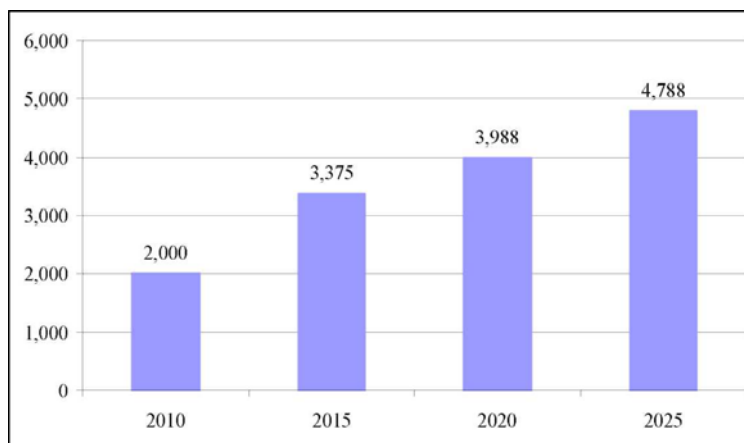
⁴⁰ ЕМОПСЕ "Мрежова трансферна способност в Континентална Европа", Зима 2010-11

⁴¹ Platts Energy in Eastern Europe, „Трансгранични търговски пътища“, 17.06.2011.

- Гърция планира втора 400kV мрежа от междусистемни връзки с България, както и нова преносна мрежа с Турция.⁴²
- От 2009, Румънският ПСО Транселектрика прави проучвания за внедряване на 600MW интерконектор с турската мрежа, който да минава под морето⁴³. Проектът се очаква да струва 400-500 милиона евро, като шведски компании обезпечават специалното тръжно споразумение.
- Транселектрика също започва проучване относно втора 400kV енергийна линия от 115 км, свързваща Румъния и Молдова. Това ще допълни съществуващата 400kV линия и трите допълнителни 110kV линии⁴⁴
- Има три предложения, които са на ранен етап, за разработване на нови интерконектори от Италия за Италия, Хърватска и Черна гора.⁴⁵

В съответствие с бързо нарастващото търсене на електричество, изчисления, използващи наличната информация относно очакваното развитие на преносната способност от TELAŞ, ЕМОПСЕ (предишен СКПЕ) и Еврелектрик показва, че до 3,350MW нова преносна способност постепенно ще бъдат пуснати в експлоатация между 2015 и 2025 г. Тези проекти показват мащаба на възможна бъдеща интеграция в региона, но за нашето собствено моделиране, тъй като тези проекти за интерконектори остават теоретични към момента, ние приемаме, че преносната способност остава на сегашните нива за неопределен период.⁴⁶

Фигура 3.2
Преносна способност (MW)



Източник: изчисления на NERA, базирани на информацията на TELAŞ, СКПЕ и Еврелектрик

3.4. Търговия между пазарите

През 2010 г. България е най-големият износител на енергия в региона. Нетните потоци са били 8,100GWh (виж Таблица 3.2). Единственият друг нетен износител е била Румъния

⁴² Регулаторни власти за Енергия „Национален доклад на Европейската комисия“, Ноември 2010, стр. 44.

⁴³ Transselectrica, прес съобщение, 4.06.2009

⁴⁴ ПСОператори относно изследване на връзката Балти- Суцева“, Platts Energy в Източна Европа, 12.08.2011

⁴⁵ Терна, изучаващи трите Балкански интерконекторни връзки, включително до Албания, AFX News, 23.11.2007

⁴⁶ За нашето пазарно моделиране, приемаме, че сегашните преносни способности, публикувани от ЕМОПСЕ и това, че интерконектора с Турция функционира напълно от началото на нашия хоризонт за моделиране през 2012, както сме посочили в Раздел 5.4.3.

(2,916GWh). Сърбия (1,270GWh), Гърция (4,986GWh) и Македония (1,413GWh) всички в повечето случаи внасят енергия през 2010г.

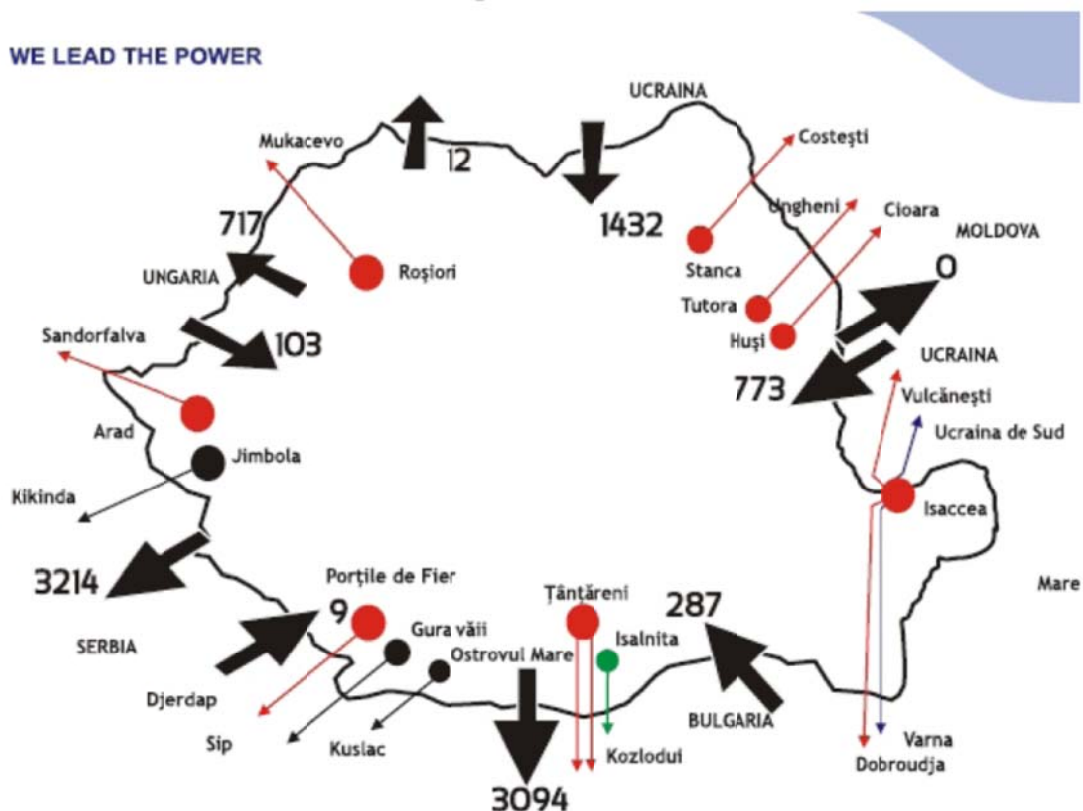
Таблица 3.2
Регионална търговия с електричество за България (2010)

	Износ(GWh)	Внос (GWh)	Нето(GWh)
Гърция	3,453	1	3,452
Румъния	677	1,106	-429
Сърбия	1,794	58	1,736
Македония	2,953	0	2,953
Турция	401	13	388
Общо	9,278	1,178	8,100

Източник: ЕМОПСЕ

Основната част от вътрешно регионалната търговия се държи от Румъния, която изнася енергия за Украйна и Унгария (виж енергийните потоци от 2008, изобразени на Фигура 3.5) и Гърция, която изнася енергия за Италия. Има също така търговия в по- широки граници между Балканските страни, изложени на кратко в Таблица 3.3.

Фигура 3.3
Карта на румънското предаване на енергия
(потоци през 2008 в GWh)



Източник: Транселектрика⁴⁷

Таблица 3.3
Широки Балкани и вътрешно регионална търговия (2010)

От:	До:	Нетни износи (GWh)
Гърция	Италия	3,453
Гърция	Албания	-3,849
Румъния	Унгария	1,106
Румъния	Украйна	-145
Румъния	Молдова	-368
Сърбия	Хърватска	1,726
Сърбия	Унгария	152

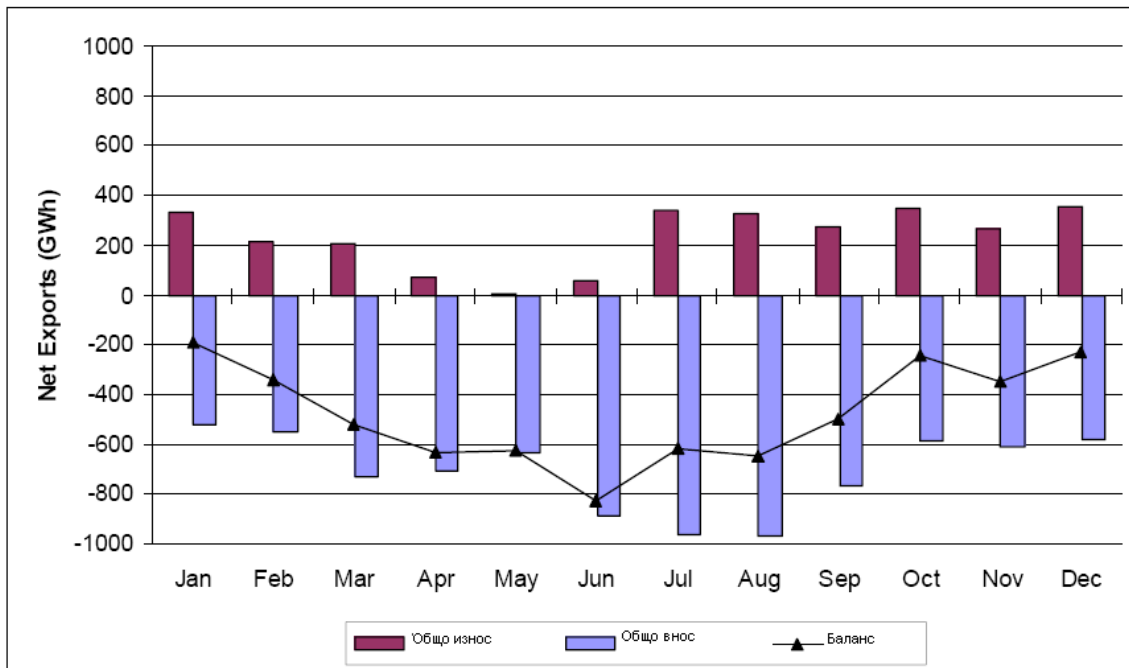
⁴⁷ Технически резултати на румънския електроенергиен сектор през 2008, Транселектрика, стр. 14

Сърбия	Черна гора	-939	
Сърбия	Албания	-898	
общо			238

Source: ЕМОПСЕ.

Фигура 3.4 и Фигура 3.5 показват сезонните схеми на енергийния обмен в Гърция, най-големият вносител- съсед на България, и Румъния- най- големият износител- съсед на България. Гърция получава по-голямата част от внесената енергия от България (средно 287GWh месечно внос) и Македония (средно 21GWh месечен внос).⁴⁸

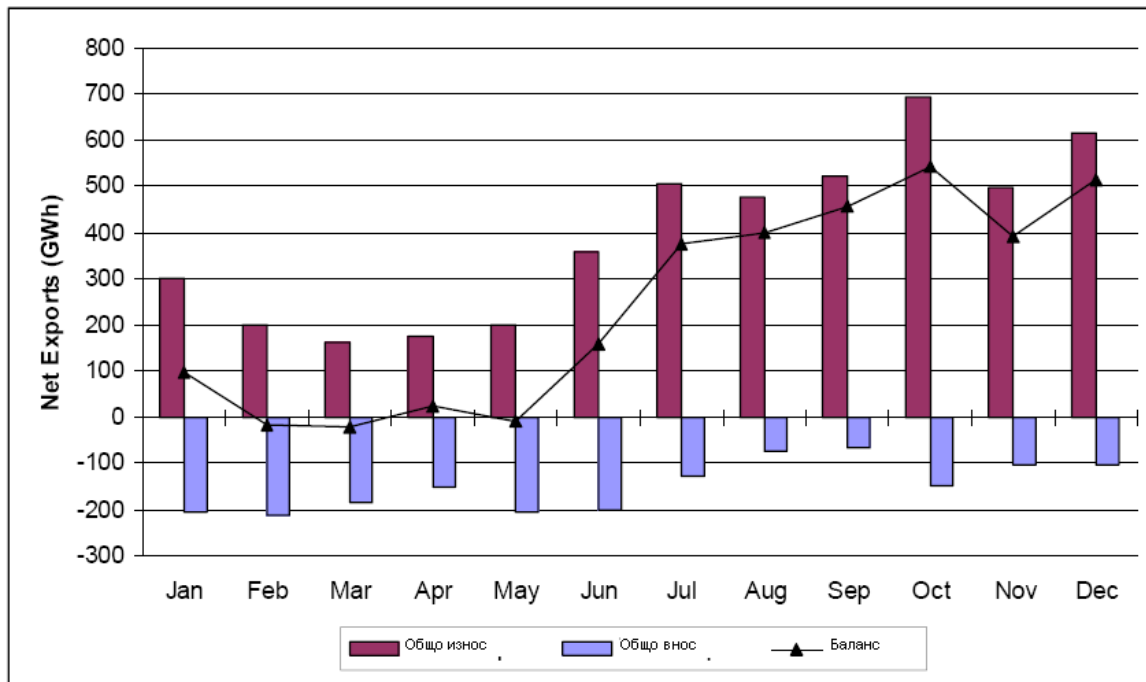
Фигура 3.4
Международен енергиен обмен на Гърция (2010)



Източник: Анализ на NERA на информацията на ЕМОПСЕ

Фигура 3.5
Международни енергийни обмени на Румъния (2010)

⁴⁸ Информация на ЕМОПСЕ, свалена на 09.09.2011г.



Източник: Анализ на NERA на информацията на ЕМОПСЕ

Няма директно сравнима информация за Турция. От 1990 посоката на трансграничната търговия за Турция се е променила няколко пъти и страната е била ту нетен вносител, ту нетен износител. От 2004г., Турция е нетен износител. В сравнение с общото търсене на електричество, обаче, обемите са малки. Например, през 2008г. Турция изнася около 1,122GWh в Грузия, Сирия и Ирак и внася около 790GWh от Азербейджан, Гърция, Туркменистан и Грузия. Турция следователно е нетен износител на около 330GWh.

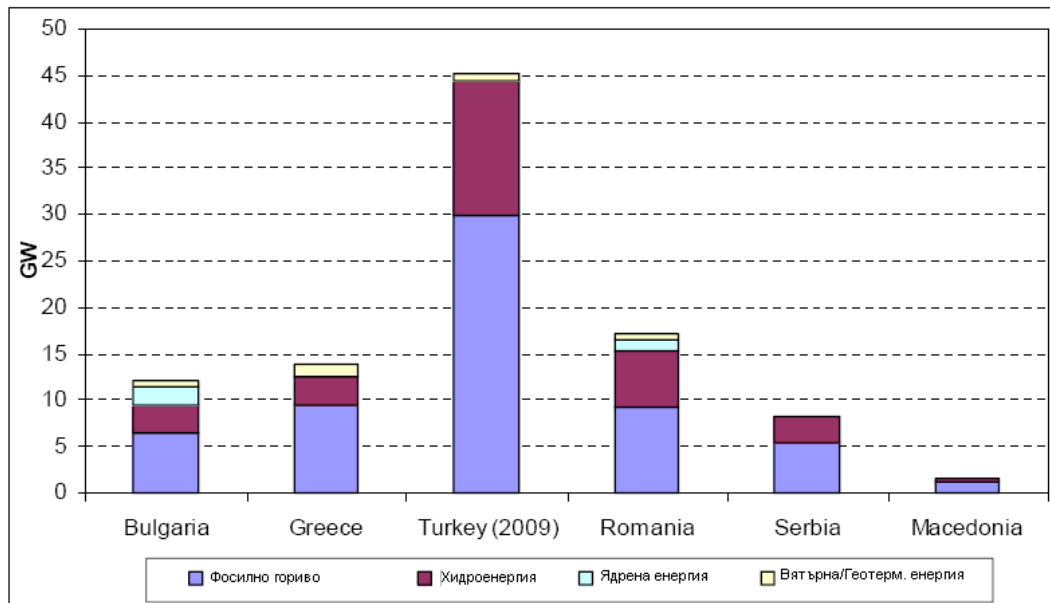
През юни 2011 започват предварителна трансгранична търговия между Турция и България и Турция и Гърция. Обаче, търговията е все още ограничена, отчасти поради затруднения свързани с отсъствието на Турция от пазара ОТС⁴⁹

3.5. Баланс между търсене и предлагане

Профилите на производството се различават в региона. Турция има несравнимо най-големия енергиен пазар в региона с 49.5GW капацитет, пуснат в експлоатация през 2010 (виж Фигура 3.6). Лигнитните въглища формират голяма част от производствения микс в Гърция (38.6%) и Румъния (33%). Ядрена енергия присъства само в България (2GW) и Румъния (1.3GW). Има голямо присъствие на ВЕЦ с над 30GW в експлоатация в региона като цяло (включително 14GW в Турция). Турция, обаче, е с по-специално положение поради високата зависимост от газа, с който се снабдяват 46% от производствените мощности за електричество последната година.

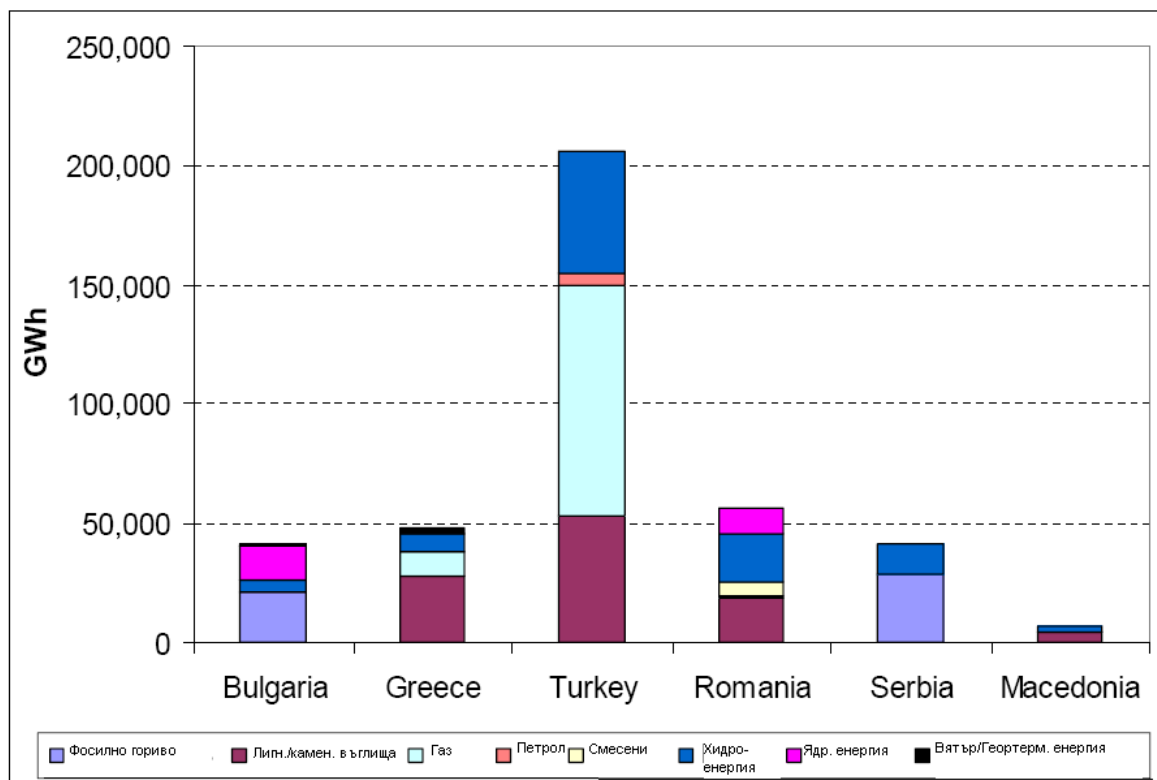
Фигура 3.6
Регионално производство на енергия според видовете горива (2010)

⁴⁹ Търговията на ОТС е усложнена от турския данъчен закон, който налага гербов налог върху определени договори, включително търговския договор на Европейската Федерация на Енергийните търговци. Според доклади в пресата, Асоциацията на Турските Енергийни Търговци в момента се опитва да се справи с тази ситуация. Виж: Platts Energy в Източна Европа, "Трансгранични търговски пътища", 17.06.2011



Източник: ЕМОПСЕ, Национални регулатори, дружества-производители

Фигура 3.7
Регионално енергийно производство (2010)



Източник: ЕМОПСЕ, EMRA.50 Забележка; ЕМОПСЕ не предоставя разбивка на видовете фосилно гориво за България и Сърбия

⁵⁰ Турски енергиен пазар: Ръководство за инвеститори 2011, Регулатор на енергийния пазар, стр. 15

Повечето регионални пазари са все още доминирани от една водеща [заварена] компания, чийто собственик е държавата. В Гърция Обществена енергийна компания притежава по-голямата част от производствените мощности. Енергийното производство в Сърбия е изцяло управлявано от държавния титуляр Електроенергийна индустрия на Сърбия („ЕИС“). Турското държавно предприятие производител EUAŞ и неговите дъщерни дружества предоставят около 52% от турския експлоатационен капацитет, т.е. около 25GW. Румънското правителство планира да обедини производствени интереси в две големи предприятия: Електра и Хидроенергетика. Последните доклади навеждат на мисълта, че този план е отложен заради притеснения относно мащаба на дружествата, които засягат.⁵¹

Това господство, обаче, на пазара все повече се поставя под въпрос. Турското правителство подчерта, че има желание допълнително да увеличи участието на частната инициатива в този сектор и информация в пресата съобщава, че 27 ВЕЦ-а и 18 ТЕЦ-а скоро ще бъдат приватизирани (с мощност около 16GW)⁵² Гърция също се съобщава да обмисля драстична приватизация поради условията, поставени пред нея от МВФ и извънредни заеми от ЕС.

В региона, търсенето се разраства с различен темп. В Турция нараства търсенето на електричество средно с 7% на година от 1990 г., втори по размер ръст в света след Китай. Гърция, за разлика от тях, не е възстановила нивата на потребление от периода преди кризата.

За да отговори на очаквания ръст в търсенето, плановете, които се правят в региона, са да се развият нови мощности. Коментарите на турското правителство показват, че страната изисква 20GW нови мощности до 2018г., много от които трябва да се реализират чрез частни инвестиции. Гърция също се очаква да увеличи капацитета си, за да отговори на бъдещо търсене от 4,302MW мощности, които са в процес на изграждане или напреднало развитие. От тях 76% ще са ГТКЦ, захранвани с природен газ. В действителност, ГТКЦ най-предпочитаната ново въведена технология, тъй като 36% от новия капацитет в Таблица 3.4 е за ГТКЦ-и („Комб.цикъл“).

Таблица 3.4
Производствени способности в процес на изграждане или в напреднало развитие в Югоизточна Европа

Държава	Тип централа	Капацитет (MW)	Статус	Очаквано завършване
България	Комб. Цикъл/ производство	50.0	В строеж	2012
България	ВЕЦ	80.0	В строеж	2011
България	Вятър	116.5	Напреднало развитие	2011
България	Вятър	54.5	В строеж	2011
Гърция	Комб. Цикъл/ производство	334.0	В строеж	2011
Гърция	Комб. цикъл	1,255.0	В строеж	2011
Гърция	Комб. цикъл	835.0	В строеж	2012
Гърция	Комб. цикъл	1,190.0	Напреднало развитие	2013
Гърция	Турбина с вътр.горене	60.0	Напреднало развитие	2013
Гърция	ВЕЦ	157.3	В строеж	2011
Гърция	ВЕЦ	93.0	Напреднало развитие	2012
Гърция	ВЕЦ	162.0	В строеж	2014
Гърция	Вътр. горене	115.4	Напреднало развитие	2012
Гърция	Вътр. горене	100.0	Напреднало развитие	2013
Румъния	Котли/Комбинирано производство	110.0	Напреднало развитие	2012
Румъния	Комб. Цикъл/ производство	132.0	Напреднало развитие	2012
Румъния	Въглища	500.0	Напреднало развитие	2013
Румъния	Въглища	500.0	Напреднало развитие	2016
Румъния	Въглища /Комбинирано	800.0	Напреднало развитие	2014

⁵¹ „Румъния обмисля обратен завой в големия си енергиен план“, Европейски всекидневник за енергийни пазари, 11.05.2011г.

⁵² „Турция планира приватизация на производствени мощности“, Аргус Медия, 04.11.2010 г.

	производство			
Румъния	Комб. цикъл	860.0	В строеж	2011
Румъния	Комб. цикъл	400.0	Напреднало развитие	2012
Румъния	ВЕЦ	55.0	В строеж	2012
Румъния	ВЕЦ	32.8	В строеж	2013
Румъния	ВЕЦ	94.1	Напреднало развитие	2014
Румъния	ВЕЦ	37.8	В строеж	2015
Румъния	ВЕЦ	1,000.0	Напреднало развитие	2017
Румъния	Ядрен	1,413.0	Напреднало развитие	2019
Румъния	Вятър	287.5	В строеж	2011
Румъния	Вятър	443.0	Напреднало развитие	2013
Сърбия	ВЕЦ	28.0	Няма информация*	2012
Сърбия	Лигнитни въглища	700.0	Няма информация*	2013
Сърбия	Лигнитни въглища	744.0	Няма информация*	2013
Общо		12,739.9		

Източник: Platts Powervision, Отчет за безопасност на доставките на Сърбия. Забележка()Platts не покрива Сърбия, затова докладвания статус не е проверим*

България не е единствената държава в Югоизточна Европа, която обмисля ново ядрено развитие. Първата турска ядрена централа „Аккуу“ се планира да влезе в експлоатация през 2019 г. с капацитет от 1,200MW. Централата ще бъде построена и ръководена от руската фирма Росатом. Според сведенията, Турция е близо до подписването на договор за строеж на втора ядрена централа на черноморския бряг с японската фирма Токио Електрик, като този план е пропадал поради последвалата японска ядрена криза в началото на 2011 г.⁵³ Има сведения за интерес от страна на други фирми, които искат да се впуснат в това рисковано начинание, въпреки че не е определена начална дата.

Румъния вече има 1.3GW ядрени производствени мощности в АЕЦ Черна вода. Производственият капацитет на тази централа е удвоен през 2009г. с пускането на втори реактор. В момента тежат обсъждания на предложение за удвояване още веднъж на капацитета на тази централа чрез пускане в експлоатация на още два реактора до 2019 г.

3.6. Пазар за продажби на електричество на едро

Пазарите за продажби на едро в региона не са напълно прозрачни., с множество трансгранични сделки, сключени съгласно двустранни договори. Основният прозрачен търговски център е в Румъния, ръководен от ОПКОМ- дружество, изцяло притежавано от Транселектрика, основано през 2000г.⁵⁴ ОПКОМ експлоатира Пазара Ден напред (ПДН), като осигурява централизиран пазар за двустранни договори и ръководи сетълмента.

Има признаци, обаче, че повече и прозрачни енергийни борси ще се създадат в региона. Най-голямата турската енергийна борса е PMUM, който се очаква да пусне в действие Пазар ден напред в края на 2011г. Според сведения, отложено е пускането на борса на фючърси с електричество, което е било разисквано да се направи по същото време.⁵⁵

Българското правителство съобщава в своята последно публикувана Енергийна стратегия до 2020 г., че енергийна борса ще бъде създадена до края на 2011г. Според информация в пресата, тази енергийна борса е възможно да включва Сърбия, Гърция и Бивша Югославска Република Македония.⁵⁶ Българският мрежови оператор ЕСО според слуховете по-скоро подготвя да пусне своя собствена борса, отколкото да се свърже с румънската ОПКОМ, което остава като възможност в по-дългосрочен план.

⁵³ Ройтерс, „Токио Електрик съобщават, че няма да участват в ядрения проект на Турция“, 28.07.2011г.

⁵⁴ <http://www.opcom.ro/pp/home.php?lang=en>

⁵⁵ Европейски всекидневник за пазара на електричество, „Обмена на турските енергийни фючърси може да се забави“, 25.08.2011г.

⁵⁶ „България може да открие енергийна борса тази година“, Европейски всекидневник за пазара на електричество, 22.08.2011г.

3.7. Пазари за продажба на електричество на дребно

Вертикално интегрирани, заварени компании, които са държавна собственост, изглежда преобладават на регионалните пазари, което има за последица ниски нива на конкуренция на пазара на дребно. С изпълнението на втората и третата Европейска Директива за електричество и газ, ситуацията постепенно започва да се променя, въпреки че темпът на промяна се варира в различните държави. Всички регионални държави са обявили планове за напълно отворени пазари до 2015г. Въпреки това, прогресът е постигнат в различна степен. Страните- членки на ЕС (Гърция, Румъния и България) вече напълно са отворили пазарите си на дребно, докато потребителите в Турция трябва да консумират повече от 30,000kWh преди да получат право да променят снабдител⁵⁷, и 200,00kWh в Сърбия

Таблица 3.5
Отваряне на пазара в региона (2010)

	България	Гърция	Македония	Румъния	Сърбия	Турция
Либерализация на пазара	100%	100%	60%	100%	90%	75%
Праг на потребление от домакинства (KWh)					200,000	30,000

Източник: Национални доклади на регулаторите на Европейската комисия, инвеститорски документи.⁵⁸

Нивата за промяна в региона (процент на домакинствата, които променят доставчика) остават твърде ниски. Например Гърция, където пазарите са 100% отворени, регулаторът определя конкуренцията като „незначителна”, докато в Румъния е само 0.004% през 2009г според Енергиен регулаторен орган (ANRE).⁵⁹

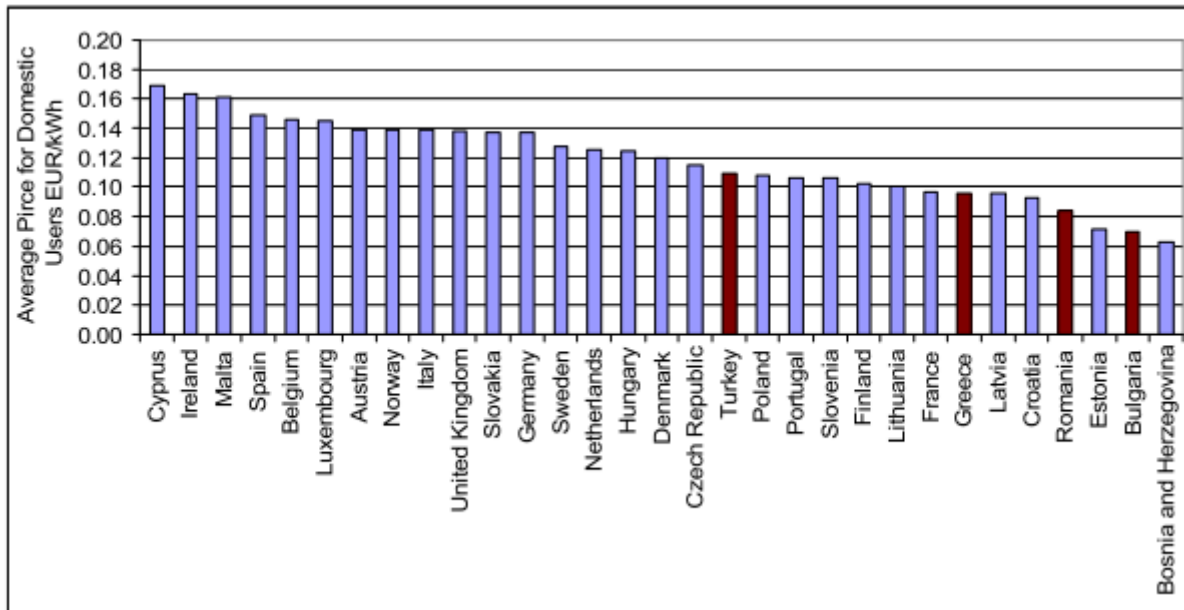
Регионът също се характеризира със сравнително ниски цени на дребно, както е показано на Фигура 3.8 и Фигура 3.9, особено за промишлени крайни потребители.

Фигура 3.8
Цени на електричеството за битови крайни потребители (H2 2010)

⁵⁷ Прагът за получаване на правото е определен на 3GWh/година през 2007г. и е постигнато отваряне на 39% от пазара. Прагът беше намален на 1.2GWh/година през 2008 и на 480,000kWh през 2009г. През 2011г. беше отново понижен до 30,000 kWh/година, което е възможно отваряне на пазара на 75%.

⁵⁸ Прагът първоначално е определен на 25 GWh на годишна консумация или повече през 2004г. През 2007г., сръбските власти намалиха този критерий до 3 GWh на година, като отваря пазара до 350 такива потребителя”. През 2008г. беше направена допълнително либерализиран, при общо потребление на домакинствата по-малко от 200,000 kWh, като получават правото да закупуват електричество на свободния пазар.

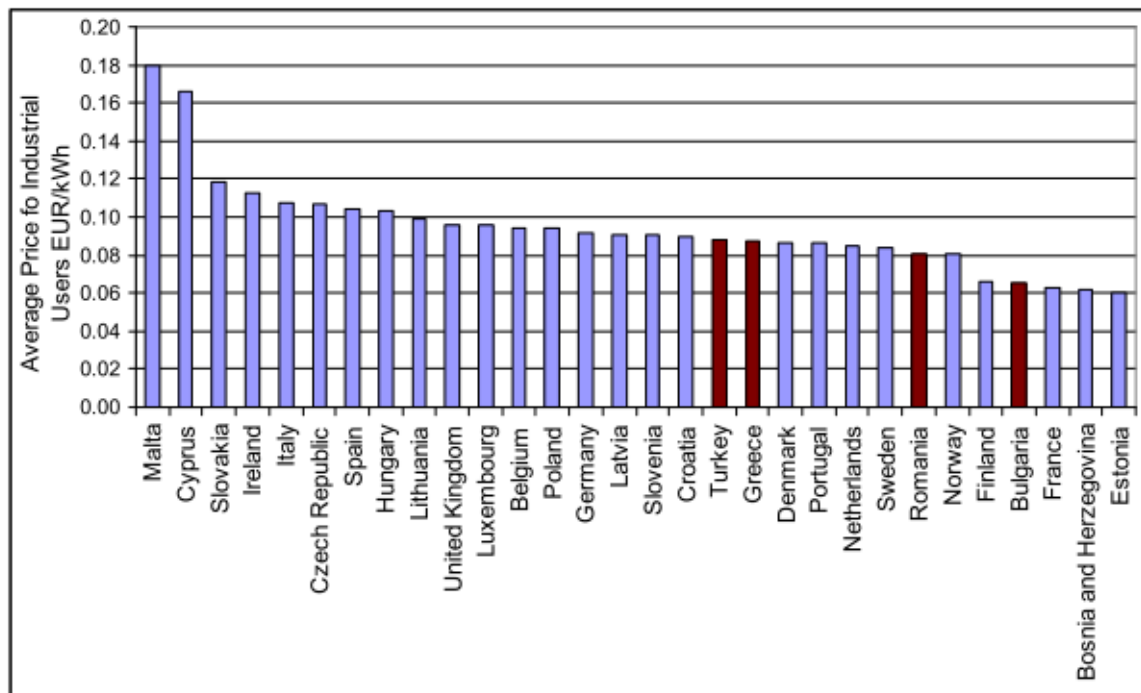
⁵⁹ Енергиен регулатор (Гърция), Доклад до ЕК 2010, Енергиен регулаторен орган (Румъния), Доклад до ЕК 2010г., Регулаторен орган на Енергийния пазар (Турция), Пазар на Електричество и Отчет за безопасност на доставките 2009г., Енергийна Агенция на Република Сърбия (Сърбия), Отчет за безопасност на доставките, 2009г.; Регулаторен борд на енергийната общност, Национален доклад- Бивша Югославска Република Македония, 2008г.



Източник: Евростат

Фигура 3.9

Цени на електричеството за промишлени крайни потребители (H2 2010)



Източник: Евростат

3.8. Координация между преносните системи

Регионалните преносни системни оператори (ПСО) са:

- Електроенергиен системен оператор (ЕСО), България;
- Гръцки преносен системен оператор (ГПСО), Гърция;
- ТЕИАС, Турция;
- ЦН Транселектика, Румъния;
- Електроенергетика Сърбия (ЕМС), Сърбия;
- МЕПСО, Македония; и
- Черногорски Електропреносни системи, Черна гора.

Договорът за създаване на „Енергийна общност“ за Югоизточна Европа влиза в сила през юли 2006г., в опит да разшири границите на вътрешния енергиен пазар до 8-мия Регион. Той е съставен от Европейския съюз от една страна и от друга страна девет „Договорни страни“: Албания, Босна и Херцеговина, Хърватска, Бивша Югославска Република Македония, Молдова, Сърбия, Украйна и Мисията на ООН в Косово (МООНК). България има статус на „Участник“, докато Турция е „Наблюдател“. Целите на общността са:

- Да привлече инвестиции в енергийното производство и енергийните мрежи, за да осигури стабилно и постоянно снабдяване, което е от съществено значение за икономическото развитие и социална стабилност;
- Създаване на регионален енергиен пазар, който позволява трансгранична енергийна търговия и взаимовръзка с пазара на ЕС;
- Повишаване на сигурността на енергийните доставки; и
- Подобряване на състоянието на околната среда по отношение на производството на енергия и доставките в региона.⁶⁰

През август 2011, Регулаторът на Енергийната общност (РЕО) и ЕМОПСЕ заедно публикуват Регионален план за действие (РПД) за пазарна интеграция в Югоизточна Европа, с цел постигане на единствена програма за годишни, месечни и дневни неограничени търгове за южноевропейския регион. Предложенията в регионалния план за действие съответстват и се приближават до целевия модел на ЕС (виж Раздел XXX), въпреки че планът за действие предлага да се поддържа някаква степен на гъвкавост. Регионалният план за действие покрива:

- *Изчисление на капацитет*: целта на РПД е да хармонизира изчислението на капацитета заедно с очертаванията на целевия модел на ЕС.
- *Форуръден пазар на капацитета*: РПД казва, че в момента съществуват граници на търговията поради липса на хармонизация.⁶¹
- *Пазар на принципа Ден напред*: РПД предвижда установяването на ликвиден Пазар ден напред в Югоизточна Европа, който е конвергентен с пазарите на ЕС. Плановите включват въвеждане на цена, основана на свързване на пазарите на Югоизточна Европа, които трябва да се свързани с Пазарите ден напред на ЕС не по-късно от 2015г.
- *Трансграничен пазар на деня и балансиращи механизми*: целта на РПД е да разработи общи решения за координирани трансгранични разпределения на

⁶⁰ www.energy-community.org/pls/portal/docs/836179.pdf

⁶¹ РПД споменава по-специално различните ИТ системи на пазара, тръжни правила и децентрализирани програмни правила

капацитет на база на деня, като започва от ниски нива към момента на разработване на пазари на деня.

- *Управление:* целта на РПД е да установи ясна управленска структура

Количеството и сигурността на енергийните мрежи се различават из региона. Например турската преносна мрежа в момента включва над 14,000km от 380kV линии и около 31,000km от 154kV линии, които са свързани с разпределителната мрежа. Сегашното състояние на преносните (и разпространителските) мрежи, обаче, налага прилагането на ограничения върху доставките на електричество от производствени области (разположени в източната част на страната, където са съсредоточени ресурсите за ВЕЦ-ове) до области с високо търсене (разположени в северозападната част на страната), поради многократното претоварване и високите загуби. За сравнение, преносната мрежа на Черна гора покрива само 1,300km (разделени между 400 kV, 220 kV и 100kV линии).⁶²

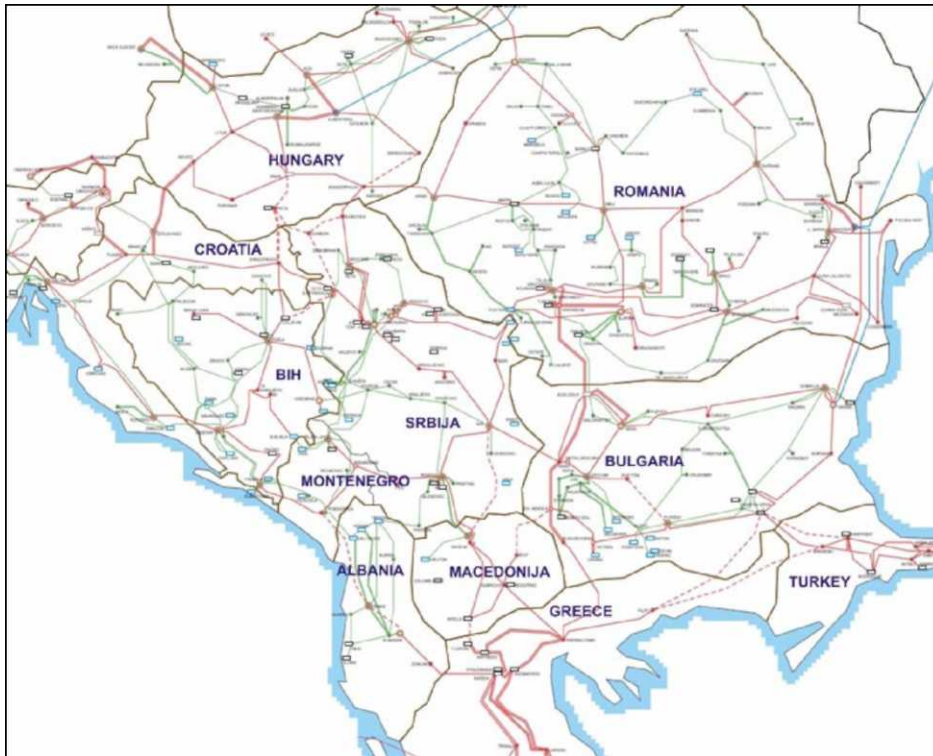
4. Общ преглед на българския енергиен пазар

4.1. Преглед

Българската енергийна система разполага с инсталирани мощности с общ капацитет от около 12 GW, състоящи се от ядрена (2 GW), водноелектрическа (3 GW) и въглищна мощност (5.5 GW), в сравнение с върховото натоварване от около 7 GW. България е свързана със съседните енергийни системи и в продължение на няколко години е нетен износител на съседните пазари, по-специално на гръцкия и сръбския пазар. В контраст с това, България внася ежегодно енергия от румънските системи. Това предполага, че до известна степен България може да „пренася“ енергия от Румъния към Гърция.

Фигура 4.1 Положението на България на Регионалния енергиен пазар

⁶² www.tso-epcg.com/nono/karta.php Видяно на 09.09.2011г.



Източник: Contemporary Relations .EU website⁶³

България също така разполага с интерконектор, който я свързва с турската мрежа. Макар да е известно, че този интерконектор не е използван от 2003 г., скорошната интеграция на Турция към СКПЕ изглежда ще възобнови износа от България към Турция. Пресъобщенията показват, че ЕМОПСЕ е одобрява прехода към третата и последна фаза на синхронизация с турската мрежа. Третата фаза започва през юни и се очаква да продължи 11 месеца. По време на тази фаза Турция ще може да внася до 400 MW от Европа през две междусистемни връзки с България и Гърция, и да изнася до 300 MW.⁶⁴

4.2. Историческо развитие на пазара

След падането на комунистическия режим, реструктурирането на българския пазар на електроенергия започва със създаването на Националната електрическа компания - НЕК ЕАД през 1992 г., като вертикално интегрирана, държавна монополна електрическа компания. Реформите в българския пазар на електроенергия, обаче, са по-значителни от 2000 г. насам⁶⁵.

Процесът на реструктуриране започва през 2000 г., когато седем регионални електроразпределителни дружества и три производителя на електроенергия се отделят от НЕК като независими юридически лица, като АЕЦ „Козлодуй“ (ядрена), ТЕЦ „Русе Изток“ (въглищна) и ТЕЦ „Марица Изток 1“ (Брикел) (въглищна) оформящи се като

⁶³ Виж Energy Community - Development of Electricity Infrastructure, Davor Bajcs, Goran Majstrovic, Ivan Medic, Contemporary Relations. Европейски уебсайт посетен на 7 Октомври 2010. URL: <http://www.contemporaryrelations.eu/956/see-energy-community-development-of-electricity-infrastructure/>

⁶⁴ Platts Energy in East Europe, „Текуща трансграничната търговия“ (Cross-border trading underway), 17 June 2011.

⁶⁵ Този раздел ползва Ganey, P. (2009), Реструктуриране на българския пазар за електричество - “Bulgarian electricity market restructuring”, Utilities Policy, том 17, no. 1, март 2009, стр. 65-75.

независими производители на електроенергия. В този контекст НЕК запазва преносната мрежа и оперира на пазара като единствен купувач от независимите производители на електроенергия и като единствен доставчик на разпределителните дружества. Цените, платени от НЕК за покупки на едро и таксите за продажбите на дребно са регулирани чрез годишни договори, които трябва да се съобразяват с държавните правила за определяне на тарифите и цените.

През ноември 2003 г. българското правителство приема нов Закон за енергетиката, за да се съобрази с директивите на ЕС за електроенергия и газ, преди да стане член на ЕС. Този закон осъществява юридическото разделение на пренос, разпределение и производство, отделна счетоводна отчетност между фирмите и режим на достъп на трети лица до преносните и разпределителните мрежи, който заменя модела на пазар с един единствен купувач.

На пазара на дребно, либерализацията започва през юли 2003 г., когато търговските потребители с годишна консумация над 100 GWh получават право на участие, въпреки че се отварят само 10 такива места. Либерализацията на търговския сегмент на пазара се извършва постепенно през периода до 2007 г., а либерализацията на пазара на дребно завършва на 1 юли 2007 г., когато всички потребители получават право на участие. Основните дялове на седемте разпределителни дружества в страната са продадени на ЧЕЗ, Е.ОН и ЕВН през 2005 г.

На пазара на едро, неотдавнашните реформи са създали пазар на едро, включващ система от двустранни договори, заедно с балансиращ пазар, управляван от ПСО. При тази структура на пазара, производителите се разпределят според договорните си позиции, като небалансите се уреждат чрез балансиращия пазар.

Регулираният пазар е съсредоточен около твърди договори с НЕК, която запазва ролята на обществен доставчик и като такъв купува и продава енергия на цени, регулирани от регулатора (ДКЕВР). При нерегулирания пазар, ДКЕВР не регулира цените, но определя степента, до която някои производители могат да продават продукцията си на конкурентния сегмент от пазара (известни като квоти⁶⁶). Въпреки по-конкурентната структура на пазара и приватизацията на редица производители, НЕК остава най-големият играч на пазара на едро.

Българската производствена инфраструктура изисква значителни инвестиции за модернизация и инвестиране в нови мощности, за да отговори на нарастващото търсене, особено след като българската икономика излезе от рецесия и продължи да се развива в посока западноевропейски нива на развитие. Проектите, предложени, за да изпълнят изискванията за нови мощности, включват подмяна на съществуващите лигнитни генератори в Марица с нови и широкомащабно внедряване на възобновяеми енергийни източници, за да отговорят на европейските цели. Част от тази инвестиция е предприета от международни инвеститори като AES.

Въпреки това, българското правителство запазва значителна роля в планирането на пазара на електроенергия, което се доказва от политиката за развитие на 2000 MW нова

⁶⁶ В основата си квотите са дела на наличния капацитет на централата, който не е покрит от регулирани договори, за продажба на енергия на НЕК. Този процес е подробно описан в раздел 6.2.

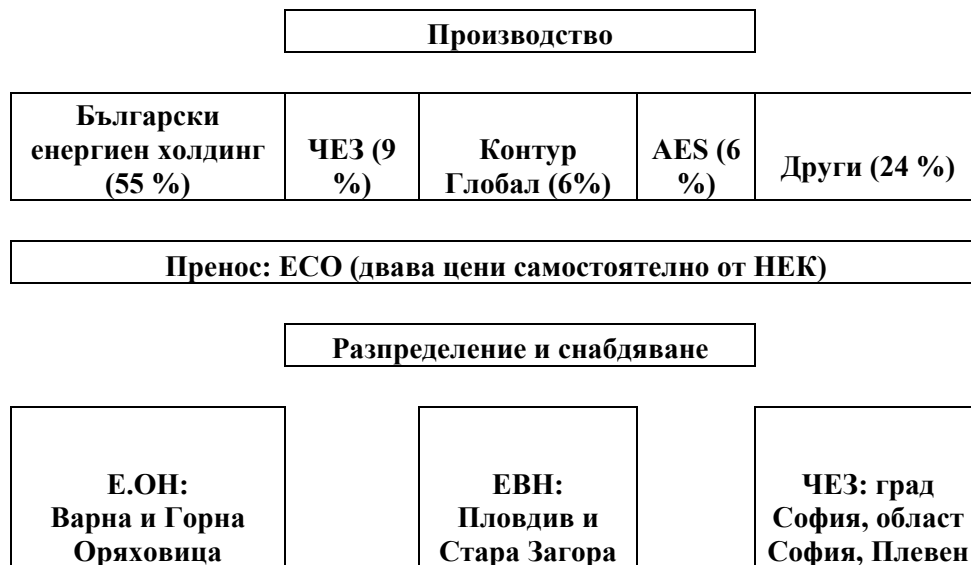
ядрена мощност⁶⁷, в Белене или в Козлодуй, където има съществуваща ядрена електроцентрала в България.

Чрез собствеността си върху НЕК, правителството запазва значителни възможности да продава енергия на цени, по-ниски от тези, които биха се появили на напълно приватизиран пазар, което рискува да подкопае появата на дерегулирани пазари на едро и дребно. Тези фактори, заедно с липсата на ликвиден пазар на едро и прозрачна референтна цена на едро, създават значителни рискове за инвеститорите да възстановят разходите по производствени проекти в България.

4.3. Пазарни участници

Фигура 4.2 показва обобщение на основните пазарни участници на българския пазар на електроенергия, които ще опишем по-подробно в следващите раздели.

Фигура 4.2
Пазарна структура: Основни участници



Както илюстрира фигурата, на 18-ти септември 2008 г.⁶⁸, българското правителство решава да слее останалите енергийни холдингови дружества с Български енергиен холдинг (БЕХ), който включва НЕК, АЕЦ „Козлодуй“, ТЕЦ „Марица Изток II“, ТЕЦ „Марица Изток“, „Булгаргаз“, „Булгартрансгаз“ и „Булгартел“. Чрез тази консолидация правителството се надява да увеличи конкурентоспособността на страната на регионалните и европейските енергийни пазари и да улесни финансирането на мащабни енергийни проекти. Българското правителство разглежда идеята за стартиране на първоначално публично предлагане на акции на БЕХ⁶⁹, но към момента е малко вероятно, тъй като правителството обяви планове за реструктуриране на БЕХ и вероятното му разделяне на две холдингови дружества. Според скорошно прессъобщение, всички производствени активи на БЕХ ще бъдат включени в пакет в отделна холдингова

⁶⁷ Енергийна стратегия на Република България 2020. Налична на: <http://dv.parliament.bg/DVWeb/showMaterialDV.jsp?idMat=51716>.

⁶⁸ Годишен доклад на НЕК 2006, стр.6

⁶⁹ Българска индустрия: Държавата обединява четирите най-големи енергийни компании в една, Economist Intelligence Unit -Viewswire, 22 September 2008.

компания и малък процент от нейните акции ще бъде предложен на Българската фондова борса, въпреки че времиви план все още не е определен.⁷⁰

4.3.1. Производство

Производственият пазар в България е доминиран от Националната електрическа компания ЕАД (НЕК), която в момента притежава 40% от пазарния дял на планираните и действащи мощности. По-голямата част от съществуващия капацитет е водноелектрически.

Съществуващата държавна атомна електроцентрала „Козлодуй“ има две оперативни звена с общ капацитет 2 GW. Тези звена са въведени в експлоатация между 1988 и 1993 г. Старите блокове на централата са вече закрити. По силата на споразумение от 1993 г. между Европейската банка за възстановяване и развитие и българското правителство, България е длъжна да затвори по-старите блокове 1-4 на АЕЦ „Козлодуй“ до края на 1998. Въпреки това, затварянето на тези блокове в крайна сметка се състоя между 2002 г. и 2006 г. като част от споразумение с Европейската комисия, преди присъединяването на България към ЕС.⁷¹

През последното десетилетие, на българския пазар навлизат чуждестранни инвеститори и увеличават участието си в производствения сектор. Например „Енел“ придобива дял в 680 MW-товата ТЕЦ „Марица изток 3“ (работеща с кафяви въглища) през 2003 г. като част от програма за модернизация, която изисква значителни инвестиции в оборудването за намаляване на емисиите. Също така ЧЕЗ придобива ТЕЦ „Варна“, (работеща с каммени въглища) при приватизационен процес от октомври 2006 г.⁷²

Но в последно време някои от тези международни инвеститори се изтеглят от България, докато други навлизат. През 2011 г. „Енел“ продава своя 73% дял от ТЕЦ „Марица Изток 3“ на американската компания ContourGlobal LP за 230 млн евро, което съответства на 0,590 млн евро (1.15 млн лв) цена за мегават. „Енел“ казва също, че възнамерява да продаде и вятърните си паркове в България.⁷³ Счита се, че „ЧЕЗ“ смята да продаде и въглищната си електроцентрала във Варна.⁷⁴ Доколкото ни е известно, все още няма конкретни планове за продажба, въпреки че през юни 2010 ЧЕЗ покани потенциални купувачи, които да представят индикативни оферти. През ноември 2010 г. Е.ОН обявява, че обмисля да оттегли част от своите български активи, въпреки че към момента не са известни конкретни планове.⁷⁵ Въпреки тази тенденция, през март 2011 се съобщава, че японската фирма „Тошиба“ обмисля изграждането на два блока в комплекс „Марица изток“.⁷⁶

От 2000 г. насам редица малки водноелектрически централи са постепенно предоставени за продажба на частни инвеститори. До края на 2003 г. 32 малки централи (най-голямата от които е 35 MW), с общ капацитет от 243 MW, са продадени на частни инвеститори. Най-високата продажна цена на MW инсталирана мощност, която достига една централа, е 2.4 млн лв.⁷⁷ Не са известни по-скорошни продажби в тази област.

70 България на път да раздели БЕХ на две, Reuters News, 2 August 2010

71 (i) Platts Powervision, January 2011 update; (ii) <http://www.american.edu/TED/bulgarnk.htm>, viewed on 15 April 2011

72 Platts Powervision, актуализация през януари 2011

73 SeeNews, "Италианската компания „Енел“ ще продава вятърните паркове в България“, прессъобщение от 28.03.2011; „Енел“, „Постигнато споразумение за продажбата на дялове в Марица“ прессъобщение от 15.03.2011; Интерфакс, „Енел ще продава българска електроцентрала на Контур Глобал (Част 2), 15.03.2011; European Daily Electricity Markets, "“Енел“ ще продава дялове в българската ТЕЦ „Марица Изток 3“, 15.03.2011

74 ADPnews Югоизточна Европа, "Intl energy cos rehash strategy, investment plans", 11.11.2010; Dow Jones Business News, "ЧЕЗ обмисля нов полски вятърен парк, продажба на българска електроцентрала“, 10.06.2010

75 ADPnews Югоизточна Европа, "Intl energy cos rehash strategy, investment plans", 11.10.2010

76 European Daily Electricity Markets, "Enel to sell stake in Bulgarian Maritza East 3", 15 March 2011.

77 Ганев, П., Преструктуриране на българския енергиен пазар, Utilities Policy (2008), doi:10.1016/j.jup.2008.02.005.

Въпреки все по-голямото участие на частния сектор, се изискват значителни инвестиции за модернизиране на съществуващите производствени централи:

„Физическото състояние на термо- и водноелектроцентралите, както и регионалните топлофикационни услуги, са се влошили до такава степен, че е трудно да се поддържа надеждно функциониране и да се развие отговорен регионален пазар на електроенергия на едро без значителни инвестиции, които да подобрят инфраструктурата. Текущото техническо състояние е неадекватно за съвременен точно измерване и отчитане, телекомуникации, измервателна апаратура и честотно управление, информационни системи и мениджмънт, надзорен контрол и придобиване на данни.“⁷⁸

Таблица 4.1 показва производствения капацитет, предоставен от Platts PowerVision, за всяко холдингово дружество през януари 2011 г. От таблицата се вижда, че производствените мощности са най-вече в ръцете на БЕХ, последван от ЧЕЗ, AES и ContourGlobal, подредени по дела им инсталирана мощност.

Таблица 4.1.
Производствени мощности по пазарни участници през ноември 2011

Холдингово дружество	каменни въглища	кафяви / лигнитни въглища	Природен газ	Ядрена енергия	водно-електрическа мощ	ветърна енергия	Друга	Общо
Български енергиен холдинг	0	2,053	0	2	2,571	0	0	6,624
ЧЕЗ	1,05	0	0	0	0	0	0	1,05
AES (Ей И ЕС)	0	590	0	0	0	139	0	728
Контур Глобал	0	661	0	0	0	0	0	661
Консорциум Енергия МК АД	0	420	0	0	0	0	0	420
Други	619	505	501	0	227	242	36	2,129

Източник: Platts Power Vision, актуализация ноември 2011. Забележка: мощностите на производствените звена са разпределени по търговски участници в съотношение с техния дял собственост. Консорциум Енергия МК АД се отнася към ТЕЦ „Бобовдол“

4.3.2. Проектът Белене

Предложението на българското правителство за изграждане на нова 2000 MW ядрена централа в Белене, в северната част на страната, формира основна част от националната енергийна политика.

Проект АЕЦ „Белене“, разработен от българското правителство, има дълга история. За първи път е проектиран през 1987 г, а първоначалното му изграждане започва през 1988, но е прекратено през 1991 г. През май 2004 г. българското правителство обявява плановете си да опита да реализира АЕЦ „Белене“, след което редица големи

⁷⁸ Ганев, П., Преструктуриране на българския енергиен пазар, Utilities Policy (2008), doi:10.1016/j.jup.2008.02.005.

европейски фирми проявяват интерес към проекта. На 29 януари 2006, НЕК подписва меморандум за разбирателство за подписване на ЕРС договор за изграждане на централата заедно с „Атомстройекспорт“, руско ядреноенергийно оборудване и монополен износ на енергия.⁷⁹ На 3ти септември 2008 с официална церемония българското правителство открива площадката на АЕЦ „Белене“.⁸⁰

НЕК и българското правителство търсят независими „стратегически партньори“, които да вземат дялово участие в проекта „Белене“. На 19.12.2008, НЕК и RWE подписват джойнт венчър споразумение, според което RWE придобива дял от 49 % от проекта в замяна на капиталова инжекция от €1.2 млрд, в допълнение към €500 млн, платени на НЕК.⁸¹ Но през октомври 2009 НЕК се отказва от проекта. Впоследствие, през ноември 2010 НЕК обявява подписването на три меморандума за разбирателство:⁸²

- Първо с „Росатом“, руската държавна корпорация за атомна енергия. НЕК и „Росатом“ планират да основат проектна компания, Енергийна компания Белене (ЕКБ), която ще бъде собственик и разработчик на АЕЦ „Белене“. НЕК ще притежава дял не по-малък от 51 % в ЕКБ.
- Второ, с Фортум Корпорейшън, за сътрудничество в развитието на атомната електроцентрала „Белене“. „Фортум“ ще осигурява „компетентност в ядрените технологии и безопасност“ и ще притежава 1% от капитала на ЕКБ.
- На трето място, с „Алтран Технолоджис“, за сътрудничество в изграждането и експлоатацията на АЕЦ „Белене“. „Алтран Технолоджис“ също ще притежава 1 % от капитала на ЕКБ.

НЕК съобщават също, че има възможност други акционери да се присъединят (като вземат дял от „Росатом“) и съобщават за изразен интерес от страна на Сърбия. Отново през ноември 2010 г. БЕХ обявява, че е назначил консултант, който да помогне в намирането на стратегически инвеститори.⁸³

Въпреки трудностите при финансирането, пред които е изправен проекта, той се намира на сравнително напреднал етап на развитие, в сравнение с други предложения за нови ядрени генератори в Централна и Източна Европа. Например, някои дейности по подготовка на обекта са завършени на площадката „Белене“, има подписан меморандум за разбирателство, за да е подпише договор ЕРС и има разрешение за строеж от българските власти.⁸⁴

Според съобщения в пресата, Европейската комисия разследва дали 300 млн. лв. от средствата, отпуснати на Белене, може да се считат за неправомерна държавна помощ.⁸⁵

Не ни е известно да са подписвани договори за закупуване на енергия от централата.⁸⁶

⁷⁹ Имейл от HSBC до NERA, от 13 декември 2011. НЕК

⁸⁰ НЕК, <http://www.nek.bg/cgi?d=1966>

⁸¹ South East Europe News Digest, "Germany's RWE makes official entry into Belene NPP", 20 December 2008

⁸² НЕК, „Три потенциални инвеститора показват интерес към АЕЦ „Белене“, прессъобщение от 30.11.2010; „Росатом“, Подписани са първите документи, относно изграждането на АЕЦ „Белене“ (България), прессъобщение от 01.12.2010; „Фортум“, „Фортум“, „Росатом“ и НЕК подписват меморандум за разбирателство относно сътрудничество в проекта АЕЦ „Белене“, прессъобщение от 30.11.2010.

⁸³ БЕХ, "Приключи процедурата за избор на консултант по проекта АЕЦ „Белене“, съобщение от пресата, 25.11.2011

⁸⁴ <http://www.belene-npp.com/index.php?lang=2&pid=44>

⁸⁵ South East Europe News Digest, "Brussels may dig into state aid for Bulgaria's Belene NPP", 25 March 2009.

⁸⁶ „Стратегически инвеститори за АЕЦ „Белене“ избрани“, 3.10.2007 сайта на АЕЦ „Белене“

4.3.3. Пренос

Освен че притежава значителен дял от производения пазар, НЕК също така е собственик и на българската преносна мрежа. През януари 2007 г., обаче, ЕСО, дъщерно дружество на НЕК, е създадено, за да изпълнява функциите на системен оператор. ЕСО също така отговаря и за експлоатацията на преносната мрежа, и за пазара на електроенергия (виж раздел 6 по-долу). ЕСО има отделни счетоводни отчети от НЕК, отделен правен статут и има независим съвет на директорите.⁸⁷

Тези мерки, предприети с цел да разделят интересите на НЕК към преносната мрежа и производството, са предприети, за да са в съответствие с правилата на ЕС относно правното разделяне. Въпреки това, дори в Западна Европа, Европейската комисия е установила, че разпоредбите, въведени, за да отделят мрежите от производството/снабдяването са недостатъчни или неефективни. Например при изследване в енергийния сектор през 2005 г., Комисията установява (по отношение на европейските енергийни пазари), че „настоящите нива на разделение на интересите към преносната мрежа и доставките имат негативно влияние върху функционирането на пазара и стимулите за инвестиране в преносната мрежа. Това представлява голяма пречка към нов, а също застрашава и безопасността на снабдяването“.

Затова смятаме, че е малко вероятно българските разпоредби за разделение да доведат до ПСО, напълно независими от НЕК. В действителност, някои европейски органи съобщават, че в България липсва равностоен достъп до електрическата мрежа за независимите производители на възобновяема енергия, макар че няма подробности за това.⁸⁸ НЕК обявява плановете си за изграждане на собствени вятърни и соларни паркове, на които Българската ветроенергийна асоциация отговаря, че планираните инвестиции на НЕК трябва да бъдат разгледани „внимателно“, за да се справят с конфликта на интереси между клиентите на НЕК и на ВЕИ.⁸⁹

В „Енергийна стратегия на Република България до 2020 г.“, която е одобрена от Парламента през юни 2011, правителството обявява, че ще основе независим оператор за пренос на енергия (включително и на газ), който ще бъде отделно и независимо предприятие със собствени активи. Това реструктуриране ще бъде извършено преди края на 2011.

Преносната мрежа на страната се състои от 400 kV (2451 км), 220kV (2805 км) и 110kV (9 954 км) линии.⁹⁰ Не са известни независими публикации относно надеждността на преносната мрежа.

4.3.4. Разпределение и доставка

България е приватизирала седемте си разпределителни мрежи чрез продажба на 67% от дружествения капитал в три „пакета“ мрежи. Е.ОН Енерджи придобива дял в двете североизточни мрежи за € 141 млн, ЕВН Австрия придобива дял в двете югоизточните

87 Ганев, П., Реструктуриране на българския енергиен пазар, Utilities Policy (2008), doi:10.1016/j.jup.2008.02.005

88 Европейски съвет за възобновяема енергия, Преглед на политиката за възобновяема енергия – България, първа чернова версия, април 2008. ADP News, "Българският Министерски съвет отлага одобряването на нов закон за възобновяема енергия за следващата година", 29.12.2010

89 ADP News, "Българският Министерски съвет отлага одобряването на нов закон за възобновяема енергия за следващата година", 29.12.2010

90 Годишен доклад на НЕК, 2009, стр. 14

мрежи за € 271 млн и ЧЕЗ придобива трите западни мрежи (включително софийската мрежа) за € 281 млн.⁹¹ Министерството на икономиката, енергетиката и туризма запазва собствеността си на 33% от преностана мрежа.⁹²

Фигура 4.3
Карта на разпределените територии



В съответствие с изискванията на ЕС, функциите за разпределение и доставка са вече разделени и заварените дружества доставчици са определени като обществени снабдителни на електроенергия за своите региони, което им предоставя определени отговорности като доставчик от последна инстанция.

В края на 2010 г., правителството обявява намерението си да продаде своя дял в трите разпределителни мрежи с цел повишаване ликвидността на местната фондова борса и повишаване на приходите. Скоро след това правителството избира определен брой компании, които да действат като посредници в продажбите.⁹³ През октомври 2008 и ЧЕЗ, и ЕВН са обект на критики поради лошото качество на услугите в обслужваните от тях райони, в резултат на което са обвинени в „злоупотреба с монополно или господстващо положение“ от регулатора за защита на конкуренцията. Оплакванията срещу ЕВН включват инциденти със спад в напрежението, отказ да извършат проверка на мрежата за ниско напрежение и отказ да свържат нови потребители към мрежата си.⁹⁴ През април 2010 г. българското правителство започва одит на електроразпределителните дружества (и предприятия за производство на

⁹¹ Приватизация на електроенергията в България, Светла Тодорова (Държавна комисия за енергийно и водно регулиране), презентация в Ереван, Армения, 22-23.09.2005: <http://www.erranet.org/index.php?name=OE-eLibrary&file=download&id=3469&keret=N&showheader=N>

⁹² В случая на електроразпределителната мрежа на Е.ОН (Е.ОН България Мрежи АД), Е.ОН България Мрежи АД притежава само 59% от акциите, 33% от акциите се държат от правителството на Република България и 8% от акциите са притежание на Европейската банка за възстановяване и развитие (Източник: http://www.eon-bulgaria.com/english/eon_bulgaria/profiles/profile_eon_grid.htm, viewed on 23/3/2011).

⁹³ Platts Energy in East Europe, "Local banks to broker disco sales", 1 July 2011.

⁹⁴ UPDATE 1-Bulgarian antitrust watchdog launches probe into EVN, Reuters News, 20 October 2008.

енергия), с цел да намали разходите за сметки за електроенергия, предава Ройтерс.¹ След одита през ноември 2010, ДКЕВР глобява трите електроразпределителните дружества Е.ОН, ЧЕЗ и ЕВН на обща стойност 3 млн лв за нередности при функционирането им. Според информация от пресата тези глоби са възприети като начин да се привлекат средства от чуждестранни компании и да се подобри финансовото състояние на държавата. Компаниите заявяват, че ще обжалват решението.² През март 2011г. българският антитръстов регулатор глобява Е.ОН с 3.2 млн лв за злоупотреба с монополно положение. Наложена глоба е поради отказа на Е.ОН България да доставя електричество в продължение на 14 месеца през 2008 и 2009 г. на производствено предприятие в североизточната част на страната, чийто предишен собственик не е плащал три години сметките си за електроенергия.³

4.4. Регулаторна уредба

4.4.1. Регулаторна рамка⁴

През ноември 2003 г, българското правителство приема нов Закон за енергетиката, за да се съобрази с директивите на ЕС за електроенергия и газ, преди да се присъедини към ЕС. Този закон урежда юридическото разделение на пренос, разпределение и производство, счетоводна отчетност между предприятията и режим на достъп на трети лица до преносните и разпределителните мрежи, които заменят пазарния модел с един единствен купувач.

Законът за енергетиката урежда основната правна рамка на енергийния сектор, която претърпява редица изменения през последните години, за да осъществи реформи в енергийния сектор и да въведе директивите на ЕС в българското законодателство. Разпоредбите на Закона са доразвити в няколко наредби, правилници, постановления, решения и инструкции.

4.4.2. Регулаторни институции⁵

Правителствения отдел, отговарящ за енергийния сектор, е Министерството на икономиката, енергетиката и туризма (МИЕТ), което възниква от сливането през 2005 г. на Министерството на икономиката и Министерството на енергетиката и енергийните ресурси (МЕЕР). Министерският съвет определя държавната политика в областта на енергетиката, а министърът на МЕЕР е отговорният административен орган за изпълнение на определената политика.

В допълнение на това, регионалните клонове на Министерството на околната среда и водите (МОСВ) вземат решения, на базата на обстоен преглед, дали енергийните проекти изискват оценка на въздействието върху околната среда (ОВОС), а министърът на околната среда и водите решава дали да приеме заключенията на ОВОС. МОСВ

¹ Reuters, "Bulgaria to audit utilities, eyes power price cuts", 9 April 2010.

² Global Insight, "ЧЕЗ осъжда българските власти „дискриминационно отношение“, 25.11.2010; Reuters, "Българският енергиен регулатор глобява доставчиците на електроенергия", 4.11.2010

³ Reuters, 23 март 2011; SeeNews, 23 март 2011

⁴ (1) Ганев, П., Преструктуриране на българския енергиен пазар, Utilities Policy (2008), doi:10.1016/j.jup.2008.02.005 и (2) Herbert Smith European Energy Review 2008.

⁵ (1) Ганев, П., Преструктуриране на българския енергиен пазар, Utilities Policy (2008), doi:10.1016/j.jup.2008.02.005 и (2) Herbert Smith European Energy Review 2008.

също така издава разрешителни за водоползване. Министерството на регионалното развитие и благоустройството има функции, свързани с издаването на разрешителни за ползване на земя.

Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) е създадена през 1999 г. като българския регулаторен орган на енергийния сектор. Комисията се състои от 7 членове, включително председател и двама заместник-председатели,¹⁰⁰ като единият отговаря за водата, а другият за енергията. Членовете на комисията се назначават за срок от пет години, което дава гаранция до известна степен за независимост от политическа намеса.¹⁰¹

Съгласно член 12 (3) от Закона за енергетиката, Министерският съвет може да отстрани членовете на комисията само при: 1. по тяхно писмено искане; 2. при установяване, че не отговарят на изискванията по този закон за заемане на длъжността; 3. при фактическа невъзможност да изпълняват задълженията си за повече от 6 месеца; 4. когато са осъдени на лишаване от свобода за умишлено престъпление от общ характер с влязла в сила присъда. Следователно, разпоредбите на закона предлагат известна защита за членовете на комисията от политическа намеса.

Отговорностите на ДКЕВР са посочени в раздел II от Закона за енергетиката. В действителност, ДКЕВР е отговорна за изпълнението на повечето аспекти на Закона за енергетиката по отношение на електрическата индустрия. Например ДКЕВР администрира разрешителния режим и е отговорна за издаването, изменението и отнемането на енергийни лицензи. Законът за енергетиката предвижда освобождаване от лицензионен режим за производители с инсталирана мощност до 5 MW. ДКЕВР е отговорна и за регулирането на цените на дребно и на едро, и за регулирането на допустимите приходи на електроразпределителните компании.

Съгласно наше проучване, ДКЕВР е добре обезпечена и се стреми да действа независимо от намесата на правителството. Въпреки това, българските институции са все още незрели (например независимостта на съдилищата все още е в процес на установяване). Поради тази причина съществува риск от политическа намеса в съдебните производства и дори от корупция.¹⁰² Въпреки това няма причина да смятаме, че действията и независимостта на ДКЕВР са по-лоши от тези на други регулатори в източноевропейските държави и дори в някои западноевропейски.

¹⁰⁰ Законът за енергетиката преди изискваше Комисията да се състои от 13 членове, но Поправка в закона от 16.07.2010 намалява броя на членовете.

¹⁰¹ (1) Закон за енергетиката, чл. 9 и 11 и (2) Herbert Smith, European Energy Review 2008.

¹⁰² През 1997г. Американската агенция за международно развитие (ААМР), пише следното, относно българския енергиен сектор: "Регулаторната автономност и устойчивостта на регулаторната рамка, разработена по време на приватизационния процес, са тревожни. Политическата намеса в регулаторния процес е повод за грижа за частните инвеститори. Регулаторният контрол и налагането на качество на стандартите за обслужване на новите собственици, е голямо предизвикателство за регулатора." ААМР, „ААМР/България Доклад за оценка - Седемнадесет години партньорство на икономиките в прехода: 1990 – 2007, юли 2007, стр. 229. В годишния доклад на организацията „Прозрачност без граници“ - „Индекс за възприемане на корупцията 2010“, България получава 3.6 точки (най-високата оценка е 10) и се класира предпоследна сред 30-те държави в региона „Европейски съюз и западна Европа“. Този резултат показва, че корупцията в България е ендемична. Макар да не са ни известни скорошни доклада за корупция или открита политическа намеса в процеса на взимане на решения на ДКЕВР, в раздел 4.3.4 разглеждаме как няколко чуждестранни разпределителни дружества са глобени за редица престъпления и как тези глоби се възприемат като средство за увеличаване на паричните постъпления, което поставя под съмнение обективността на решенията на ДКЕВР

Съгласно Третия енергиен пакет (виж раздел 2.1.2), правомощията и независимостта на ДКЕВР се увеличават. По-конкретно, заповедите на ДКЕВР ще добият по-голяма мощност, за да се гарантира, че тя е независима от интересите на правителството, индустрията и пазара, разполага с достатъчно финансов и технически капацитет да изпълнява функциите си и е безпристрастна и прозрачна в своите дейности.

Правителството ще трябва да промени Закона за енергетиката, за да предостави на ДКЕВР правомощията, предвидени в Третия енергиен пакет, което, според местните коментатори, ще направи българския регулатор най-важната енергийна институция в държавата.¹⁰³

Следователно, прилагането на Третия енергиен пакет ще доведе до засилване ролята на регулатора и повишаване на независимостта от политическа намеса, което в крайна сметка може са улесни прехода на България към либерализиран конкурентен пазар.

5. Основи на енергийния пазар

5.1. Търсене

5.1.1. Историческо нарастване на търсенето

Потреблението на електричество в България (вкл. загубите) нараства в периода 2000-2008 г. средно с малко над 1 % годишно, както показва Таблица 5.1. Въпреки това между 2000 и 2008 г. потреблението спада с около 2.5 % всяка година по време на глобалната икономическа криза. От 2000 г. средно годишният ръст на енергийното потребление е около 0,5 %.

През 2010 г., търсенето на час достига 7.3 GW. Пиково натоварване обикновено се достига през месеците декември, януари или февруари. То показва значително вариране от година на година като не показва ясна тенденция за движение нагоре или надолу през последното десетилетие.

Таблица 5.1
Потребление на електричество и върхово натоварване (2000 – 2010 г.)

	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Ср. ръст, 2000 - 2008	Ср.ръст, 2000 - 2010
Потребление (GWh)	31,700	32,527	33,430	34,463	34,684	33,413	33,212	1,1 %	0,5%
Върхово натоварване (MW)	7,100	6,500	6,930	6,893	7,034	7,188	7,270	-0,1%	0,2%

Източник: Национален статистически Институт, Юрелектрик и ЕНТСО-Е. Данните за потреблението от Националния Статистически Институт отразяват електричеството „използвано за вътрешни нужди“ и се изчислява като общото производство на електрическа енергия минус нуждите на самата електрическа централа плюс вноса минус износа.

Табл. 5.2 показва разбивка на крайното нетно потребление на електроенергия за периода 2000 – 2008 г.¹⁰⁴ За този период услугите и индустрията допринасят позитивно за увеличеното търсене на електричество, като нарастват респективно на 4,3 % и 3 %. Земеделието също отбелязва значителен ръст в периода до 2008 г., но поради неговата ограничена тежест, допринася в по-малка степен към общия ръст. Разликата между данните за потреблението в табл. 5.1 и таблица 5.2 се дължи основно на загубите по мрежата, който не е включен в крайното нетно потребление на електроенергия в табл.

¹⁰³ Bulgaria: The Impact Of The EU Third Energy Package On Bulgarian Legislation, Stefana Tsekova and Elena Rangelova (Schonherr), 17 February 2010. URL: <http://www.mondaq.com/article.asp?articleid=94064>

¹⁰⁴ По време на изготвяне на доклада все още няма детайлна информация за периода 2009 – 2010 г.

5.2.¹⁰⁵

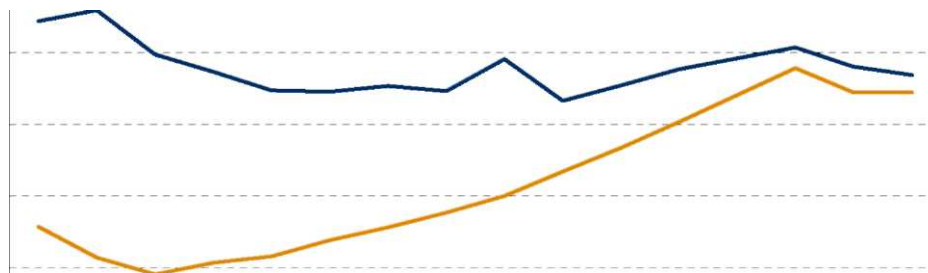
Таблица 5.2
Крайно потребление на електроенергия по сектори (ГВтч)

Крайно Потребление (ГВтч)	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Ср. Ръст 2000- 2008
Промишленост	6,584	9,838	10,034	10,179	10,876	-	-	3,0 %
Транспорт	453	413	394	377	348	-	-	-3,2 %
Домакинства	9,858	9,046	9,305	9,376	10,027	-	-	0,2 %
Земеделие	175	189	196	214	286	-	-	6,3 %
Услуги	5,062	8,192	6,938	7,047	7,095	-	-	4,3 %
Нетна консумация	24,132	25,678	26,867	27,193	28,632	-	-	2,2 %

Източник: Евростат (nrg_105a)

Въпреки относително умерената тенденция за ръст на търсенето от около 1 % годишно от 2000 г., Българската икономика расте бързо в последните години, както показва Фигура 5. Тъй като БВП нараства бързо, докато търсенето на електроенергия остава сравнително равно и дори спада в края на 90те години, фигурата показва, че „електрическият интензитет“ на БВП спада с повече от 40 %. Както описваме с повече подробности в Приложение А, България все още определено остава най-„електрически интензивната“ икономика в ЕС и правителствени прогнози предполагат, че намаляващия интензитет на електричеството на БВП ще продължи и за в бъдеще.

Фигура 5.1
Потребление на електричество в България и БВП

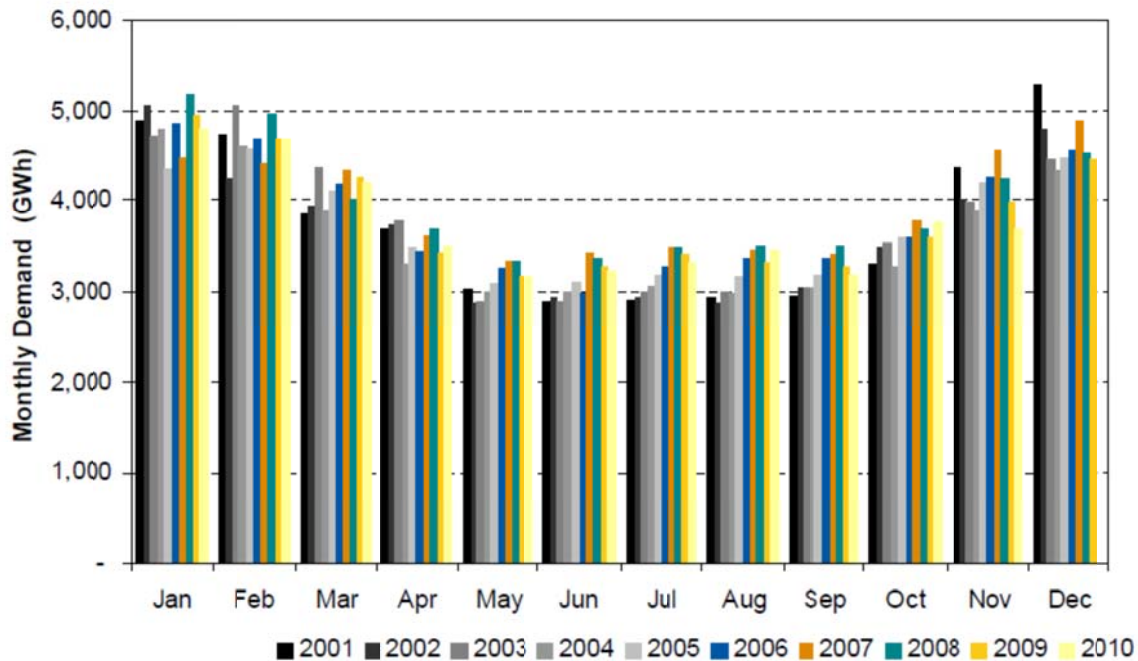


Източник: Евростат и Българския ONS. Цифрите за 2010 г. се базират на осъщественото развитие за първото тримесечие на 2010 г.

Фигура 5.2 показва разпределението на годишното потребление на електричество по месеци и години от 2001 г. насам. Потреблението на електричество в България показва много ясна сезонност, с обикновено много по-високо потребление през зимата отколкото през лятото. Още повече, че потреблението през лятото се оказва доста предсказуемо и показва тенденция на нарастващо потребление. В контраст потреблението през зимните месеци, което предполагаме се влияе повече от климатичните условия става все по-променливо от година на година.

¹⁰⁵ Данните на Националния Статистически Институт (НСИ) се базират на проучване на НСИ и могат да се различават от данните събрани от Евростат.

Фигура 5.2
Месечно търсене на електроенергия



Източник: Национален Статистически Институт

5.1.2. Публикувана прогноза на търсенето

Таблица 5.3 обобщава прогнозите за пиково натоварване и ръст на търсене на електроенергия произведена от серия източници на трети страни. Например, най-новите проекции на ЕМОПС-Е от SAF[прогнози за адекватност на пан-европейската енергийна система] за 2011 предполагат средно нарастване на пиковото натоварване с 1 % на година до 2025 г.

Таблица 5.3
Прогноза за нарастване на търсенето

Източник	Данни за прогнозата	Година на прогнозата	Средно за 2010-2015 г.	Средно за 2015-2020 г.	Средно за 2020-2030 г.
Отдел за Икономическо Разузнаване ¹⁰⁶	Потребление	2009	1,9 %	-	-
ЕМОПСЕ (Балкански)	Общо потребление	2008	1,26 %	1,44-1,7 %	1,7 %

¹⁰⁶Базирано на Отдела за Икономическо Разузнаване (2009), "Българска промишленост: Място за растеж в енергийния сектор", (8 април 2009)

Регион) ¹⁰⁷					
ЕМОПСЕ ¹⁰⁸	Пиково натоварване	2009	0,7 %	0,8 %	0,7 %
ЕМОПСЕ ¹⁰⁹	Пиково натоварване	2010	1%	1 %	1 %

Източник: EIU (Отдел за Икономическо Разузнаване) и ЕМОПСЕ

5.1.3. Прогнозно търсене за пазарно моделиране

В бъдеще, търсенето на електроенергия в България ще зависи от редица фактори, включително следните:

- **Увеличение на приходите:** Търсенето на електроенергия нараства, когато икономиката и населението имат ръст.
- **Намаляване на интензитета на енергията:** в своята енергийна стратегия до 2020 г., правителството казва, че енергийният интензитет, т.е използването на енергия за единица от националния приход, е 89 % по-висок от средното за ЕС. По тази причина, правителството определя като една от своите цели да намали наполовина енергийния интензитет на България в БВП. Правителството е определило цел от 456 тонаеквивалент на петрол (теп) за 1 милион евро БВП, сравнено със стойността на 913,3 теп/1 милион евро през 2005 г. Правителството съобщи, че мерките за енергийна ефективност и политиката на Енергийната стратегия могат да подобрят енергийната ефективност с 25 %, като по този начин до 2020 г. ще се спестят 5 милиона теп първична енергия, сравнено със стойността от началната позиция.
- **Газифициране на отоплението:** правителството съобщава в своята Енергийна стратегия също, че иска да разшири използването на природен газ в отоплението (т.е. „газификация“). Понастоящем, само 1.5 % от българските домакинства са газифицирани и правителството иска да увеличи този процент на 30 % до 2020 г. като замени устройствата за електрическо отопление с домашно отопление на газ.¹¹⁰
- **Въвеждане на зелена политика:** в дългосрочен план, технологичните промени, както и натискът за намаляване на емисиите от въглероден двуокис могат да доведат до нови начини за използване на електричеството, включително:
 - *Електрически коли* – в своята Енергийна стратегия до 2020 г. правителството споменава „еко коли“, в частност електрически коли, като трябва да се обърне по-специално внимание на колите захранвани от ВЕИ, за да постигне своите цели до 2020 г. за енергия от възобновяеми източници в транспортния

¹⁰⁷ Забележка, тази прогноза за ръст на пиковото натоварване не се отнася само за българския пазар но и за членовете на СКПЕ в Балканския регион като цяло. Както описваме с подробности в Приложение А, потреблението на електричество в България за единица БВП е значително по-високо от това в другите страни членки на ЕС. Затова очакваме ръста на търсенето на енергия в България да бъде към по-ниския край (към по-ниските стойности) на тази серия от прогнози. Източник: Таблица 3.1.2 на ЕМОПСЕ (2009), *Прогноза за адекватност на системата 2010-2025. Прогнозата за SAF енергия се базира на данни събрани през 2008 г.*

¹⁰⁸ Базирано на средните стойности от ниските и високите сценарии за пиково натоварване от поддържащите екселски файлове на ЕМОПСЕ (2009) „Прогноза за адекватност на системата 2010-2025“

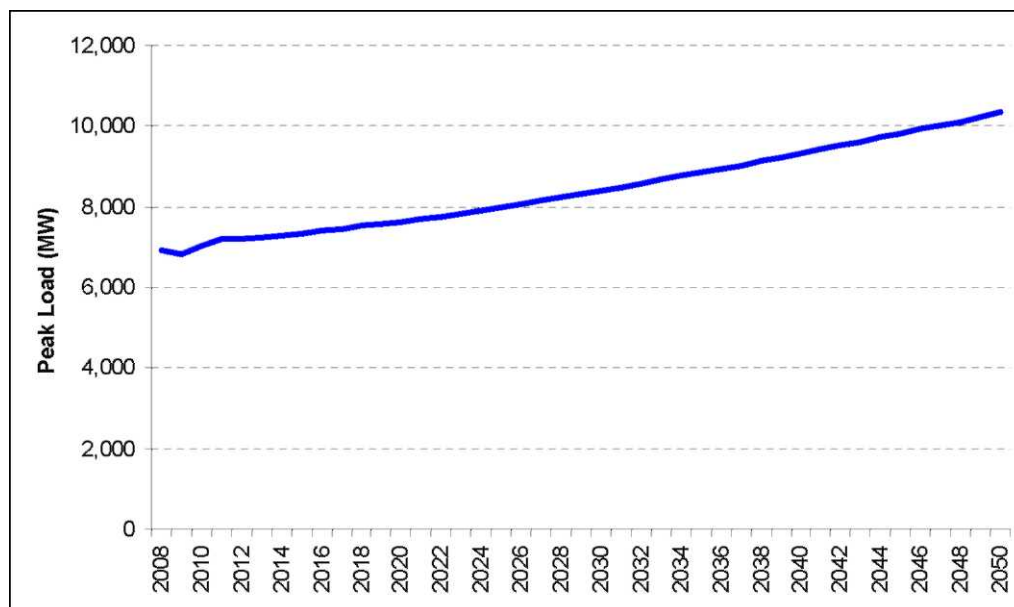
¹⁰⁹ Базирано на средните стойности от ниските и високите сценарии за пиково натоварване от поддържащите екселски файлове на ЕМОПСЕ (2010) „Прогноза за адекватност на системата 2011-2025“
¹¹⁰ Българската национална енергийна стратегия до 2020 г, раздел IV. 3. Достъпен онлайн на: <http://dv.parliament.bg/DVWeb/showMaterialDV.jsp?idMat=51716>.

сектор. Въпреки това конкретни планове в подкрепа на развитието на електрически коли не се споменават.

- *Въвеждане на енергия от възобновяеми източници за домашно отопление* – Европейските страни полагат все по-големи усилия да въведат възобновяемите източници в домашното отопление посредством използването на топлинни помпи, използващи земни или въздушни източници. Въпреки че топлинните помпи абсорбират топлина от околната среда, те също така използват съпротивително отопление, захранвано от електричество в допълнение към отопление от източник от околната среда. Следователно, те могат да имат положително влияние върху консумацията на електроенергия.

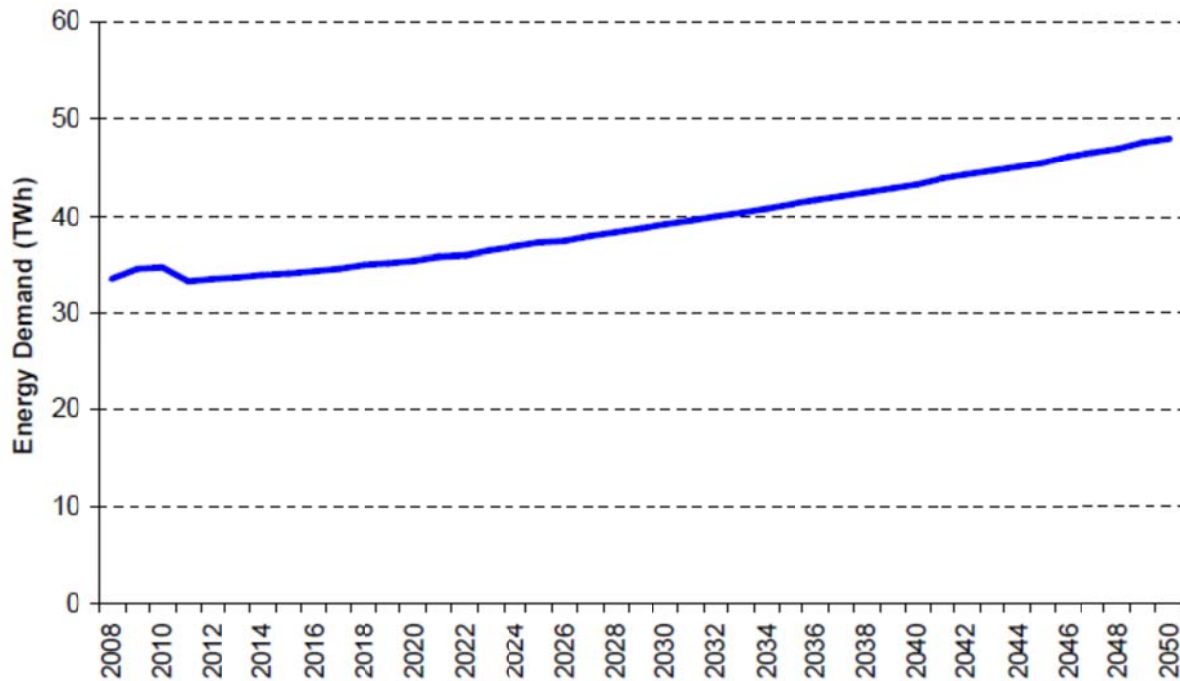
Както описваме с повече подробности в Приложение А, нашите прогнози за търсене на електроенергия за нашето пазарно моделиране се базират на прогнозите на ЕМОПС-Е, както е показано на фигура 5.6. Въпреки това проведохме пространни анализи, за да потвърдим, че тези прогнози се изравняват с предположението, че потреблението на електроенергия в България за единица БВП ще се приближи с времето до средното за Европа. Това предположение отразява влиянието на (1) енергийната ефективност и (2) газифицирането на отоплението. Нашата прогнози за търсенето отговарят също и на последните дългосрочни прогнози за БВП на Международния Валутен Фонд (МВФ). Прогнозите за пика и енергийното търсене, които допускаме за целите на нашето пазарно моделиране са показани респективно на Фигура 5.3 и Фигура 5.4 по-долу.

Фигура 5.3 Прогноза за пик на търсенето (МВ)



Източник: NERA анализ на данни от МВФ и ЕМОПС-Е

Фигура 5.4 Прогноза за енергийно търсене (ТВч)



Източник: NERA анализ на данни от МВФ и ЕМОПСЕ

5.2. Доставка на електричество

5.2.1. Инсталирани мощности

Общо България има около 12 ГВ инсталирана мощност, както е показано в Таблица 5.4, състояща се от ядрена, въглищна и хидро мощност с ограничено производство на енергия от газ. През 2009 г. максималната нетна продукция е била 9 ГВ от 12,2 ГВ инсталирана мощност.¹¹¹

В момента АЕЦ Козлодуй е единствената ядрена централа в страната с мощност 2 ГВ. Ролята на ядрената централа в България се е смалила в последно време, след намаляването на мощностите на АЕЦ Козлодуй от 3,8 ГВ на 2 ГВ след затварянето на два реактора от 880 МВ през 2002 и 2006 г.

Остатъкът от българската топло електрически централи е съсредоточен до голяма степен в енергийния комплекс на Марица Изток в южната част на страната, с около 3 ГВ лигнитна мощност, разположена в голям басейн от лигнитни въглища. Газовата мощност формира едва около 500 МВ от мощността според ЕМОПС-Е, въпреки че Platts предполага, че тази стойност е много по-малка, вероятно защото тази мощност се състои най-вече от газови инсталации за комбинирано производство, които попадат под радар на някои метрики за мощност. Около една четвърт от производствената мощност в България е хидро, с над 1 ГВ от 2,9 ГВ състояща се от ПАВЕЦ.

Таблица 5.4
Инсталирана мощност в България, 2011 (ГВ)

Вид мощност	Мощност (ГВ)
Ядрена	2,0
Фосилни горива	6,7
	От които лигнит
	3,7

¹¹¹ P8, http://www.dker.bg/reports/rep_sewre10_en.pdf

	От които антрацитни въглища	2,1
	От които газ	0,5
	От които смесени горива	0,4
Възобновяеми източници		3,3
	От които вятър	0,4
	От които помпено-акумулираща водноелектрическа централа	2,6
	От които речна хидроцентрала	0,3
Общо нетна производствена мощност		12,0

Източник: ЕМОПС-Е¹¹² Забележка че 1.1 ГВ се класифицира като „неизползваема“. Забележка, данните могат да не кореспондират с точност с цифрите посочени в Таблица 4.1, които са изчислени по-скоро по данни на Плац отколкото по данни на ЕМОПС-Е

В този смисъл, българският производствен микс е доминиран от ядрената и въглищна мощност, което, поради относително високите разходи за стартиране и скоростта на промяна на мощността на тези единици ги прави до голяма степен негъвкави. От разговори с българския електроенергиен системен оператор ЕСО, разбираме, че много производства на фосилни горива обикновено оперират под и до минимум постоянно производство на нощ с вариации в общото производство, за да балансират системата предоставена от помпено-акумулираща водноелектрически централи.¹¹³ През деня, ПАВЕЦ произвеждат енергия, а термо централите увеличават производството, за да посрещнат изискванията на пиковите часове. От ЕСО разбираме също така, че разчита все повече на ПАВЕЦ и други хидро производители да осигурят гъвкавост на системата през последните години. Фигура 5.5 изглежда потвърждава това, тъй като показва че през 2004 г. и 2008 г. общото производство ПАВЕЦ в България е нарастнало с 132 %.

Фигура 5.5
Общо производство от ПАВЕЦ (ГВч)

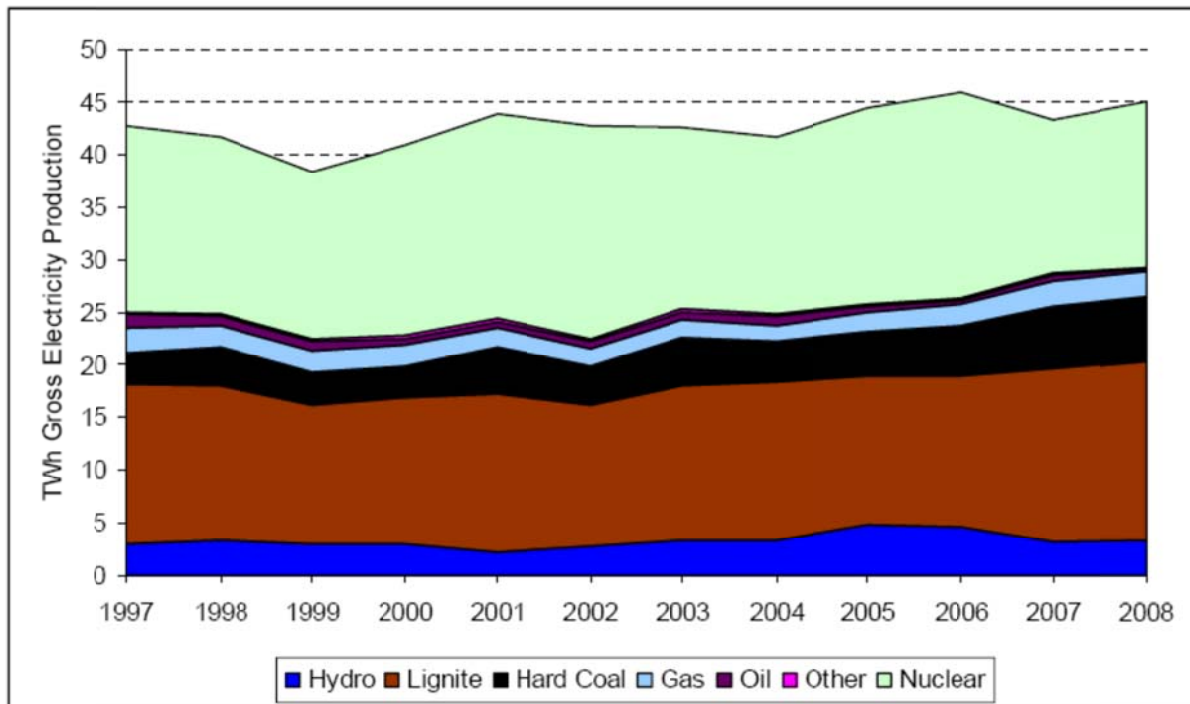


¹¹²ЕМОПСЕ, Прогноза за Адекватност на Системата 2011 – 2020 г.

¹¹³От 2007 г. степен на надеждност на Козлодуй (т.е пропорцията на часовете когато е годеен, докато работи) е средно над 99 %. Това посочва че производства на фосилни горива, а не ядрените централи предоставят гъвкавост на системата като намаляват производството през нощта. (Източник: данни на АЕИА)

Фигура 5.6 показва, че балансът на продукцията от фосилни горива в България е останал сравнително постоянен, с постепенно увеличение на дела на ядрената енергия в общия енергиен микс. Въпреки това, през 2007 г. делът на електроенергията произведена от ядрено гориво леко намалява вследствие на частично затваряне на АЕЦ Козлодуй в края на 2006 г.

Фигура 5.6 Общо производство по гориво от 1990 г.



- Хидро
- Лигнитни въглища
- Каменни въглища
- Газ
- Петрол
- Други
- Атомни

Източник: анализ на NERA на данни на Евростат

5.2.2. Планирано развитие на конвенционални производствени мощности

Основното планирано увеличение на мощността, за което Platts има информация, е предложената ядрена централа в Белене с мощност 2 ГВ, която първоначално имаше пусков срок 2015 г. (виж таблица 5.5). В нашето моделиране допускаме, че Белене ще стартира на два транша от 1000 МВ през 2017 и 2018 г.¹¹⁴

За останалите мощности, енергийният комплекс Марица Изток завърши рехабилитация на съществуващите мощности в началото на 2011 г., с подновени мощности от 230 МВ

¹¹⁴По информация взета от БЕХ

в Марица Изток 2¹¹⁵. AES наскоро поръча също нови мощности от 670 MW, с договор за покупка на електроенергия от НЕК. Строи се хидро централа с мощност от 80 MW, както и малка газова централа с мощност 50 MW в Пловдив. Накрая, две малки вятърни централи се строят с мощности от 50 MW и 32 MW в Каварна и в региона на Варна.¹¹⁶ В нашия базов пазарен модел допускаме, че тези централи ще започнат експлоатация на датата, изчислена от Platts, на базата, че всички други проекти не са в достатъчна степен напреднали, за да представляват постоянен финансов ангажимент.

Таблица 5.5
Разширяване на проектирани мощности в България (Мощности в процес на изграждане)

Централа	Вид централа	Мощност (MW)	Година на пуск
Белене	Ядрена	2000	2015
Гълъбово	Кафяви каменни въглища	670	2011
Марица Изток 2 (модернизирана)	Кафяви каменни въглища	230	2011
Цанков камък	Хидро	80	2011
Българево	Вятърна	50	2011
Пловдив Север ¹¹⁷	Газова	50	2012
Каварна	Вятърна	32	2011

Източник: PlattsPowervision database; Q1 2011 update¹¹⁸

5.2.3. Разгръщане на възобновяеми източници

Както и други държави членки на ЕС, България има амбицията да развие възобновяеми източници във всички области на крайно потребление на енергия (16 % от цялото потребление на енергия за отопление, транспорт и производство на мощности до 2020 г.).¹¹⁹ Според последните цифри на Националния статистически институт, дялът на възобновяемите източници в общото потребление на енергия е бил 9,6 % през 2008 г., същото ниво както през 2004 г., предполагайки малък прогрес в до този моментв посока поставената цел за 2020 г. Както в много други пазари в ЕС, трудностите да се въведат възобновяемите източници при отоплението и транспорта означава, че е вероятно в енергийния сектор да се види по-голям дял на възобновяемите източници в енергийния микс.

МИЕТ наскоро публикува прогнози за продукцията от енергия от възобновяеми

¹¹⁵<http://translate.google.com/translate?hl=en&sl=bg&tl=en&u=http%3A%2F%2Fwww.tpp2.com%2Findex.php%3F1%3D4>

¹¹⁶Показано в Таблица 5.5 като централа „Българево“, който се строи от Enertrag AG and EVN AG; и централа „Каварна“, който се строи от RaiffeisenZentralbankOsterreich AG.

¹¹⁷Имаме информация, че мощността на тази централа може да е между 35 MW и 50 MW и строителят (ЕОН) все още не е взел окончателно решение за размера на централата..

¹¹⁸Забележете, че тази таблица показва само мощностите, които Platts обявява, че са в процес на изграждане. Platts докладва също и допълнителни мощности от 640 MW от вятър и 267 MW хидро мощности, които се изграждат. Въпреки това, исторически Platts е подценявал мощностите от възобновяеми източници.

¹¹⁹DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the promotion of the use of energy from renewable sources amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC

източници до 2020 г.¹²⁰. Като цяло, правителството предсказва, че количеството на произведена енергия от възобновяеми източници ще достигне 20 % до 2020 г., с най-голямо увеличение на енергия от възобновяеми източници като дял от производството на енергия ще се случи до 2015 г. Докладът предрича също така около 2500 МВ мощности от възобновяеми източници са договорени с мрежата и се очаква да бъдат доставени до 2015 г., като по-голямата част от тях, разбираме от БЕХ, е вятърна мощност.

Правителствените прогнози не разделят изрично очаквания обем на продукцията от възобновяеми източници по технология. Следователно, за нашето пазарно моделиране допускаме, че хидро проектите, които Platts Powervision изброява към настоящия момент ще се появят както е планирано, както и че планираните към момента нови мощности от 2500 МВ ще се появят в мрежата до 2020 г.

Допускаме този 5 годишен период на забава в сравнение с предвижданията на правителството, за да отразят логистичните трудности при разгръщането в голям мащаб на производството на енергия от възобновяеми източници в България. Например, за да се постигнат заложените от правителството цели до 2020 г. за енергия от възобновяеми източници, ще са необходимо значителни инвестиции:

- Ще са необходими значителни разширения на преносната мрежа, което във всички юрисдикции са податливи на забава припланирането, което може да забави присъединяването на нови производства. На практика е трудно да се оцени вероятността дали разширенията на мрежата и подобренията ще бъдат завършени на време, за да бъдат свързани очакваните количества на енергия от нови възобновяеми източници, тъй като такива разширения рискуват забава, както и че „административните процедури може да отнемат повече време от очакваното”¹²¹, както отбелязва МИЕТ.
- Продължителна подкрепа от правителството и регулатора за поощряване на развитието на възобновяеми източници на енергия.

Ако приемем, че ще има 2500 МВ вятърна мощност до 2020 г., се предполага, че производството на енергия от възобновяеми източници ще достигне до 21% от търсенето на електричество. От 2020 г. напред допускаме нарастване на мощностите от производство на вятърна енергия, в достатъчна степен да поддържа дял от 21 % от производството на енергия от възобновяеми източници, което допускаме, се изисква от България съгласно задълженията ѝ по Директивата за енергията от възобновяеми източници (виж част 2.2).

5.2.4 Планирани закривания на съществуващи мощности

За да направим дългосрочни прогнози на българският енергиен пазар, трябва да направим прогноза на съществуващите мощности на системата. Възприемаме следния подход:

- Приемаме, че централите се затварят не по-късно от максималният им живот, като за въглищни централи това е 60 г., 40 г. за съществуващите ядрени централи и 30 г. за газови централи;

120 МИЕТ, Националният план на действие за енергия от възобновяеми източници, разработен съгласно модела за национални планове за действие за енергия от възобновяеми източници, както е заложен в Директива 2009/28/ЕС на Европейския Парламент и на Съвета, изготвен от МИЕТ

¹²¹ МИЕТ, „Национален план за действие за енергия от възобновяеми източници”, 30 юни 2010, з 133

- Нашият модел на пазар на едро ендегенно избира дати на затваряне за централи, които не печелят достатъчно марж в енергийния сектор, за да покрият своите текущи операционни разходи; и
- Приемаме, че хидро и съществуващите мощности от възобновяеми източници ще работят вечно.

Освен това разбираме от НЕК, че някои мощности на Брикел (160 МВ), Марица 2 (70 МВ) и Варна (1 080 МВ) се изисква да бъдат затворени, за да са в съответствие с ДГГИ. Следователно допускаме, че тези централи ще бъдат затворени в периода до 2015 г., съгласно разписанието на НЕК. Приемаме също така и че 342 МВ мощности на Бобов дол ще бъдат закрити до края на 2012 г., а останалите 171 МВ до 2015 г. Разбираме от НЕК, че тези затваряния се дължат на изчерпване на залежите въглища.

При централите, ползващи въглища, правим предположения на базата на разходите за модернизацията им и снабдяването им със СКР, което ще е необходимо, за да отговорят на изискванията на ДИЕ. Нашият модел на пазар на едро ендегенно определя дали е рентабилно за една централа да бъде модернизирана и да продължи да работи или да бъде затворена.

Нашето предположение за полезния живот на хидро централите и на централите за енергия от възобновяеми източници е мотивирано от относително ниския разход за заменяне на турбини в сравнение с другите разходи за изграждане на централи (особено за хидро централи), както и от важността на местоположението за доходността на ВЕИ централите (заради например условията за вятър на определено място). Следователно, когато ВЕИ централа, като хидро централа или вятърна централа, достигне края на своя полезен живот, допускаме, че ще бъде рентабилно да се заменят турбините и така централата да продължи да работи.

Получихме подробна разбивка на централите от Platts Powervision, която валидирахме чрез съпоставка с данните на НЕК и БЕХ. Базираме нашите предположения на ефективностите на тези топлоцентрали (т.е топлинни степени) и техните принудителни или планирани степени на прекъсване по данни от НЕК. Допълнителна подробна информация относно техническите характеристики на центрлите предоставяме в Приложение Д.

5.3. Баланс на търсенето и предлагането

5.3.1. Инсталирана мощност в сравнение с върхово натоварване

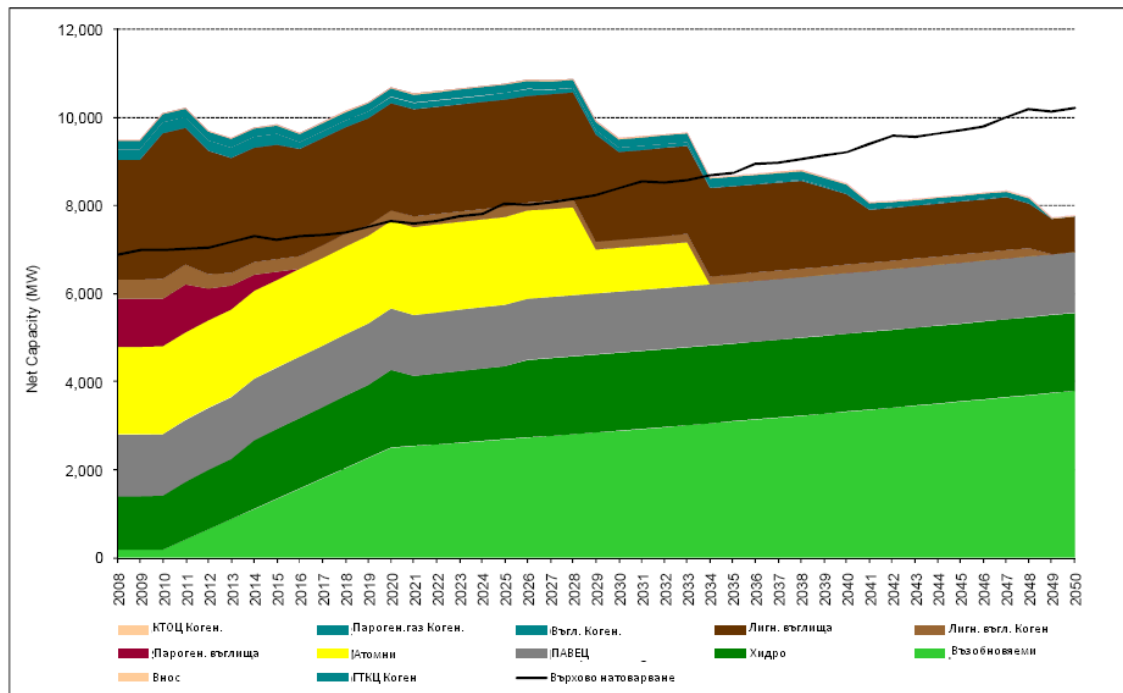
На фигура 5.7 е изобразена проекция на инсталираните мощности. Графиката показва развитието на инсталираните мощности, ако се предположи, че топлоелектроцентрали, които приближават края на своя нормален икономически живот, се затварят и само тези нови електроцентрали, които се намират в напреднал стадий на развитие, са действащи. Това е валидно и за предполагаемия ръст в производството от възобновяеми енергийни източници.

Тази проекция допуска, че съществуващите централи, ползващи кафяви и каменни въглища, се използват максимално дълго, което не винаги е икономически изгодно, като се има предвид, че съществуващите мощности са стари и неефективни. Затягането на екологичните изисквания означава, че построяването на нова електроцентрала

може да бъде икономически по-ефективно, отколкото поддръжката на стара централа. Този компромисен модел навлиза в нашия пазар на едро.¹²²

Фигура 5.7

Инсталираните нетни мощности в сравнение с върховото натоварване



Източник: NERA Analysis по данни на Platts Powervision. Ветровата енергия отразява среден нетен капацитет по време на пиково натоварване. Фигурата е пригодена за мощности, които не са налични за пазара и съответните съотношения нето – бруто.

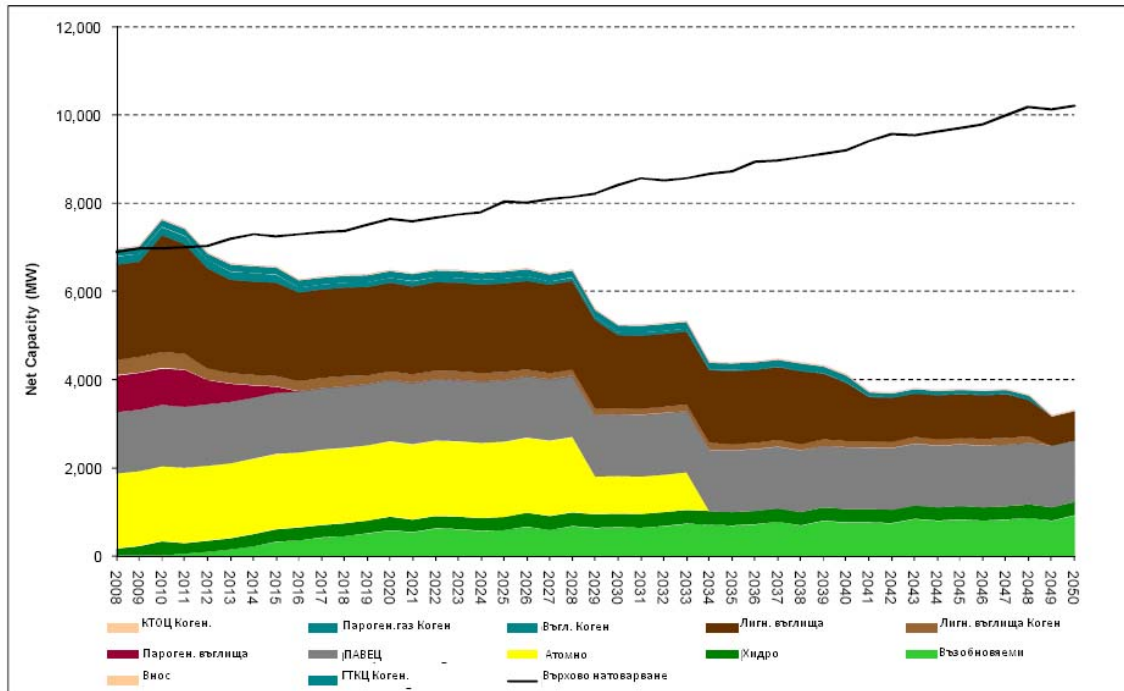
Както е показано на фигурата, съществува 31 % резервен марж над границата с върхово потребление в страната през 2008 г., което се дължи на спад, поради нарастналото търсене. Резервният марж сам по себе си не дава пълна картина за мощностите, необходими в България:

- На първо място, България е свързана със съседните пазари, което означава, че не е необходимо непременно да се прогнозира резервен марж, който да се натрупва с времето, тъй като експлоатационните дружества в България, които търсят да закупят енергия по време на пиковите часове, ще имат възможност да купуват мощности от местна централа.
- Второ, резервният марж не взема предвид прекъсванията. С увеличаване на интермитентните производствени мощности, във всеки един момент наличните мощности („потенциални възможности“) обикновено са значително по-малко от инсталираната мощност. На фигура 5.8 е изобразено отражение на потенциалните възможности. Фигурата показва, че нови инвестиции или удължаване на живота на централата отвъд това, което вече е прието в микса от основни мощности, може да бъде наложително по-скоро от посоченото на фигура 5.7.

Фигура 5.8

Налични мощности в сравнение с пиково търсене

¹²² Описваме прогнозите за пазара на едро в част 10 и предоставяме подробности, относно инструментариумът за моделиране, на който се осланяме.



Източник: NERA Analysis по данни на Platts Powervision. Мощностите са пригодени да отразяват среден нетен капацитет. Средните мощности по време на пикови часове могат да са по-големи от осреднените.

В случай, че пазарът не осигурява необходимите нови мощности, Законът за енергетиката дава на българските власти правото да провеждат търгове, които се организират от ДКЕВР. В този случай НЕК (като обществен доставчик) би следвало да подпише договор за закупуване на мощностите на централата:

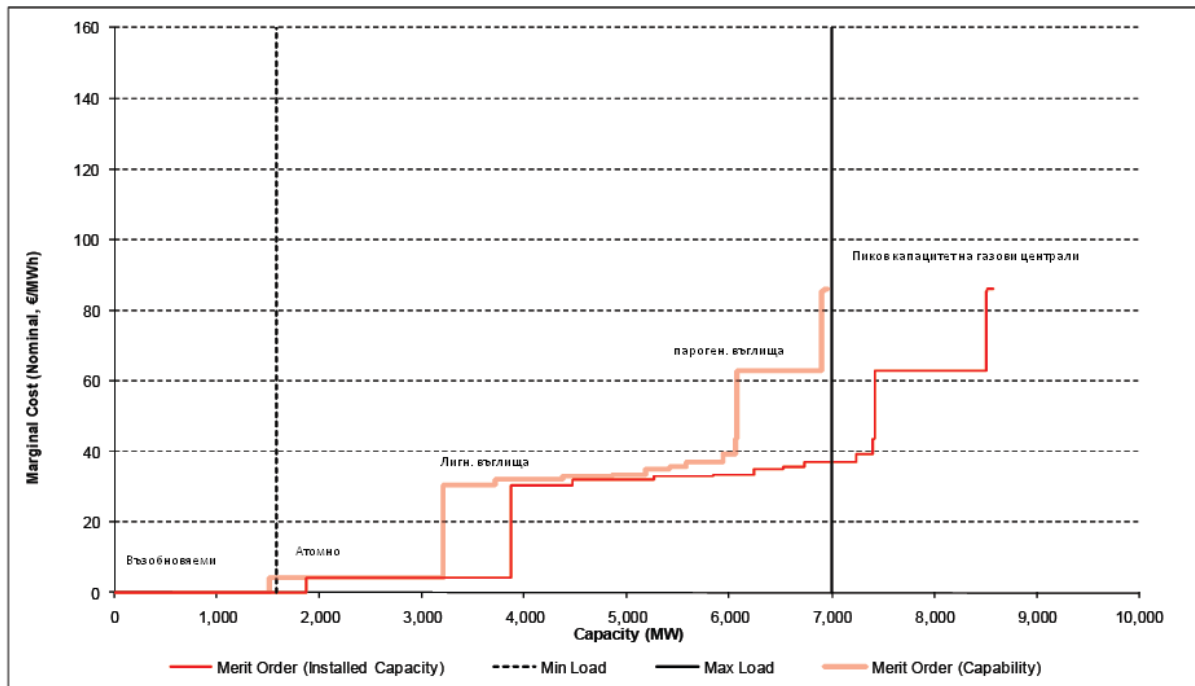
„Министърът на икономиката и енергетиката одобрява списък на необходимите нови мощности за производство на електрическа енергия само в случаите, когато сигурността на снабдяването с електрическа енергия не може да бъде осигурена посредством действащия лицензионен режим, (Закона за енергетиката)“ и в случаите на „необходимост от нова мощност за производство на електрическа енергия, титулярият на лицензията, съдържаща задължение за нейното изграждане, се определя чрез конкурс.“¹²³

5.3.2. Приоритетен списък

Към настоящия момент, както показва фигура 5.9, силното присъствие на лигнитни, ядрени и водни централи, означава, че България има потенциал да развие пазар с относително ниски цени. Извеждането от експлоатация на някои от основните централи, като тези работещи с лигнитни въглища, ще измести кривата на приоритетния списък (т.е. крива на предлагането) на ляво, което ще увеличи цените. (Например, както беше описано в раздел 5.2.4, някои централи, работещи с въглища, ще трябва да преобразуват ДДГ и СКР, за да могат да продължат дейността си в бъдеще).

Фигура 5.9. . Приоритетен списък и търсене за 2012

¹²³ Чл. 4(2)5 и Чл. 46(1 и 5), Закон за енергетиката, изм. ДВ. бр.43 от 29 Април 2008г.



- Приоритетен списък (Инсталиран капацитет)
- - - - Минимално натоварване
- Максимално натоварване
- Приоритетен списък (Потенциал)

Източник: NERA Modelling Assumptions, виж глава 10¹²⁴. Мощностите се определят като среден наличен капацитет за цялата година.

5.4. Търговия между пазарите

5.4.1. Преносни способности и исторически потоци

Българският пазар за електроенергия е свързан с Гърция и Румъния, както и с държавите от бившата република Югославия (СРЮ). В таблица 5.6 са показани наличните преносни способности за лято 2010 и зима 2010/2011, както са публикувани от ЕМОПС-Е. Износният капацитет има тенденция да бъде по-голям през лятото спрямо зимата, точно както капацитетът на внос е по-голям през зимата. Тези тенденции са използвани в моделирането.

В допълнение към тези мощности, България е свързана с Турция чрез интерконектор с 500 MW. След определен период на неактивност, този интерконектор започва да се използва отново, но все още не е ясно кога ще започне да функционира пълноценно. Пресъобщенията сочат, че ЕМОПС-Е одобряват прехода към третата и последна фаза на синхронизация с турската мрежа. Тя започва през юни и се очаква да продължи 11 месеца. По време на тази фаза Турция ще

¹²⁴ Диаграмата на приоритетния списък показва пределните разходи за производство по технология, което представлява това което бихме очаквали да определи разпределението в конкурентен пазар на електроенергия; игнорира изхарчения капитал и фиксираните оперативни цени за всяка технология. Така, например, пределните разходи за вятърна енергия се приемат за нула, тъй като пределната произведена цена за MWh е пренебрежимо малка, въпреки че капиталовите разходи за разработването на вятърни турбини са сравнително високи.

може да внася до 400 MW от Европа през два интерконектора с България и Гърция и да изнася до 300 MW.¹²⁵

Таблица 5.6. Преносен капацитет

		Зима 2010/2011	Лято 2010	Summer Multiplier	
Износ	Гърция		550	800	145%
	Румъния		600	400	67%
	СРЮ		850	850	100%
Внос	Гърция		500	100	20%
	Румъния		600	400	67%
	СРЮ		500	150	30%

Източник: ЕМОПС-Е. СРЮ=Сърбия, Македония и Черна гора

5.4.2. Разпределение на преносната способност¹²⁶

Мощността на румънските, сръбските и гръцките интерконектори се разпределя от ЕСО чрез търг. ЕСО може да предложи до 50% от наличните мощности на интерконекторите за продажби чрез годишни, месечни, седмични или ежедневни търгове. Останалите 50% се предлагат от съседните ПСО. Годишните, месечните и седмичните търгове са за мощност при основно натоварване, а ежедневните търгове са за почасово натоварване. На успешните кандидати се присъждат Права за пренос с търговска цел (ППТЦ) за използването на съответния интерконектор.

ЕСО отпускат ППТЦ на твърда база, така че, когато се изисква съкращаване или прекъсване по оперативни причини, ЕСО връща на участниците плащанията за ППТЦ за периода на прекъсване.

Съществува и вторичен пазар на ППТЦ за интерконектори, където печелившите участници от годишните търгове могат да препродават своите ППТЦ на месечни или седмични търгове, а печелившите участници в месечните търгове могат да препродават на седмични търгове. Мощностите, добити на седмични или дневни търгове, не могат да бъдат препродавани. Показаните в таблица 5.7 резултати от търговете за преносна способност, представят само публикуваните данни за цените, преобладаващи на българския пазар за търговия на едро в сравнение със съседните пазари.

Към настоящия момент, в сайта на ЕСО са изброени 34 лицензирани, активни участника в търговете за трансграничната мощност на сръбската, македонската и турската граници.¹²⁷ Подобен е броя на регистрираните участници в търговете на румънската и гръцката граница. Нашето разбиране за тези търгове е, че ликвидността им е ограничена от малкото количество мощности и ограничените пакети за мощности, които се предлагат на търг. Освен това не разполагаме с информация по отношение на вторичните пазари за права за интерконекторни в региона.

¹²⁵ Platts Energy in Eastern Europe, "Cross-border trading underway", 17.06.2011

¹²⁶ Тръжни правила за разпределение на мощностите на интерконекторите между контролната зона на Електроенергийния системен оператор ЕАД (ЕСО) и неговите съседни контролни зони за 2008 година (уебсайта на ЕСО)

¹²⁷ Списък на участниците, които отговарят на условията за участие в търговете за мощности, в съответствие с тръжните правила за разпределение на мощностите между контролната зона на Електроенергийния системен оператор ЕАД (ЕСО) и контролните зона на Сърбия, Македония и Турция за 2011 година.

Таблица 5.7
Резултати от търговете за преносна способност на ЕСО (избрани периоди)

Грабница	Дата	Клирингова цена (€/MWh)	Разпределени мощности (MW)
България - Сърбия	01 януари - 31 декември 2010	1.2	50
Сърбия - България	01 януари - 31 декември 2010	1.17	25
България - Румъния	01 януари - 31 декември 2010	1.04	50
Румъния - България	01 януари - 31 декември 2010	1.31	50
България - Гърция	01 януари - 31 март 2010	3.11	50
България - Гърция	01 април - 30 септември 2010	2.85	100
България - Гърция	01 октомври - 31 декември 2010	3.63	50
Гърция - България	01 януари - 31 декември 2010	0.4	50
България - Македония	01 януари - 31 декември 2010	0.39	50

Източник: уебсайта на ЕСО (4 октомври 2010)¹²⁸

5.4.3. Допускания за целите на пазарното моделиране

За целите на нашето пазарното моделиране приемаме настоящите преносни способности, публикувани от ЕМОПС-Е, както и че интерконекторът с Турция е в експлоатация от началото на нашия моделиращ хоризонт през 2012¹²⁹. Няколко нови предложения за проекти за изграждане на междусистемни връзки, които се обсъждат, също могат да се отразят на пътя на цените за електричество, но техният мащаб и времеви план са твърде несигурни на този етап, зас да позволят подробен преглед. Приемаме, че съществуващата преносна способност си остава същата близкото бъдеще.

¹²⁸ <http://www.tso.bg/default.aspx/for-the-period-from-01012010-to/en>

¹²⁹ Нашето разбиране е, че турската мрежа в момента е на трета фаза от проекта за синхронизиране с мрежата на СКПЕ, което ще продължи до средата на 2012 г. В тази фаза е възможен износ на до 400 MW от Турция до България, с възможност за потоци от 300 MW в обратната посока. Пълният капацитет на линията е 500 MW.

Източник: Текуща трансгранична търговия, Platts Energy in East Europe, 17.06.2011 г.

6. Уредба на пазара за продажби на едро

6.1. Структура на пазара за продажби на едро

През 2001 г. българският пазар за продажби на електричество на едро се реструктурира така, че НЕК стана единственият купувач на електричество от независими енергопроизводители. Дружеството изкупуваше тази енергия и я продаваше на седемте регионални разпределителни дружества на регулирани цени. То бе и единственото лице, на което бе позволено да внася и изнася енергия.

По-скорошни реформи в пазара за електричество в България въведоха пазар за търговия на едро, включващ система от двустранни договори заедно с балансиращ пазар, управляван от ПСО. Съгласно тази пазарна структура, производителите се диспечират съгласно договорните си позиции.

Пазарът за търговия на едро е разделен на регулирани и конкурентни сегменти. Регулираният пазар за търговия на едро е съсредоточен около договори между производители и НЕК, съгласно които НЕК изкупува енергия на цени регулирани от регулатора (ДКЕВР). Продава мощностите, които купува съгласно договори, уредени от Закона (регулирани договори), предимно за да покрие нуждите на малки „защитени“ потребители, които не са се изключили от регионалните заварени доставчици, които притежават и мрежите за разпространение (вж. по-долу).

Производителите, продаващи енергия по регулирани договори, към настоящия момент не са „отговорни за баланса“, така че НЕК изкупува тяхната продукция на регулирана цена и те не са изложени на балансиращия пазар на електрическа енергия. НЕК (общественият доставчик) встъпва в балансиращи сделки с ПСО за пропорционалната част от централите, която се покрива от регулирани договори.¹³⁰ От тази година обаче, нашето разбиране от дискусии с ЕСО е, че реформи в пазарните правила ще направят всички пазарни участници отговорни за баланса. Следователно, въздействието на тази реформа би било да изложи всички пазарни участници и производители на рисковете от небаланс. Описваме размера и покритието на регулирания пазар в Секция 6.2.

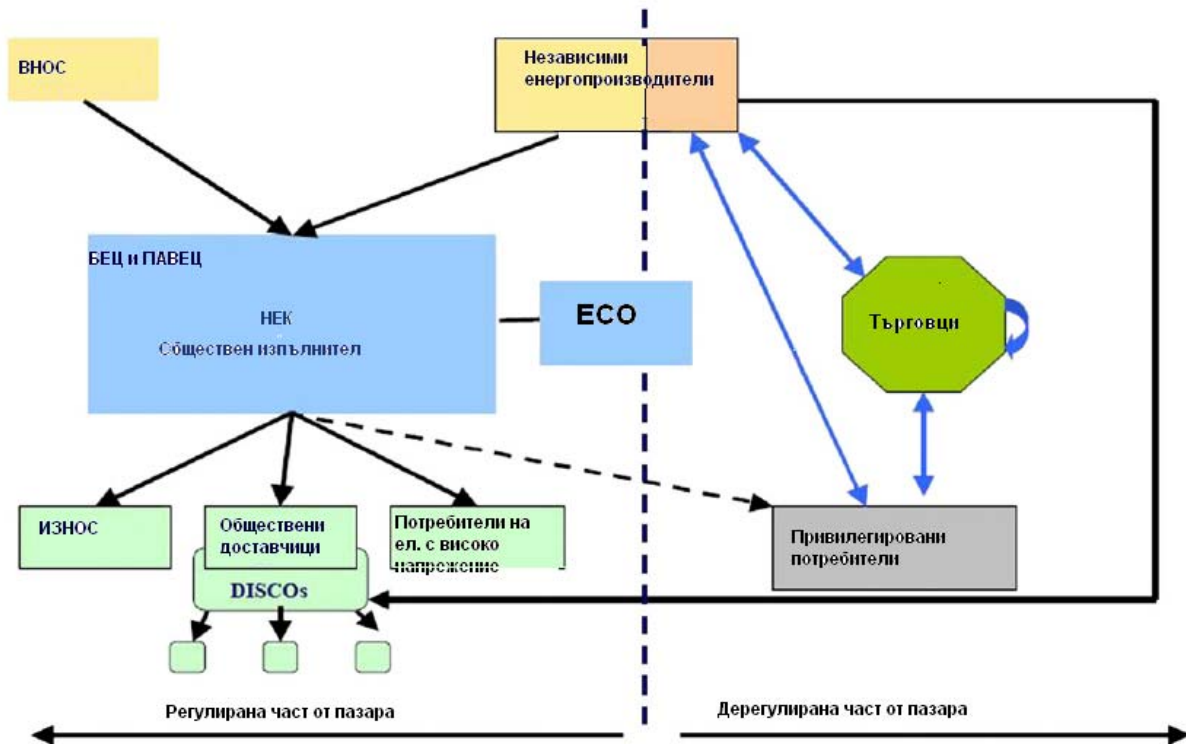
В конкурентния сегмент на пазара за търговия на едро варирането на определената продукция на производителите ги излага на пазара на балансираща енергия, опериран от ПСО. Оттам участниците на конкурентния пазар се изправят лице в лице с цените за балансираща енергия при недостиг и излишък за всякакъв небаланс между техните физически и договорни позиции.

Фигура 6.3. илюстрира структурата на договорните отношения между НЕК, производители, доставчици, разпределителните мрежи и търговците и също така показва допирните точки между конкуриращия и регулирания пазар.

Фигура 6.1.

Структура на пазар за търговия на едро – договори за продажба на енергия

¹³⁰ Кратък наръчник за пазарните правила, сайта на ЕСО, без дата



Източник: Министерство на енергетиката и водните ресурси¹³¹

6.2. Размер и покритие на регулирания пазар

ДКЕВР определя до каква степен производителите са задължени да продават енергия на НЕК по договори, уредени в закон, и по този начин определя и размера на конкурентния пазар за търговия на едро.

След либерализирането на пазара на 01.07.2007 г., ДКЕВР определи нивото на покритие на регулирания договор на НЕК, така че да покрива нуждите на „защитените потребители“, които все още не са се включили към конкурентни доставчици.¹³² Това изискване се отнася само до вътрешните потребители и предприятия с по-малко от 50 служители и годишен оборот от до 19,5 милиона евро. НЕК сключва договори и с разпределителни дружества, както и с преносния оператор, който покрива „техническите разходи за разпределение и пренос“ (т.е. загуби).¹³³ ДКЕВР не регулира цените на нерегулирания пазар.

Следователно, на практика заварените мрежи за разпределение купуват енергия на регулирани цени от НЕК, за да покрият продажбата на дребно на малките потребители на енергия на неконкурентния пазар за продажба на дребно. НЕК купува от производители на регулирани цени, за да покрие тези задължения, както и загубите при разпределение и пренос. Доставчиците на не-защитени потребители сключват двустранни неуредени от закон (нерегулирани) договори с производители.

Тази пазарна структура означава, че дерегулирането и развитието на конкурентния пазар за продажба на едро в България са по сложен начин обвързани с развитието на конкуренцията на пазара за продажба на дребно.

¹³¹ Министерство на енергетиката и енергийните ресурси, възпроизведено от П. Ганев – Преструктуриране на българския пазар за електричество, Utilities Policy, 2008, doi:10.1016/j.jup.2008.02.005.

¹³² European Energy Review 2008, April 2008: Energy law in Bulgaria Recent developments in the Bulgarian energy sector, section A.2.

¹³³ Решение на ДКЕВР Но ТЕ-014/13.12.2007 г.

Таблица 6.1. до таблица 6.3. показват разпределението на регулираните договори, така както са публикувано от ДКЕВР, между производители и доставчици през втората половина на 2010 г. и първата половина на 2011 г. Таблиците също показват дела на елкторцентралите, които не са притежавани от НЕК, които се използват за доставка на регулирания пазар. Също така показват, че през втората половина на 2010 г., в сравнение с общото количество потребление на енергия за една година от около 33 TWh, регулираният пазар покрива около 12 TWh за половин година, което означава, че покрива приблизително 72 % от пазара. ДКЕВР дава подобна цифра, като заявява в доклада си за 2009 г. за Европейската комисия, че през 2009 г. 24.5 % от вътрешното потребление е било „изтъргувано на пазара за продажба на едро на свободно договорени цени“.¹³⁴

ДКЕВР разглежда покритието на регулираните договори веднъж или два пъти годишно. Затова и животът на договорите за продажба на електричество на НЕК е основно по преценка на регулатора.

Таблица 6.1.

Разпределение на регулираните договори между производителите (2ра половина на 2010 – MWh)

Централа	Общо производство на енергия за разпространение (MWh)	Намаление на разполагаемостта за студен резерв (MWh)	Допълнително натоварване (%)	Нетно производство на енергия за разпространение (MWh)	Продажби по регулирани договори (MWh, %)		Максимални продажби на конкурентния пазар (MWh, %)	
АЕЦ Козлодуй	7,481,765	0	6.60 %	6,987,969	4,720,336	68 %	2,267,633	32 %
ТЕЦ Варна ЕАД	4,224,570	2,963,382	9,12 %	1,146,168	573,084	50 %	573,084	50 %
ТЕЦ Бобов дол ЕАД	1,395,740	679,285	10,40 %	641,944	490,908	76 %	151,036	24 %
ТЕЦ Марица 3 ЕАД	394,535	106,108	10,80 %	257, 277	138,930	54 %	118,347	46 %
Топлофикация Русе	468,865	28,945	9,40 %	398,568	215,226	54 %	183,342	46 %

Източник: решение на ДКЕВР Но ТЕ-019 (25.06.2010)

Таблица 6.2.

Разпределение на регулираните договори между производителите (1та половина на 2011 – MWh)

Централа	Общо производство на енергия за разпространение (MWh)	Намаление на разполагаемостта за студен резерв (MWh)	Допълнително натоварване (%)	Нетно производство на енергия за разпространение (MWh)	Продажби по регулирани договори (MWh, %)		Максимални продажби на конкурентния пазар (MWh, %)	
АЕЦ Козлодуй	7,364,318	0	6.60 %	6,878,273	5,009,663	73 %	1,868,610	27 %
ТЕЦ Варна ЕАД								
ТЕЦ Бобов дол ЕАД								
ТЕЦ Марица 3 ЕАД								
Топлофикация Русе	0	0		0	0		0	

¹³⁴ Държавна комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР), 2009 Национален доклад за Европейската комисия, юли 2010, стр. 4

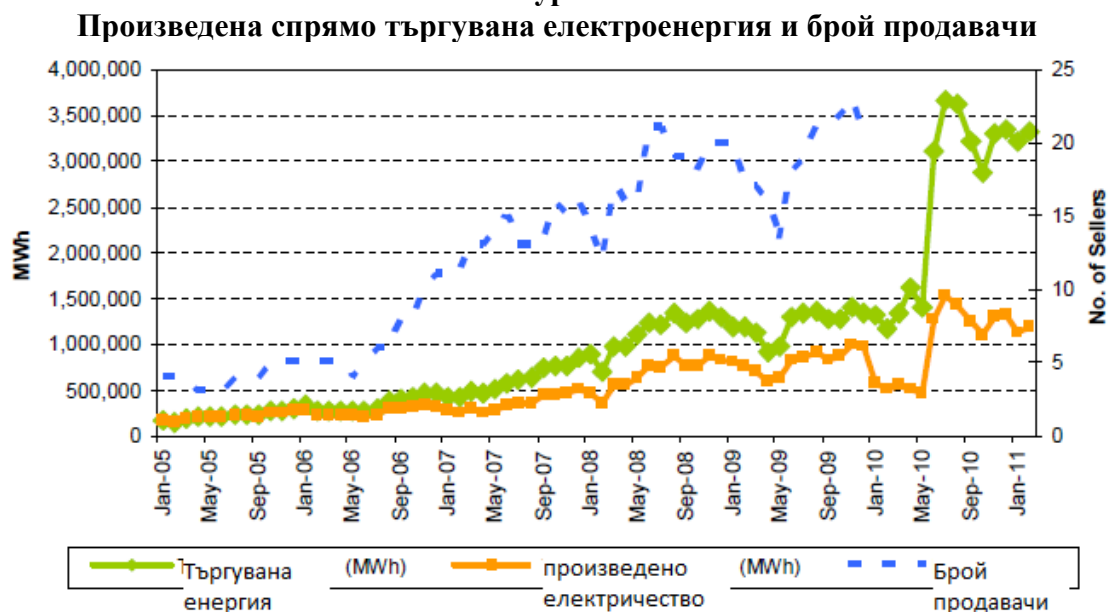
Източник: решение на ДКЕВР Но ТЕ-019 (25.06.2010)

6.3. Ликвидност на пазара

Фигура 6.2. по-долу показва тенденциите при търгуваната спрямо произвежданата електрическа енергия на пазара на едро от 2005 г.¹³⁵ Също така показва броя на продавачите, действащи на пазара на едро. Отклонението между търгуваната и произвежданата енергия предполага, че броят сделки =, които се случват (от там и ликвидността) се увеличава с времето. Увеличаващият се брой продавачи също илюстрира увеличаващата се търговия на пазара.

Не успяхме да определим точната дефиниция на термина „търгувана електроенергия“ (както докладва ЕСО). Увеличението, обаче, в тази променлива над произведената енергия (илюстрирана по долу) предполага, че търговията се увеличава или на вътрешния пазар на България, или между българските търговци и тези на съседните пазари. Съвпадащото увеличение на броя на продавачите подкрепя това обяснение.

Фигура 6.2.



Източник: Месечни пазарни резултати на ЕСО (2005 – 2011)¹³⁶

6.4. Ценообразуване на пазара на едро

Тъй като няма прозрачно ценообразуване за цените на едро в България, в тази секция изследваме други пазарни доказателства за ценообразуването на електрическа енергия в страната както на регулирания така и на нерегулирания пазар, както и на балансиращия пазар.

6.4.1. Регулирания пазар

Относно ценообразуването на регулираните договори, разпоредбите на Закона за енергетиката, изброени по-горе, позволяват дружествата да възстановяват „невъзстановяеми“ разходи (т.е. потънали разходи), както и променливите разходи за поризводство.¹³⁷ ДКЕВР определя тези разходи като произтичащи от прехода към конкурентен пазар на енергията, също и разходите, произтичащи от изпълнение на задължения към обществото, включително тези свързани със сигурността на

¹³⁵ Тези данни са публикувани от ПСО. От сайта, в който са публикувани, стигаме до извода, че се отнася до регулирания и до нерегулирания пазар, но не можем да сме сигурни.

¹³⁶ Може да се види на <http://www.tso.bg/default.aspx/by-month-for-2005/en>

¹³⁷ Закон за енергетиката, чл. 24(1)

снабдяването.¹³⁸

ДКЕВР е създала правила за определянето на цените по регулирани договори. Цените произтичат от регулаторна система, при която на дружествата имат необходими приходи, които се изчисляват въз основа на регулаторна база на активите, като се предвижда и сума за оперативни разходи. Това води до един необходим приход, който се разпростира над прогнозната разполагаемост на централата в съответния период. Формулата за необходимия приход може да включва нагаждане с цел подобряване на ефективността („X-фактор“). Утвърдената РБАСе състои от предвиждане на сума за полезни активи, както и работен капитал и утвърдените бъдещи инвестиции.¹³⁹

Въпреки че правилата съдържат формулен елемент, те не са напълно прозрачни и оставят място преценката на регулатора. В допълнение, решенията за ценообразуване от регулатора не са прозрачни и не съдържат очевидна връзка с формулите, което предполага, че има допълнителен съществен риск цените, които се таксуват, да не отразяват разходите.

Действително, въпреки явното намерение, утвърдените тарифи да покриват фиксираните и променливите разходи за поризводството, са възниквали спорове между производителите и ДКЕВР относно покритието и ценообразуването на регулираните договори. Сведения от пресата внушават, че ЧЕЗ са обмисляли намаляване на производството във Варненската централа, поради ниските регулирани цени.

Изтониците намекват, че производството във Варна може да бъде ограничено докато не се случи по-голямо либерализиране и обхватът на регулираните договори не се стесни.

¹⁴⁰Още по-скоро, ЧЕЗ заяви, че дори обмисля продажбата на централата във Варна.

Заместник председателят на дружеството обясни през щни 2010 г., че регулаторната обстановка е непредсказуема и строгото регулиране на цените за разпределение на електричество трябва да бъдат облекчени.¹⁴¹ Възниквали са и прани спорове между приватизирани производители и ДКЕВР относно разпределението на регулираните договори.¹⁴²

Таблица 6.4. показва настоящите регулирани тарифи за централит,е захранвани с газ и въглища, както и за Козлодуй, публикувани на сайта на ДКЕВР. Тарифата включва енергиен компонент и компонент на разполагаема мощност, които НЕК плаща за разполагаемата мощност на централата да осигури резервна мощност.

Таблица 6.4.

Цени по регулирани договори за топлоцентрали

	Цена на енергията (евро/MWh)	Цена за разполагаема мощност (евро/MWh)
Козлодуй	15.3	27
Бобов дол	63.1	16.32
Марица 3	69.54	11.06
Варна	83.59	9,03

Източник: сайта на ДКЕВР (15.11.2012)¹⁴³

6.4.2. Нерегулирания пазар

¹³⁸ Наредба за регулирането на цените на електроенергията, 04.05.2004, сайта на ДКЕВР

¹³⁹ Наредба за регулирането на цените на електроенергията, 04.05.2004, сайта на ДКЕВР

¹⁴⁰ Има вероятност ЧЕЗ да ограничи производството на енергия в България, СТК Business News, 19.09.2008 г.

¹⁴¹ Dow Jones Business News, “ЧЕЗ обмисля нова полски ВЕЦ и продажбата на българска електроцентрала“ 10.06.2010 г.

¹⁴² CEZ likely to limit power production in Bulgaria, СТК Business News, 19.09.2008 г.

¹⁴³ <http://www.dker.bg/pagebg.php?P=401&SP=402>

Ценообразуването на договори на нерегулирания пазар се определя чрез двустранен договорни преговори и затова към момента няма прозрачна цена на едро на конкурентния пазар. Но можем да извлечем някаква информация за ценообразуването на едро в България в сравнение със съседните пазари от резултатите от интерконекторните търгове. Таблица 5.7 (по-горе) показва, че за календарната 2010 г. търговците са оценили на грубо 1 евро/MWh преносната способност както от Румъния до България, таки и от България към Румъния. Това предполага, че цените на едро в България са бли очаквани преди началото на 2010 г. да бъдат сходни в България и Румъния. Таблица 5.7. също показва, че цената за износ на мощност от България към Гърция е привлякла цена от приблизително 3 евро/MWh, което подсказва, че цените на едро за енергия са малко по-ниски в България спрямо Гърция.

Според Енергийната стратегия на правителството до 2020 г., както е отразено и от пресата, България ще стартира обмен на електричество в края на 2011 г. или в началото на 2012 г.¹⁴⁴ Този обмен ще включва пазар ден напред, пазар в рамките на деня, балансиращ пазар и пазар за резервни мощности. Според репортажа в пресата, въвеждането на обмен на електричество може да се комбинира с три мерки, за да бъде обменът достатъчно ликвиден:

- Годишни квоти, наложени на производителите, изискващи от тях да продават електричество на този обмен;
- Смаляване на категорията „защитени потребители“ само до домакинства и по този начин увеличаване на дела на свободно търгуваната електроенергия; и
- Изискване разпределителните дружества да купуват електричество, за да покриват загуби на обмена, вместо да го получават на регулирани цени (това изискване ще се прилага само за загубите, тъй като разпределителните дружества ще продължат да купуват електричество, за да покриват нуждите на „защитените потребители“ на регулирани цени.

6.4.3. Политическа намеса в ценообразуването на енергията

Въпреки че, както беше посочено по-горе, българският пазар се движи в посока дерегулация на цените на енергията на пазара на едро, ние забелязваме някои случаи на намеса на пазара на едро на енергия от страна на държавните регулатори, които влияят на цената.

Например, българското правителство наложи забрана за износ на енергия между януари и март 2008 г. след сериозно повишение на вътрешното потребление, поради застудяване и затваряне на няколко генератора¹⁴⁵. Още по-наскоро през октомври 2011 г. Електроенергийният системен оператор (ЕСО) ограничи обема на износа от 2GW на 1GW, поради недостиг на доставки съвпадащ с прекъсване на работата на АЕЦ Козлодуй.¹⁴⁶

Такива намеси, които целят предотвратяване на дефицит на българския пазар, не позволяват на цените да отразят точно действителната крайна цена на енергията на пазара на едро и поради това създават съществен риск за инвеститорите в енергийни генератори в региона.

6.5. Балансиращият пазар

¹⁴⁴ Platts Energy in East Europe, “Sofia set for power exchange”, 11.02. 2011 г

¹⁴⁵ България вдигна забраната за износ на енергия от 07.03.2008 г., Platts EU Energy

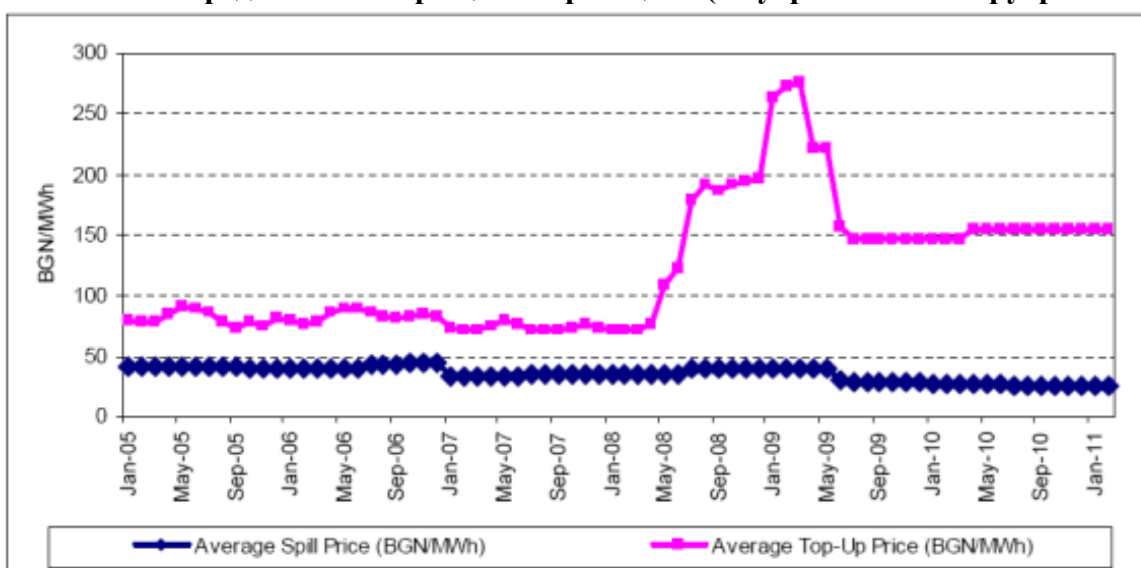
¹⁴⁶ Новите съкращения на българския износ могат да продължат до ноември, ICIS Heren European Daily Electricity Markets, 14 October 2011

Балансиращият пазар е пазар, на който производителите и доставчиците продават излишната им енергия, когато са произвели повече или са продали по-малко от предвидените от тях обеми, както и обратното. Следователно балансиращият пазар клони да бъде относително неликвиден, тъй като в същността си той е пазар за остатъчна енергия. Неликвидността на балансиращия пазар се усложнява и защото пазарните участници се сблъскват със съществени причини да не разчитат на балансиращия пазар, тъй като в цените му са включени глоби, които да стимулират участниците на пазара да бъдат „в равновесие“. Ето защо „доставната“ цена, на която производителите могат да продадат енергия на балансиращия пазар (виж синята линия на фиг. 6.3 по-долу) клони да бъде много по-ниска от „пределната“ цена (виж розовата линия на фиг. 6.3), на която пазарните участници могат да купуват енергията.

Съгласно правилата на пазара показаните на фиг.6.3 изпълнени доставни и пределни цени са в резултат на реда на поръчките, подадени на балансиращия пазар, който се оперира от Преносен системен оператор (ПСО). Първият краен срок за подаване на поръчки и оферти към балансиращата система, както и за физическите номинации на очакваното производство и потребление, е 10.00 часа на предишния ден. Тогава ПСО „проверява“ тези номинации, поръчки и оферти и, или ги приема, или ги отказва до 12.00 часа. Тогава пазарните участници могат да коригират своите поръчки, оферти или физически номинации до 14.00 часа, след което време те нямат по-нататъшна възможност да коригират своите номинации и са подложени на балансиращия механизъм.

Фигура 6.3 показва, че от 2005 г. до началото на 2008 г. е имало относително стабилна разлика между двете цени от около 40 ЛВ/МВч (около 20 Евро/МВч). Обаче през март 2009 г. тази разлика нараства до над 235 ЛВ/МВч, преди да падне и да се стабилизира отново на нива от около 120 ЛВ/МВч, основно поради причина на колебаещата се пределна цена. Въпреки това тези цени не са обезателно представителни за крайната цена на производството. Например от нашите разговори с ЕСО разбрахме, че макар на пазарните участници да е разрешено да участват на балансиращия пазар, ако те не извършват продажби на енергия чрез регулирани договори, понастоящем на практика НЕК доминира балансиращия пазар.

Фигура 6.3
Месечни средни балансиращи пазарни цени (Януари 2005 – Февруари 2011)



Източник: ЕСО месечни пазарни резултати (2005-2011)¹⁴⁷

Следейки реформите в правилата на пазара, планирани за 2011 г., ние разбрахме от ЕСО, че всички участници на пазара ще станат отговорни за равновесието и така ще бъдат повлияни от балансиращите цени за колебанията между обема на производството си и техните набелязани производствени графици. В годишния доклад на ДКЕВР до Европейската комисия се казва, че:

*„През 2009 г. общественят доставчик – Националната електрическа компания ЕАД (НЕК) – остава единствения доставчик на електричество на балансиращия пазар. Независимите производители не са достатъчно икономически заинтересовани да участват на балансиращият енергиен пазар. Чрез бъдещите промени в регулаторната рамка се предвижда, че през 2010 г. независимите производители на електричество ще бъдат мотивирани в допълнение да участват на балансиращия пазар.“*¹⁴⁸

6.6. Пренос на електричество

6.6.1. Споразумения за достъп до пренос

Българският ПСО (ЕСО) оперира мрежата за пренос, а НЕК е собственик на съоръженията. Ето защо тарифите за пренос са разделени в два компонента: Тарифа 1 се заплаща „за достъп до мрежата“ и се заплаща на ЕСО, а Тарифа 2 е „за пренос“ и трябва да се заплати на НЕК в качеството ѝ на собственик на съоръженията за пренос. Съгласно Операторите на европейската преносна система (ETSO) всички такси за пренос в България се събират от клиентите и всички такси за пренос се събират в зависимост от потреблението на енергия, поради което производителите не заплащат такси.¹⁴⁹ Таксите за пренос в България са обект на регулация от страна на ДКЕВР.

Условията и процедурите за свързване на производители на енергия от възобновяеми източници към електрическата мрежа са разписани в редица разпоредби на Закона за енергетиката, Закона за енергията от възобновяеми източници (Закон за ВЕИ) и в специфични наредби на правителството.¹⁵⁰ Тези наредби постановяват, че операторите на мрежи имат задължение да присъединяват производителите към мрежата и че ТЕЦ-ове с мощност под 10 МВ и производители на ВЕИ имат предимство пред новите връзки. Правилата за управление на електроенергийната система ПУЕС(чл.42 – 58) детайлно регламентират техническите изисквания към производителите за присъединяване към преносната мрежа.

ПУЕС също така дефинират процедурите за развитие и планиране на преносната мрежа, както и техническите изисквания за присъединяването към и използването на мрежата. По-специално ПУЕС изискват „изграждане на нови и реконструкция на елементите на

¹⁴⁷ Отбелязваме, че ние не сме в състояние да определим причината за пика в пределните цени от публикуваната информация. Данните са на разположение на <http://www.tso.bg/default.aspx/by-month-for-2005/en>

¹⁴⁸ Държавна комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР), Национален доклад до Европейската комисия, Юли 2010, стр.21

¹⁴⁹ ETSO Преглед на тарифите за пренос в Европа: Синтез 2007, ETSO, Юни 2008

¹⁵⁰ НАРЕДБА № 6 от 9.06.2004 г. за присъединяване на производители и потребители на електрическа енергия към преносната и разпределителните електрически мрежи

преносната мрежа, компенсиращи устройства и спомагателните мрежи и системи за управление“.¹⁵¹ Правилата също така установяват изискуемите стандарти за техническо планиране на преносната мрежа.

Страните, присъединили се към преносната мрежа плащат само „плитка“ такса за присъединяване т.е. те плащат само за свързващата линия и другото оборудване пряко свързано с изграждане на връзката.¹⁵² Ето защо цената за подсилване и обновяване на мрежата е за сметка на мрежовия оператор и се разпределя между всички ползватели на мрежата чрез дистрибуторски или преносни такси.¹⁵³

Предвид очакваната експанзия на вятърните генератори в българската система, мрежовите оператори са задължени в своите програми за инвестиции и поддръжка да прехвърлят ресурси в посока приемане на ВЕИ към мрежата. Макар че концентрацията на вятърни проекти в североизточна България е довела до намаляване на вятърни паркове и забавяния на присъединяването на нови мощности към мрежата. Понастоящем се извършва модернизирание на мрежата, но то също е белязано от закъснения.

В Националния план за действие за възобновяема енергия (НПДВЕ) Министерство на икономиката, енергетиката и туризма (МИЕТ) се позовава на 10-годишен Национален план за развитие на електрическата система, изготвен от преносния системен оператор, но за съжаление ние не успяхме да намерим публикувана версия на този план или на друг публикуван документ за бъдещо планиране на мрежовия капацитет. Ето защо ние не сме в състояние да направим независима оценка на цялостната наличност на мрежовия капацитет.

В НПДВЕ правителството е записало, че главните бъдещи развития на преносната мрежа са, както следва:¹⁵⁴

- увеличаване на преносните способности на пръстена 110 kV „Варна – Каварна - Добруджа“ чрез нови напречни връзки (ВС „МаякЮ“ - подстанция „Добрич“, подстанция „Каварна“ – подстанция „Варна север“) и поетапна рехабилитация на съществуващите електропроводи;
- при продължаващо нарастване на генерацията в Североизточна България изграждане на две нови подстанции 400/110 kV в районите на Видно и Свобода;
- подобряване на хранването на курортите по южното черноморско крайбрежие и присъединяване на нови подстанции 110 kV между подстанция „Бургас“ и подстанция „Лазур“;
- увеличаване на преносната способност на мрежа 110 kV на територията на София, във връзка със значителното нарастване на товарите през последните години;
- завършване на ЕП 400 kV „Козница“ (Пловдив - Златица);
- осигуряване на второ хранване 110 kV на гр. Оряхово от АЕЦ „Козлодуй“;

¹⁵¹ Правила за управление на електроенергийната система, Чл.7

¹⁵² ETSO Преглед на тарифите за пренос в Европа: Синтез 2007, ETSO, Юни 2008

¹⁵³ ETSO Преглед на тарифите за пренос 2007, 18.06.08

¹⁵⁴ Министерство на икономиката, енергетиката и туризма, Национален план за действие за възобновяема енергия, 30 юни, 2010, стр.128

- завършване реконструкцията на подстанция „Добруджа” и подстанция „Варна”;
- изграждане на нови електропроводи 400 kV между подстанция „Пловдив“ и ТЕЦ;
- „Марица изток 3“, паралелно на съществуващите;
- изграждане на нов електропровод 400 kV от подстанцията за новата мощност
- Гълъбово до подстанция „Бургас”;
- подобряване захранването на гр. Русе; и
- подобряване захранването на гр. Самоков и Боровец;

Въпреки че планът е направен за разширяване и модернизирание на мрежата, не е ясно дали инвестициите ще бъдат направени навреме и дали направените разходи ще покрият изискванията на мрежата. Например в случая с дистрибутора и мрежов оператор ЧЕЗ, компанията е заявила, че макар да планира инвестиции за 59 милиона лева за 2011 в действителност иска да инвестира 130 милиона лева на година, но от ДКЕВР са й наложили таван на инвестиционните разходи, за да държат по-ниска цената за крайните клиенти.¹⁵⁵

6.6.2. Количество на доставените допълнителни услуги

Допълнителните услуги в България са разделени в пет продукта:

1. Резерв за първично регулиране;
2. Резервът за вторично регулиране трябва да е наличен между 30 секунди и 15 минути след разпореждане на диспечера;
3. Третичният (минутен) резерв трябва да е наличен след 15 минути от разпореждането на диспечера;
4. Реактивна енергия; и
5. Студен резерв;

В чл. 97, ал.4 от ПУЕС се изисква сумарната величина на размера на резерва за първично регулиране да бъде не по-малък от количествата договорени в споразуменията за паралелна работа с други оператори на синхронизирани системи (напр. Съюза за координация за преноса на електроенергия – СКПЕ) и не по-малък от „възможния дефицит на активна мощност, който може да възникне в електроенергийната система при аварийно изключване на генераторна мощност”. От нашите разговори с ЕСО ние научихме, че на практика ЕСО осигурява за резерва за първично регулиране около 40 МВ и те са осигурени чрез действащите на пазара централи на лигнитни и антрацитни въглища.

¹⁵⁵ SeeNews, “ЧЕЗ ще инвестира 30.2 милиона евро в България през 2011”, 11 януари 2011

Съгласно чл.98 от ПУЕС, ЕСО определя цялостното изискване за резерва за вторично регулиране като математическа функция от максималната стойност на диапазона за вторично регулиране и от нашите разговори с ЕСО ние научихме, че на практика той осигурява 250-300 МВ за резерва за вторично регулиране комбинирано от водно и топло централи.

В чл.97 и 98 от ПУЕС се изисква също така резервите за първично и вторично регулиране да бъдат разпределени доколкото е възможно равномерно между производствените агрегати, които могат да ги доставят, като се отчитат техните икономически показатели и техническите им характеристики. От нашите разговори с ЕСО ние научихме, че 5 централи понастоящем са в състояние да осигурят капацитета на резервите за първично и вторично регулиране.

Количеството на осигурения третичен резерв е функция от капацитета на най-голямата централа от системата, намален, ако капацитета на най-голямата централа е над 500 МВ, с автоматичното понижаване на натоварването достигнато след изключването на 1000 МВ от АЕЦ (Чл.106). Ние научихме от ЕСО, че на практика тази разпоредба изисква да се държат 300-500 МВ от капацитета на системата, които се осигуряват основно от водни централи собственост предимно на НЕК. От ЕСО разбрахме, че в бъдеще промените в пазарните правила ще изискат от ЕСО да провежда търгове за третичния резерв, въпреки, че такива търгове не са проведени все още.

Съгласно чл.105 от Закона за енергетиката, ЕСО е отговорен за планирането на изискванията за студения резерв въз основа на стандартите за сигурност на системата, определени от министъра на енергетиката. Принципът, използван за определяне стандартите за сигурност за системата е, че студеният резерв трябва да бъде осигурен до точката, където пределната стойност на предоставения допълнителен резерв се изравнява с избегнатите разходи на недоставена енергия в резултат на осигурените допълнителни размери резерв, калкулирани от стойността на предполагаемата загуба на натоварване равняващо се на 8 ЛВ на кВтч.¹⁵⁶ Съгласно ПУЕС ЕСО прави своите преценки базирано на вероятния анализ, който сравнява очакваната разполагаема мощност и очакваното натоварване и използването на прогнозираната цена на студения резерв.¹⁵⁷ От ЕСО разбрахме, че на практика той държи 1,000 МВ от капацитета на студения резерв, което се равнява на капацитета на всеки реактор на АЕЦ Козлодуй.

Оперирането на продуктите на резервите, каквито са тези на резервите за първично и вторично регулиране и третичния резерв, са осигурени на всички енергийни пазари, като те позволяват на ПСО да поддържа системната честота в реално време следвайки колебанията в потреблението и производството. Обратно, капацитетът на студения резерв не може да служи за опериране на резервния пазар, тъй като той не може да бъде ползван за производство в реално време (например може да са необходими няколко часа за стартиране на централа, която да осигури студен резерв). Ето защо капацитетът на студения резерв е предвиден да обслужва енергийния пазар и често е виждан като заместител на други генератори, които търпят продължителни прекъсвания, като мярка да се повиши „сигурността на доставката”.

¹⁵⁶ Отбелязваме, че тази схема е администриран параметър, определен от българските власти за целите на осигуряване на капацитета на студения резерв. Това е отделно от моделите за допускания на стойността на загубеното натоварване, което сме разгледали детайлно в глава 10.

¹⁵⁷ Правила за управление на енергийната система, Чл.81

Въпреки че всички ПСО изискват опериране под някаква форма на резерви, продуктите на студения резерв не са обичайни в развитите, конкурентни западноевропейски енергийни пазари. На тези пазари, като например английския и немския, осигуряването на капацитет, който да обслужва енергийния пазар, следвайки колебанията в производството и потреблението, е оставено в ръцете на пазарните участници. Ето защо от ПСО не се изисква и те не са задължени да държат „складиран“ капацитет в резерв като мярка за осигуряване на доставките.

ПСО в редица от присъединили се към ЕС страни осигуряват капацитет за доставка на услугите подобни на продуктите на българския студен резерв. Предвид ориентирането на България към конкурентен енергиен пазар и институционална организация подобни на тези възприети в Западна Европа, ние не очакваме поддържане на продуктите на студения резерв.

6.6.3. Ценообразуване на допълнителните услуги

ЕСО осигурява посочените по-горе допълнителните услуги чрез договори с пазарните участници. Наличността и заплащането на енергията, които производителите получават за осигуряването на първичен, вторичен и третичен резерв се договарят с ЕСО и поради това условията и цените на тези договори не са публично известни.

Доставчиците на студен резерв получават регулирана цена на единица осигурена наличност (виж таблицата 6.4. по-горе), максимум до разликата между максималния капацитет на производството и неговото минимално стабилно натоварване. Ние сме осведомени, че ДКЕВР преразглежда тези регулирани цени веднъж годишно. Доставчиците на студен резерв получават също така заплащания за доставените от тях нетни количества енергия, които се договарят двустранно между НЕК и производителите¹⁵⁸, въпреки че (подобно на плащанията за осигуряване на наличност) ние знаем от ЕСО, че тези договорни цени са също обект на корекция веднъж годишно.

Осигуряването на реактивна енергия е задължително за производителите присъединени към българската преносна система и болшинството от централите трябва да я предоставят безплатно на ЕСО. Само на един пазарен участник тя се заплаща (Марица Изток 2).

7. Организация на пазара на дребно

7.1. Либерализация

От 1 юли 2007 г. всички български потребители придобиха статус на „годност“, така че те имат правото сами да изберат своя доставчик. Въпреки това българският пазар на дребно, особено за малки потребители на енергия, остава доминиран от трима собственици на дистрибуторски мрежи, ЕВН, ЧЕЗ и Е.ОН. Например в своя Национален доклад до Европейската комисия от 2009 г. ДКЕВР отбелязва, че:

- От тези потребители, свързани към високоволтовата мрежа, тези които са сменили доставчика си употребяват 4,431 ГВч през 2009 г. (13 % от потреблението) и

¹⁵⁸ Държавна комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР), Национален доклад до Европейската комисия, Юли 2009, стр.20

- От тези потребители, свързани към средноволтовата мрежа, тези които са сменили доставчика си употребяват 248 ГВтч през 2009 г. (<1 % от потреблението)¹⁵⁹

Съгласно ДКЕВР нито един доставчик понастоящем не се конкурира със задължените с дистрибуцията мрежови оператори относно доставките към малкия бизнес и физическите местни потребители.

Таблица 7.1
Етапи на Либерализация на Пазара на Дребно

Дата	Категория потребител	Брой потребители в категория	Кумулативен дял от отворения пазар според потреблението (%)
Юли 2003	Търговски потребители с годишно потребление над 100 ГВтч	10	19%
Юли 2004	Търговски потребители с годишно потребление над 40 ГВтч	25	22%
Юли 2005	Търговски потребители с годишно потребление над 20 ГВтч	60	25%
Юли 2006	Търговски потребители с годишно потребление над 9 ГВтч	130	28%
Януари 2007	Всички останали небитови потребители	1,200	60%
Юли 2007	Битови потребители	1,000,000	100%

Източник: П.Ганев в *Преструктуриране на българския електрически пазар*¹⁶⁰

Ние знаем от нашия преглед на организацията на пазара на едро, че ДКЕВР разпределя договори на регулирани цени към тези трима задължени доставчици, за да покрие търсенето от „защитени клиенти”: битови потребители и малки бизнес потребители с до 50 служители и годишен оборот под 19.5 милиона лева, които не са сменили и напуснали задължителните доставчици. Тези договори покриват приблизително 72 % от потреблението на крайните клиенти.

Поради това и предвид дадения относителен размер на потребителските групи (показан в таблица 7.1.) е много вероятно конкурентната част от пазара за доставки да е ограничена само до много големите потребители на енергия с годишно потребление от 20 ГВтч или повече. При тази обстановка големите потребители могат да се договарят директно с производителите за тяхното производство, което означава че делът на пазара на дребно ще остане както е в момента.

Съгласно съобщения в пресата категорията „защитени клиенти” в бъдеще ще бъде ограничена само до битовите клиенти.¹⁶¹ Ние не сме информирани за утвърден времеви график за извършване на тази промяна.

7.2. Регулиране на цените за крайни клиенти

¹⁵⁹ Държавна комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР), Национален доклад до Европейската комисия, Юли 2010, стр.24. Цифрите за потреблението са взети от таблица 5.1.

¹⁶⁰ Ганев, П., Преструктуриране на българския електрически пазар. Политика на обществените услуги (2008)

¹⁶¹ Platts Енергията в Източна Европа, “София определена за енергийна борса”, 11 февруари 2011 г.

Чл.30, ал.1, т.6а от Закона за енергетиката гласи, че цената на която доставчиците продават електроенергия на домакинствата и компаниите с до 50 служители и годишен оборот под 19.5 милиона лева е обект на ценово регулиране от ДКЕВР. Така ДКЕВР си запазва регулирането на цената за крайни потребители от всички категории на „защитените клиенти” и ние не виждаме доказателства в медиите или другаде за настъпване на дерегулация на тези тарифи в обозримо бъдеще. Цените за крайни клиенти по клиентски групи и структурата на тарифите се предлагат от дистрибуторските компании и се одобряват от ДКЕВР. Потребителските групи се определят на база ниво на волтажа и зоните на дневна светлина.¹⁶²

Тарифите са определени в съответствие с петгодишния таван на приходите и методология, която е представена в Указания.¹⁶³ Главните изисквания са разписани в Наредбата за регулиране цената на електроенергията. ДКЕВР одобрява приходите за първата година от регулирания период и след това актуализира приходите в съответствие с CPI-X методология с коригиращ срок за прогнозни грешки и корекции в качеството на услугата. Факторът за корекция на прогнозни грешки („факторът Z”) представлява настройване спрямо непредсказуеми и неконтролируеми разходи за закупуване на електроенергия. Годишният приход включва операционните разходи и възвращаемост от Регулаторна база на активите (РБА). Доставчиците отговарят за предвиждането на годишните разходи и трябва да обосноват своите прогнози.

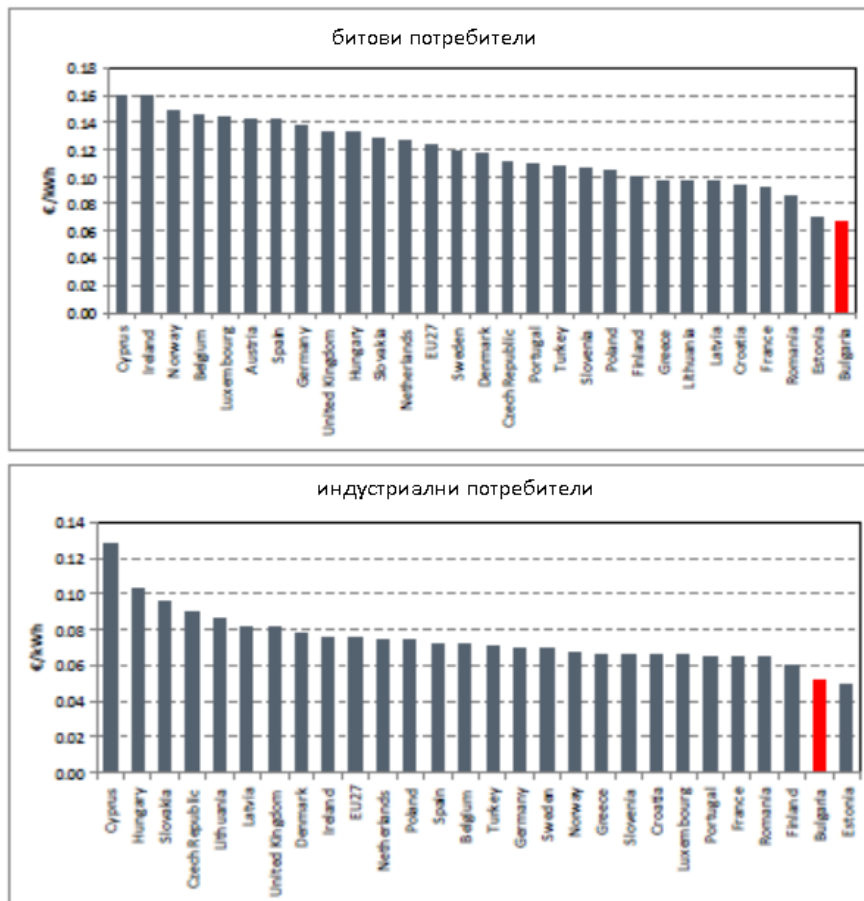
Както фигура 7.1. показва България има най-ниските цени за битови потребители в ЕС и между най-ниските за индустриални потребители. Таблица 7.2. показва развитието на тези цени от 2004 г. насам.

От ценовите публикации на регулатора се вижда, че цените заплащани от крайните клиенти на доставчиците преминават през различни съставни разходи, като например цената, по която НЕК продава на доставчиците, такси за пренос и дистрибуция. Макар че ние нямаме доказателства, дали цената на НЕК за закупената електроенергия чрез регулирани договори с производителите е изцяло пренесена в цената, която тя таксува на доставчиците. Още повече ние нямаме каквото и да е доказателство за размера до който е позволено таксите за ползване на дистрибуторски и преносни мрежи да се отразят на пълните разходи за оперирането на тези мрежи, поради регулативната преценка, която се допуска в процедурите по изготвяне на тарифите. Така липсата на прозрачност означава, че цените за крайните клиенти могат да съдържат и процент на публична субсидия, която е скрита в транзакциите на НЕК.

Фигура 7.1 **Цени на електроенергия за битови потребители в ЕС (H1 2010*)**

¹⁶² ДКЕВР, 2007 г. Национален доклад до Европейската комисия, Юли 2008, стр.7 - 8

¹⁶³ Указания на ДКЕВР за образуване на цените за електрическа енергия, по които крайните снабдители продават електрическа енергия чрез метода “горна граница на приходи” за втория регулаторен период



Източник: Евростат Бележка: битов потребител се отнася към диапазон: 2 500 kWh < потребление < 5 000 kWh, а индустриален потребител се отнася към диапазон: 20 000 MWh < потребление < 70 000 MWh.

Таблица 7.2
Еволюция на цената за крайни потребители

€/кВч	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Битови потребители							
Стара методология	0.050	0.054	0.054	0.056			
Нова методология				0.060	0.064	0.069	0.068
Индустриални потребители							
Стара методология	0.037	0.039	0.041	0.042			
Нова методология				0.042	0.046	0.052	0.052

Източник: Евростат.

7.3. Обобщение на процедурите за изготвяне на тарифи

Таблица 7.3. обобщава организацията на изготвянето на тарифи в България от прегледа в предишните глави на този раздел.

Таблица 7.3
Организация на изготвяне на тарифите

Тарифи

Регулаторна рамка

Производство

- Регулирани договори, които са наложени на определени генератори доминират пазара на едро с цени, които имат за цел да покриват променливите разходи плюс възвръщаемост, но на практика пазара доказва, че регулираните цени са ниски
- Търгуването става също посредством договорени споразумения и на балансиращия пазар
- Система на РБА
- Система на РБА
- Системата за определяне на цените за крайни потребители не е прозрачна, но се базира на ограничаване на прихода и преминава през разходи за мрежа и производство, които от своя страна са регулирани.

Тарифи за пренос

Тарифи за дистрибуция

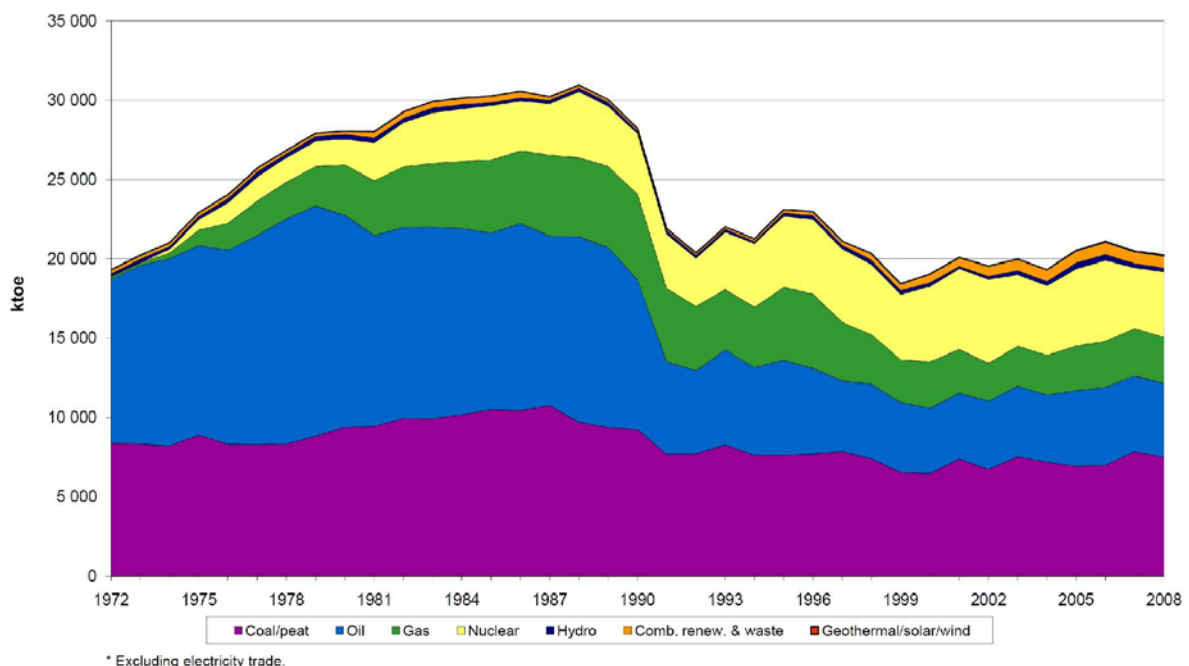
Тарифи за крайни потребители

8. Мерки за снабдяване с гориво

8.1. Снабдяване с въглища

Както се вижда в Графика 8.1, България покрива по-голяма част от енергийните си нужди с въглища отколкото с което и да е друго гориво, по-голямата част от което е от местно производство и зависимостта от което нараства през последните години.

Графика 8.1
Развитие на доставките на първична енергия в България



- Легенда: ■ Въглища
■ Нефт
■ Газ
■ Атомна ен.
■ Водна
■ Комбинирано възобновяеми източници и отпадъци
■ Геотермална/слънчева/вятърна

Източник: Уебсайт на МАЕ¹⁶⁴

България разполага със значителни лигнитни запаси от около 2,3 милиарда тона, или 80 години производството на сегашните нива, както и по-малки резерви на суб- битумни въглища. През 2005 г. в България са произведени 24,686 килотона лигнитни въглища и са внесени 1,134 килотона антрацитни въглища, най-вече от страни от бившия СССР.¹⁶⁵

Българските лигнитни въглища са с ниско енергийно съдържание по международните пазарни стандарти. Калоричността на българските лигнитни въглища е около 1600 ккал/кг, в сравнение с около 4300 ккал/кг за антрацитните въглища, използвани в България, а също имат високо съдържание на пепел и сяра (от около 2%).¹⁶⁶

Таблица 8.1
Българското производство на въглища през 2007 г. (Килотонове)

Килотонове	Антрацит	Коксови въглища	Други битумни въглища	Суб- битумни въглища	Кафяви въглища/ лигнитни
Производство в страната	0	0	35	0	28,418
Внос	2,189	741	1,912	0	0
Потребление от електроцентралите	1,729	0	170	0	23,144
Потребление от централи с комбинирано производство	100	0	1,211	0	2,160

Източник: МАЕ¹⁶⁷

Въпреки че през последните години бяха направени стъпки към приватизация, българската въгледобивна промишленост остава предимно държавна собственост, като най-големият минен/енергиен комплекс в страната, „Марица-изток” (23000 кт през 2006 г.¹⁶⁸), е изцяло под държавен контрол.

¹⁶⁴ Посетено на 28 март 2011, http://www.iea.org/stats/pdf_graphs/BGTPES.pdf

¹⁶⁵ Информация за въглища МАЕ, стр. III.14

¹⁶⁶ Източник: http://www.digenas.com/Bulgaria_Country_Profile.pdf стр. 12. Забележете, че цифрите за съдържанието и калоричността на тази сяра тясно съвпадат с цифрите, предоставени от БЕХ.

¹⁶⁷ Енергийна статистика за държави-нечленки на ОИСР 2004-2005 МАЕ рIII.14

¹⁶⁸ Европейска комисия, DG-TREN, 2006

Близко 80% от произведените в страната лигнитни въглища се използват за производство на електрическа енергия и повечето централи на въглища са разположени в близост до съществуващи мини за добив на въглища. На такива обекти производството на електроенергия представлява почти целия пазар за добитите въглища.¹⁶⁹ При Марица-изток приблизително 90% от произведените въглища се използват в трите електроцентрали на самото място, а останалата част – за производство на брикети. Кафявите въглища от мините в Бобов дол, Станянци, Бели Брег и Чукурово се използват най-вече в ТЕЦ „Бобов дол”.¹⁷⁰

С решение от 2008 г.¹⁷¹ ЕК даде право на държавна помощ за рекултивация за алтернативно използване на изоставени мини. Освен това, българските власти отпускат оперативна държавна помощ за мината в Бобовдолския басейн, която е държавна собственост (в размер на € 1.1 милиона през 2006 г.¹⁷²).

8.2. Снабдяване с газ

8.2.1. Общ преглед

За разлика от своите значителни запаси от въглища, България внася 90% от доставките си на газ от Русия, като остатъкът е от производство в страната. През последните няколко години, в резултат от увеличаване на индустриалното търсене, българското потребление на природен газ постоянно се увеличава, което доведе до увеличаване на вътрешното производство и на вноса. Доставката на природен газ в България подлежи на лицензиране от ДКЕВР. Единствената лицензия е издадена на държавното холдингово дружество „Булгаргаз” ЕАД.

Таблица 8.2
Българско производство на газ, внос и крайно потребление (тераджаули)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 (е)
Производство	12,432	17,884	17,391	10,966	7,273	609	2,436
Внос	111,129	114,340	121,355	128,088	130,460	99,130	102,513
Крайно потребление	66,200	78,045	79,544	84,202	81,949	53,408	NA

Източник: МАЕ¹⁷³. Бележки: 2010Е е по оценка на МАЕ. За страни-нечленки на ОИСР, данните за 2010 г. покриват само определени елементи от доставката. Тези данни се приемат за най-добри оценки и подлежат на преразглеждане в следващите издания. Цифрите за крайно потребление не са налични.

¹⁶⁹ „Българската „Марица-изток” сред фаворитите” (“Bulgaria Maritsa Iztok Picks Favourite”), Сия Велинова (2007-06-08), SeeNews

¹⁷⁰ http://www.methanetomarkets.org/resources/coalmines/docs/overview_ch5.pdf

¹⁷¹ Държавна помощ № N 261/2007 – България
Подкрепа за въгледобивния сектор (8 дружества)
http://ec.europa.eu/community_law/state_aids/transports-2007/n261-07.pdf

¹⁷² Европейска комисия, DG-TREN, 2006

¹⁷³ МАЕ, Световна енергийна статистика.

През декември 2006 г. „Булгаргаз“ подписа нов дългосрочен договор, който да замени съществуващата сделка с „Газпром“ газ-срещу-транзит със срок до 2010 г. Съгласно условията на договора от 2006 г., който е в сила до 2030 г., българското министерство на енергетиката е изчислило, че цените на природния газ ще се покачат с до 45% до 2012 г.¹⁷⁴ спрямо конкурентните европейски нива.

Въпреки това, според последни източници от пресата, количествата на газ, договорени от „Булгаргаз“, са над текущото търсене в страната. „Булгаргаз“ използва този факт, например, за да защити своите опити да откаже свободен достъп до преносната мрежа, въпреки че регулаторът не приема този аргумент. Това показва риск за „Булгаргаз“ либерализирането на българския газов пазар да доведе до блокиране на съществуващите договори.¹⁷⁵

8.2.2. Съхранение на газ

В момента има само едно съоръжение за съхранение на газ в България. Чирен, разположен в Североизточна България, има пиков капацитет на изтегляне от 4.3 милиони кубични метри / ден. Планирано е разширяване на Чирен през 2011 г., което ще увеличи пиковия капацитет на изтегляне до 10-12 милиони кубични метри / ден след инвестиция от € 250 милиона. Освен това има и предложения за разработване на второ хранилище в Галата – изчерпано находище на природен газ в Черно море.¹⁷⁶

8.2.3. Нови доставки на газ

Българското правителство неотдавна отдаде на концесия на Мелроуз Рисорсиз правото за производство на газ от неизползвани до този момент български газови находища в офшорни зони в Черно море. Според последните изявления на българския енергиен министър, зоните, в които Мелроуз Рисорсиз работи (Калиакра, Каварна и Каварна Изток), съдържат три милиарда кубически метра резерви, което е напълно достатъчно да задоволи 20% от търсенето на газ в страната през следващите 5-6 години¹⁷⁷.

В дългосрочен план, графика 8.2 показва диаграма от български правителствен документ, илюстриращ откъде страната може да доставя необходимия газ през 2030 г. Според нашето тълкуване тази таблица е доста спекулативна и зависи от това дали редица предложени газови инфраструктурни проекти ще бъдат осъществени. Въпреки това, тя илюстрира възможните източници на газ за региона през следващите десетилетия. Те включват регионален терминал за втечен природен газ, както и конкурентните проекти „Набуко“ и „Южен поток“. Също така не взема предвид възможността да се открият допълнителни находища на газ в България, което може да намали необходимостта от внос, ако например в региона бъде открит шистов газ и се докаже, че е икономически изгодно.

Всъщност през юли 2011 г., Шеврон получи пет-годишно разрешение за проучване

¹⁷⁴ „Индустрия Русия/България: Газпром и Булгаргаз подписват ново споразумение за доставка и пренос на газ“ (Russia/Bulgaria industry: Gazprom, Bulgargaz sign new gas supply and transit agreement”) 29.12.2006 *Economist Intelligence Unit*

¹⁷⁵ „Българският регулатор отхвърля обжалването на титуляра за достъп до мрежата“ (“Bulgarian regulator rejects incumbent grid access plea”), Heren European Spot Gas Markets, 27 септември 2010.

¹⁷⁶ „Криви на разходите за осигуряване доставките на газ: Случаят България“ (“Cost Curves for Gas Supply Security: The Case of Bulgaria”), Флорент Силве и Пиер Ноел, Работен икономически документ на Кеймбридж 1056, септември 2010.

¹⁷⁷ „Мелроуз похвалени за разработването на газ в България“ (“Melrose praised for Bulgaria gas action”), уебсайт на Herald Scotland, 29 юли 2010: <http://www.heraldscotland.com/business/corporate-sme/melrose-praised-for-bulgaria-gas-action-1.1044546>

на шистов газ в североизточната част на страната (Нови Пазар). Според съобщения в пресата, находището в Нови Пазар се очаква да съдържа между 300 и 1000 милиарда кубически метра шистов газ¹⁷⁸, което е сравнимо с годишното крайно потребление през 2009 г. от около 1.5 милиарда кубически метра¹⁷⁹. Въпреки че тези находища на шистов газ, ако се потвърдят, са много важни, влиянието им върху българския газов пазар ще зависи от цената на извличане на газ и пускането на пазара. МАЕ изчислява себестойността на производството на шистов газ да бъде между около € 7/МВтч и € 19/ МВтч¹⁸⁰, в сравнение с текущата пазарна цена между € 25/ МВтч и € 30/ МВтч, което предполага, че проучването може да е икономически изгодно.

Графика 8.2

Доставчици на газ за България според произхода през 2030 г.



Източник: Енергийна стратегия на Република България до 2020 г. (юли 2008)

Проектът за газопровод „Набуко“ ще се разпростира на 3300 км от района на Каспийско море през Турция, България, Румъния и Унгария до Австрия. Тръбопроводът е проектиран да транспортира максимален обем от 31 милиарда кубически метра/година. Проектът ще струва около 7.9 млрд. евро и се очаква да започне работа около 2013 г. Консорциумът „Набуко“ се състои от турския превозвач на газ „Боташ“, „Булгаргаз“, „Ем О Ел“, „О Ем Ви“, „Ар Ве Е“ и румънската „Трансгаз“. Планира се период, през който да се разпредели капацитетът на тръбопровода преди изграждането.¹⁸¹

Предложеният от Газпром „Южен поток“ също трябва да влезе в експлоатация около 2013 г. Според последни съобщения в пресата, капацитетът на газопровода „Южен поток“ ще бъде 63 милиарда кубически метра/год.¹⁸² Газопроводът ще минава по дъното на Черно море през България, където ще се разклонява и ще отива към Гърция,

¹⁷⁸ Platts Energy in East Europe, „Шеврон печели разрешително за шистов газ“ (“Chevron wins shale gas permit”), 1 юли 2011 г.

¹⁷⁹ Както се вижда в Таблица 8.2, крайното потребление през 2009 г. е било около 53 петаджаула, което се равнява на около 1.44 млрд.куб.м. при положение, че 1 тертаджаул е около 0.000027 млрд.куб.м.

¹⁸⁰ Според МАЕ, Световен икономически обзор 2009, Фигура 11.15, стр. 416, производствените разходи за шистов газ са между US\$3/ милиона британски термални единици и US\$8/ милиона британски термални единици (за цени през 2008 г.). Превръщането към €/МВтч (за цени през 2010 г.) е от NERA.

¹⁸¹ Цялата информация е от уебсайта на „Набуко“: <http://www.nabucco-pipeline.com>

¹⁸² Platts Energy in East Europe, „Нови партньори за Южен поток“ (“New partners for South Stream?”), 25 февруари 2011; . Platts Energy in East Europe, „София обезпечава концесиите за Южен поток“ (“Sofia secures South Stream concessions”), 19 ноември 2010.

Италия, страните от Западните Балкани, както и към Централна Европа. Изграждането ще струва най-малко US \$ 20 милиарда.

Въпреки всичко, проектите „Южен поток” и „Набуко” ще се състезават един с друг и според последните статии в пресата, двата проекта може да не се случат през същия период. Правителството на България подписа споразумението за газопровода „Южен поток” при посещението на бившия руски президент Путин в София през януари 2008 г., което беше ратифицирано от парламента няколко месеца по-късно.¹⁸³

В Балканския регион се развиват и проекти за внос на втечен природен газ. Например, Катар и Гърция подписаха Меморандум за разбирателство (МР) през май 2010 г., който да доведе до US \$ 6.6 милиарда катарски инвестиции в енергийната инфраструктура на Гърция, включително на строителството на нов терминал за втечен природен газ и на последващ износ на катарски втечен природен газ на югоизточния европейския пазар. През март 2010 г. българският министър-председател Бойко Борисов също подписа Меморандум за разбирателство, според който Катар ще обмисли финансиране на изграждането на първия в България терминал за внос на ВПГ.¹⁸⁴

8.2.4. Интегриране на регионалната газова инфраструктура

Регионалните правителства и играчите на газовия пазар също развиват редица проекти за интегриране на регионалните газови мрежи. Например, БЕХ и гръцкият газов оператор DEPA обмислят създаването на нов газопровод за Гърция отделно от съществуващия тръбопровод за транзитно преминаване на руски газ. През юли 2009 г. проектът получи подкрепа от италианската енергийна компания Edison, основният поддръжник на тръбопровода Турция-Гърция-Италия (ITGI).¹⁸⁵

Правителствата на България и Турция са се договорили да направят съществуващия газопровод между двете съседни страни с обратен ход, за да се позволи вносът на газ от Турция към България, както и за изграждане на нов газопровод между пазарите.¹⁸⁶

Тези опити за разнообразяване на маршрутите на доставки за България се появяват в отговор на зависимостта на българската система за природен газ от транзитните маршрути, които преминават през Украйна, и на последиците от спора между Русия и Украйна, който доведе до преустановяване на доставките на газ за Европа през януари 2009 г.

¹⁸³ „Газпром отлага пускането на газопровода „Южен поток” – Доклад” (“Gazprom Delays Launching of South Stream Gas Pipeline – Report”), Новинарска агенция София, 3 октомври 2008 г. http://www.novinite.com/view_news.php?id=97540

¹⁸⁴ „Катар ще инвестира US\$ 6.6 милиарда в нова инфраструктура за ВПГ” (“Qatar To Invest US\$6.6bn In New LNG Infrastructure”), LexisNexis (уебсайт All Business), 5 май 2010: <http://www.allbusiness.com/energy-utilities/oil-gas-industry-oil-processing-products/14396282-1.html>

¹⁸⁵ „Криви на разходите за осигуряване доставките на газ: Случаят България” (“Cost Curves for Gas Supply Security: The Case of Bulgaria”), Флорент Силве и Пиер Ноел, Работен икономически документ на Кеймбридж 1056, септември 2010.

¹⁸⁶ „България и Турция се споразумяха за проектите за природен газ” (“Bulgaria and Turkey agree on natural gas projects”), Новини на Ройтерс, 31 януари 2010 г.

9. Преглед на екологичните пазари

9.1. Пазари на CO₂

Подобно на всички страни членки на ЕС България участва в Европейската схема за търговия с емисии (СТЕ на ЕС) и следователно енергийните производители са изправени пред алтернативната цена на въглеродните си емисии. Понастоящем СТЕ на ЕС е от типа „лимита и търговия“, при който точно определена наличност от квоти за емисии в ЕС (КЕ в ЕС) се разпределя от отделните страни членки съгласно Национални планове за разпределение (НПР). С КЕ може да се търгува и следователно те имат пазарна цена, която определя алтернативната цена на емитирането на CO₂. Досега СТЕ на ЕС беше разделена на „фази“, като фаза I протече между 2005 и 2007 г., фаза II – в 2008-2012, а фаза III ще завърши през 2020 г.

Въпреки че общият лимит за СТЕ е заложен до 2020 г. с цел постигане на 20% понижение в емисиите в ЕС до същата година, страните членки все още разпределят КЕ за Фаза III. Затова прогнозната пазарна информацията за бъдещата цена на КЕ в ЕС е ограничена до 2-3 години напред. Това води до известна несигурност относно ценообразуването на CO₂ в дългосрочен план, което зависи от факторите, изложени по-долу.

В Разделите по-долу са описани основните определящи фактори за ценообразуването на CO₂ в ЕС, което зависи от взаимодействията между предлагането и търсенето на КЕ в ЕС.

9.1.1. Странични влияния, свързани с предлагането, върху ценообразуването на CO₂ в ЕС

Предлагането на КЕ в ЕС зависи от количеството на квотите за емисии в ЕС, издадени по СТЕ, и разходите за понижаване [на емисиите] от други международни схеми за търговия с емисии.

Цените на CO₂ за Фаза III от СТЕ на ЕС и след нея зависят до голяма степен от европейските и международни цели за намаляване на емисиите. През февруари 2011 г. Европейският съвет препотвърждава целта на ЕС да се постигне намаляване на парниковите газове с 80%-95% до 2050 г. в сравнение с нивата от 1990 г. На 8 март 2011 г. Европейската комисия приема „Пътна карта за постигане до 2050 г. на конкурентоспособна икономика с ниска въглеродна интензивност“, в която излага възможни действия за постигане на поставената за 2050 г. цел. Както е описано в Раздел 2.4 на настоящото обаче, Полша не подписва пътната карта. Това отсъствие на съгласие означава, че дългосрочната цел на ЕС си остава намаляване на емисиите на парникови газове до 2050 г. с 80%-95% в сравнение с нивата от 1990 г., но към настоящия момент все още не са приети междинните цели.

Ако приемем, че СТЕ на ЕС продължи да съществува под настоящата си форма и след 2020 г., лимитът на предлагането на КЕ в ЕС в крайна сметка ще се определя от тези дългосрочни политики за намаляване на емисиите. Надеждността и устойчивостта на целите на ЕС за 2050 г. обаче зависи от международни споразумения и политиките на други страни и най-вече от успеха на преговорите за договаряне на документ, който да замести Протокола от Киото в дългосрочен план. Зависимостта от международните споразумения възниква, защото ЕС е поел задължение да осъществи по-значителни съкращения на емисиите, ако други държави поемат съответни задължения от своя страна. Ако другите страни не направят предложените от ЕС значителни съкращения на емисиите си, конкурентоспособността на икономиките на ЕС може да пострада.

В допълнение към КЕ, издадени по СТЕ, инсталациите могат да използват компенсационни кредити за покриване на емисиите си.¹⁸⁷ Следователно тези схеми създават още един механизъм, чрез който цените на CO₂ в ЕС зависят от решения, взимани другаде.¹⁸⁸ Най-важният източник на компенсационни кредити са Сертифицираните единици редуцирани емисии (СЕРЕ), издавани по Механизма за чисто развитие (МЧР) на Протокола от Киото и евентуалните заместващи механизми, договорени в бъдещо международно споразумение.

9.1.2. Странични влияния, свързани с търсенето, върху ценообразуването на CO₂ в ЕС

Търсенето на КЕ в ЕС зависи от икономическата дейност, както и от интензивността на емисиите на единица БВП. Следователно темпът на икономическо развитие и растеж в ЕС и степента на деиндустриализацията също ще окажат влияние върху цените на КЕ в дългосрочен план.

Пределните разходи за понижаване [на емисиите] в секторите, влизаци в обсега на СТЕ на ЕС, също влияят върху търсенето и следователно цените на КЕ в ЕС. Например, на ранните етапи от СТЕ на ЕС, цената на газа и цената на КЕ в ЕС са били в отношение на силна зависимост. Това се случва защото, когато газът поскъпва, растат пределните разходи за производство на енергия от газ в сравнение с производство от въглища. Така се увеличава търсенето на КЕ, както и цените. Следователно, пределните разходи за понижаване [на емисиите] в секторите, влизаци в обсега на СТЕ на ЕС, могат да окажат влияние върху цените в дългосрочен план.

Със затягането на лимита на емисиите обаче става все по-неясно какви взаимоотношения ще определят тези пределни разходи за понижаване. Например, в дългосрочен план пределните разходи за понижаване могат да окажат по-голямо влияние върху цената на КЕ в ЕС чрез монтаж на технология за улавяне и съхранение на въглерод (УСВ) в електрически централи с въглища или газ.

Други политики за потенциала на страните членки на ЕС да намаляват емисиите, извън СТЕ на ЕС, също ще повлияят върху дългосрочното ценообразуване на КЕ в ЕС. Например, ЕС има поставена цел да подобри енергийната ефективност до 2020 г. така, че потреблението на енергия да бъде с 20% по-ниско от стойността, на която иначе би било. Страните членки на ЕС също така предлагат пряка поддръжка за възобновяеми източници и други нисковъглеродни технологии (напр. УСВ и ядрени). Тези схеми понижават търсенето на КЕ в ЕС и имат тенденция да потискат цените.

Това подчертава риска от подриване на дългосрочната надеждност на търговията с емисии като средство за постигане на дългосрочно намаляване на емисиите на парникови газове. Например, ЕС може да успее да постигне намаления на емисиите чрез комбинация от законови актове за ограничаване на емисиите от съществуващите инсталации, подобно на Директивата относно големите горивни инсталации (ДГТИ) и

¹⁸⁷ Това са документи относно намаления на емисии, предприети от източници, които не се покриват от СТЕ на ЕС и не са предмет на друга програма за лимити и търговия.

¹⁸⁸ Международната търговия с емисии вече свързва пазара на ЕС с други пазари посредством емисионна търговия с кредити или компенсации (офсети) в рамките на проекти и в бъдеще може да стигне до преки връзки между СТЕ на ЕС и програми за лимити и търговия с емисии в други юрисдикции.

Директивата за индустриалните емисии (ДИЕ) по отношение на NOx и SO2 (вж. по-долу). ЕС или отделни страни членки могат също така да постигнат дългосрочните цели за намаляване на емисиите, като предлагат субсидии на нови нисковъглеродни технологии и/или въведат забрани за разработване на нови инсталации, които произвеждат сравнително високи нива на въглеродни емисии. (Британското правителство неотдавна предложи използване и на двата механизма с програмата „Реформа на пазара за електроенергия”¹⁸⁹) Подобни политики заобикалят СТЕ на ЕС като средство за показване на дългосрочната стойност на въглеродни емисии на участниците на енергийния сектор на пазара и могат в бъдеще да доведат до потискане на цената на КЕ.

9.1.3. Изводи във връзка с моделирането на пазара

Несигурността по отношение на дългосрочните цели за намаляване на емисиите до известна степен се отразява в сценариите за дългосрочни политики, публикувани в „Световни енергийни перспективи” (СЕП) на Международната агенция по енергетика (МАЕ) за 2010 г., от които изхождаме в своите отправни точки относно моделирането. (вж. Раздел 10.3.6).

На практика обаче обсегът на несигурността относно дългосрочното ценообразуване на CO2 в ЕС може да се окаже дори по-широк, отколкото се предполага в сценариите на МАЕ. В частност, виждаме известен риск, свързан с използването на планирани субсидии и други намеси на ниво политики от страна на националните правителства на страните членки на ЕС, целящи стимулиране на развитието на нисковъглеродно енергийно производство и подобрена енергийна ефективност. Подобни схеми могат да подкопаят ефикасността на СТЕ на ЕС, като държат цените на CO2 в ЕС под пределните разходи за понижаване на CO2.

9.2. Национален план за разпределение (НПР) на България

Понастоящем българският НПР предоставя безплатни квоти на съществуващи и новонавлизащи енергийни производители.

Европейската комисия одобрява българският Национален план за разпределение (НПР) през октомври 2007 г., при условие че годишното разпределение за Фаза II не надвишава 42,3 милиона тона квоти, което е с 37,4% по-малко от предложените от България 67,6 милиона тона, и че българското правителство не внася поправки в разпределенията след осъществяването им. През декември 2007 г. България обжалва решението на Комисията по НПС на страната пред Европейския и в частност решението да се намали общото разпределение на страната.¹⁹⁰ Към момента не знаем за взето решение по този случай от страна на европейските съдилища, а уебсайтът на Европейската комисия, посветен на СТЕ, не съдържа документи с решения по този въпрос, нито обновен НПС план за Фаза II за България, публикуван след подадената

¹⁸⁹ Британското правителство наскоро предложи въвеждане на система с преференциални цени за нисковъглеродно производство на енергия, вкл. възобновяеми източници, УСВ и ядрено производство. Правителството предложи също така стандарт за емисионна производителност, с който се ограничават средните емисии на kWh продукция от нови енергийни производители. Резултатът от този стандарт е забрана на нови работещи с въглища инсталации без УСВ и британското правителство дава знаци, че може постепенно да стесни параметрите на стандарта, за да се предотврати разработването на енергийно производство без УСВ.

¹⁹⁰ CLIMATE CHANGE: SOFIA LODGES APPEAL AGAINST THE COMMISSION (КЛИМАТИЧНИ ПРОМЕНИ: СОФИЯ ВНАСЯ ЖАЛБА СРЕЩУ КОМИСИЯТА), Europolitics Energy, 16 януари 2008 г.

жалба.

След старта на Фаза III на СТЕ на ЕС енергийните производители няма да получават безплатни квоти.

Според Директивата на ЕС относно СТЕ на ЕС обаче страните, които са в процес на присъединяване към ЕС, могат да предоставят „преходни” безплатни квоти на производители, които работят към 2008 г., 70% през 2013 г., които поетапно да се сведат до 0% през 2020 г. Стойността на тези безплатни квоти може да повлияе на решенията на новонавлизащите енергийни производители между 2013 и 2020 г.

По наши изчисления обаче за централите на въглища и газови турбини в комбиниран цикъл (ГТКЦ), които ще навлязат през този период, стойността на тези безплатни квоти ще бъде между 2% и 3% от дългосрочните пределни разходи (ДПР) за мощността на новонавлезлия производител. Затова за целите на това моделиране на пазара приемаме, че стойността на тези безплатни квоти няма да повлияе върху решенията на новонавлезли производители.¹⁹¹

9.3. Директива относно големите горивни инсталации (ДГГИ)

В договора за присъединяване на България към ЕС на страната се позволяват няколко изключения от разпоредбите на ДГГИ (2001/80/ЕО). Конкретно, изискванията относно SO₂, заложи в Директивата, се прилагат към блоковете на ТЕЦ Варна постъпателно (един блок годишно) между 2009 и 2014 г. Блокове 2 и 3 на ТЕЦ Бобов дол са освободени съответно до 2011 и 2014 г., а ТЕЦ е освободен до 2011 г. за половината си блокове и до 2014 г. за останалите. Заедно с тези изключения в договора се заложи общи лимити за емисии на NO_x и SO₂ между 2008 и 2012 г.¹⁹²

Освен това българското правителство трябва да представи план пред Комисията до 1 януари 2011 г. (включително инвестиционен план) за постигане на съответствие с ДГГИ, включващ и изключенията, които са в сила към тази дата. Така, в следващите години българското правителство ще трябва да изложи плана си за изпълнение на Директивата, като за тази цел ще трябва да инсталира технология за десулфуризация на димни газове (ДДГ) в повечето съществуващи централи на въглища или да ги затвори в бъдеще. В таблица 9.1 е показан прогресът в монтирането на ДДГ в съществуващите големи инсталации на въглища в страната.

За да отразим разходите по постигане на съответствие с ДГГИ в нашия модел на пазара на едро, приемаме, че от началото на 2015 г. всички работещи с въглища инсталации в региона ще трябва да понесат разходите за монтаж на ДДГ. Приемаме, че монтажът на ДДГ струва €163/kW (по цените от 2008 г.) и че добавя €12,56/kW (по цените от 2008 г.)

¹⁹¹ Приемаме, че за изграждане на инсталации с КТЦК и на въглища са нужни съответно 3 и 5 години, така че могат да бъдат пуснати не по-рано от съответно 2015 и 2017 година. Ако оставим настрана разходите за производство на енергия през целия жизнен цикъл на тези инсталации и приемем, че работят на основно натоварване (85% фактор на натоварване) през целия си жизнен цикъл, изчисляваме дългосрочните пределни разходи за производство на енергия на €78/MWh за лигнит и КТЦК с газ и на €95/MWh за въглища. За тези три технологии стойността на безплатните квоти се равнява на €1-2/MWh при 50% безплатни квоти през 2015, намаляващи с 10 процентни точки годишно до 0% през 2020 г.

¹⁹² Официален вестник на Европейския съюз, Документи относно присъединяването на Република България и Република Румъния към Европейския съюз, Протокол относно условията и договореностите за приемането на Република България и Република Румъния в Европейския съюз, Приложение VI D.2: <http://eur-lex.europa.eu/JOHtml.do?uri=OJ:L:2005:157:SOM:EN:HTML>

към годишните експлоатационни разходи.¹⁹³

Таблица 9.1
ДДГ в големите работещи с въглища инсталации в България

Инсталация	Мощност (MW)	Статут по отношение на ДДГ
Марица Изток 2	1358	Договор за монтаж на ДДГ технология на блокове 1-4, срокът за блокове 3 и 4 е последното тримесечие на 2008 г., блокове 7-8 имат ДДГ, а през 12/2008 са сключени договори за монтаж на ДДГ в блокове 5-6.
Варна (TETVARN)	1260	Технология за ДДГ още не е монтирана, изисква се за всички блокове до 2016 г.
Марица Изток 3	905	Новооборудвана с ДДГ.
Бобов дол	630	Нужни са значителни инвестиции, за да се доведе до съответствие с ДГГИ, а поради свиващите се местни залежи на въглища това изглежда малко вероятно. Според доклада на „Платс“ централата може да се преобразува в ГТКЦ.
Русе Изток	400	Започнатият процес на оборудване с частична ДДГ е отложен по време на приватизацията.

Източник: Platts Powervision, версия от януари 2011 г.

9.4. Директива за индустриалните емисии

Директивата за индустриалните емисии (ДИЕ) от 24 ноември 2010 г. стеснява вече наложените от ДГГИ ограничения и ще определя позволените емисии на NOx и SOx от 1 януари 2016 г., както е изложено по-долу.

Съгласно ДИЕ ТЕЦ-овете на въглища и с ГТЦК, построени преди 2002 г., ще трябва да спазват по-строги норми за емисии на NOx и SOx от 1 януари 2016 г. В централите на въглища тези нови норми вероятно ще наложат инсталиране на оборудване за селективна каталитична редукция (СКР) за контролиране на емисиите на NOx. За централи с ГТКЦ, построени преди 2002 г. по-строгите норми за NOx вероятно ще означават необходимост от снабдяване с нискоемисионни NOx горелки, ако все още нямат такива. Собствениците на двата типа централи ще трябва да решат дали да инвестират в мерки за ограничаване на емисиите, за да постигнат съответствие с директивата, или да ги затворят преждевременно.

На практика производителите могат да избират измежду редица начини за постигане на съответствие. Съгласно ДИЕ централите на въглища трябва или да приемат нормите, зададени в директивата, като монтират до 2016 г., или да ги отхвърлят и да приемат

¹⁹³ Фаза 1 от Оценката на въздействието на предложенията за Преразгледана директива ИПКЗ част 1: Окончателен доклад за горивните инсталации, май 2008 г., британско правителство (Министерство на околната среда, храните и селското стопанство), таблица 5.2.

ограничение от 17 500 експлоатационни часа за периода 2016–2023 г. и след това да затворят. Има и трета възможност за централите да продължат да работят, но при не повече от 1500 експлоатационни часа годишно. С други думи, централите, които избераат тази трета възможност, на практика ще работят като пикови централи.

Не разполагаме с информация относно СКР в българските централи на въглища, но по-старите централи вероятно не са били снабдени със СКР при изграждането им. Затова предполагаме, че повечето централи ще трябва да бъдат осъвременени, за да продължат да работят без ограничение в експлоатационните часове. На практика е твърде рано да се каже кои централи ще приемат директивата и ще монтират СКР. За да отразим разходите за постигане на съответствие с ДИЕ в нашия модел на пазара на едро, приемаме, че от 2019 г. всички централи на въглища в региона ще трябва да поемат разходите по инсталиране на СКР. Затова приемаме, че централите на въглища трябва да покрият лимитите на емисиите, наложени от ДИЕ, в средата на периода 2016–2023. Това допускане се основава на очакването, че на централите на въглища в региона няма да се наложи да започнат да спазват тези лимити от началото на 2016 г., защото регионалните правителства ще въведат преходни планове, които позволяват на тези централи да отлагат намаляването на емисиите на NOx или защото българското правителство ще успее да договори временни изключения от лимитите. Приемаме, че инсталирането на СКР ще струва €100/kW (по цените от 2008 г.) и че добавя €3,99/kW (по цените от 2008 г.) към годишните експлоатационни разходи.¹⁹⁴

9.5. Пазари на енергия от възобновяеми източници

9.5.1. Цели за производство на енергия от възобновяеми източници

Както беше описано в Раздел 5.2.3, подобно на други страни членки на ЕС България има амбициозни цели за въвеждане в експлоатация на възобновяеми източници във всички области на брутно крайно потребление на енергия (16% от общото потребление на енергия за отопление, транспорт и производство на електроенергия до 2020 г., вкл. 10% дял на възобновяемата енергия в транспортния сектор).¹⁹⁵ Тази европейска цел е зададена и в Закона за енергията от възобновяеми източници (закон за ВЕИ)¹⁹⁶ и също така представлява „индикативна крива” на средния дял на възобновяемите енергийни източници (ВЕИ) в брутно крайно потребление на енергия за следните двугодишни периоди:

- От 2011 до 2012: 10,72%;
- От 2013 до 2014: 11,38%;
- От 2015 до 2016: 12,37%;
- От 2017 до 2018: 13,69%.

Фигура 9.1 показва историческото развитие на дяла на ВЕИ в България от брутно крайно потребление на енергия, „индикативната крива” от новия закон за ВЕИ, както и целевия дял за 2020 г. от 16%. През 2008 г. (след тази година няма данни), делът на възобновяемите източници е 9,6% – същото ниво като през 2004 г., което говори, че не

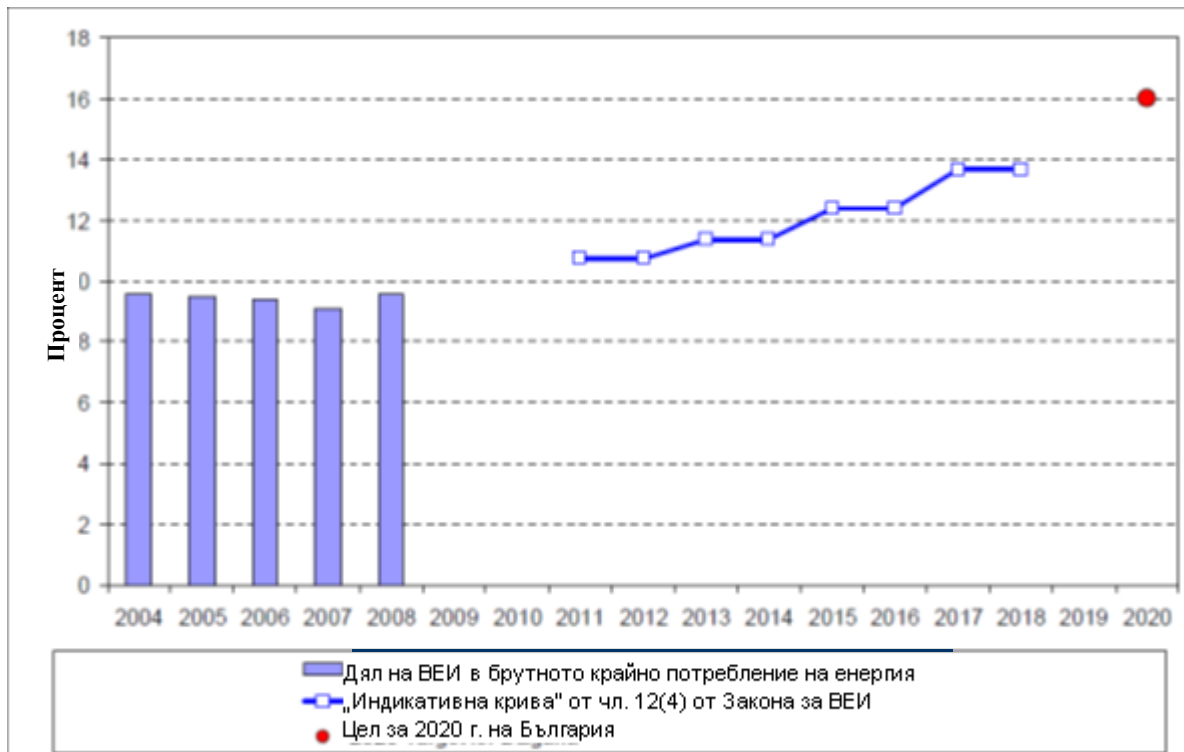
¹⁹⁴ Фаза 1 от Оценката на въздействието на предложенията за Преразгледана директива ИПКЗ част 1: Окончателен доклад за горивните инсталации, май 2008 г., британско правителство (Министерство на околната среда, храните и селското стопанство), таблица 5.3.

¹⁹⁵ ДИРЕКТИВА НА ЕВРОПЕЙСКИЯ ПАРЛАМЕНТ И НА СЪВЕТА за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници и за изменение и впоследствие за отмяна на директиви 2001/77/ЕО и 2003/30/ЕО

¹⁹⁶ Член 12. На 21 април 2011 г. парламентът приема нов закон за ВЕИ, който замества този от 2007 г. Този закон влиза в сила на 3 май 2011 г. след обнародването му в Държавен вестник.

е постигнат особен напредък за постигане на зададената цел за 2020 г.¹⁹⁷

Фигура 9.1
Дял на възобновяемите източници
от брутното крайно потребление на енергия в България



Източник: Национален статистически институт¹⁹⁸, нов закон за ВЕИ, чл. 12.

Брутното крайно потребление на енергия включва не само енергията, използвана в електроенергийния сектор, но и в топлинноенергийния сектор и транспорта.¹⁹⁹ Следователно, въпреки че целите за 2020 г. ще дадат стимул за произвеждане на повече електричество от ВЕИ, част от целта от 16% за 2020 г. може да се постигне чрез увеличаване на ВЕИ в отоплението и във всеки случай ще се постигне чрез ВЕИ в транспортния сектор.

Новият закон за ВЕИ не включва обособена цел за ВЕИ в електроенергийния сектор. Българското министерство на икономиката и енергетиката обаче наскоро публикува прогнози за производството на възобновяема енергия в страната и потенциала ѝ в тази област, стигащи до 2020 г., което по наши изчисления ще доведе до производство на ВЕИ, равняващо се на 20% от електропотреблението в България.

¹⁹⁷ Според Националния статистически институт дялът на ВЕИ от брутното крайно потребление на енергия през 2005 г. е 9,49%, докато в Директива 2009/28/ЕО от 23 април 2009 г., Приложение I, дялът на България е отбелязан като 9,4%. В Националния план за действие за енергията от възобновяеми източници на България Министерството на икономиката, енергетиката и туризма пише, че дялът през 2005 г. е 9,27%. Не намерихме обяснение за тези малки разлики.

¹⁹⁸ http://www.nsi.bg/ORPDOCS/Energy-5.3.RES_GFEC_en.xls

¹⁹⁹ ДИРЕКТИВА НА ЕВРОПЕЙСКИЯ ПАРЛАМЕНТ И НА СЪВЕТА за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници и за изменение и впоследствие за отмяна на директиви 2001/77/ЕО и 2003/30/ЕО

9.5.2. Субсидиен механизъм за възобновяеми източници

Механизмът за подпомагане на производството на енергия от възобновяеми източници (ВЕИ) е разработен в закон, обнародван за пръв път през 2007 г., и неотдавна беше изменен от нов закон за ВЕИ, който влиза в сила след обнародването си в Държавен вестник на 3 май 2011 г.²⁰⁰

Понастоящем България разчита на система с преференциални цени за стимулиране на инвестициите във възобновяеми източници²⁰¹, поддържана от дългосрочни регулирани споразумения за изкупуване на бъдещата продукция със заварения доставчик на електроенергия в съответния регион (CEZ, EON или EVN).²⁰² Сроктът на тези дългосрочни споразумения отскоро е по-кратък за вятърни, геотермални и соларни централи в сравнение със стария закон за ВЕИ и понастоящем е както следва:

- 20 години за геотермални и соларни централи;
- 12 години за вятърни централи; и
- 15 години за всички други видове централи за производство на енергия от възобновяеми източници (и с изключение на ВЕЦ с мощност от над 10MW).

Тези срокове започват да текат, когато обектът бъде въведен в експлоатация, и могат да продължат най-дълго до 2035 г. за геотермални и соларни централи, 2027 г. за вятърни централи и 2030 г. за всички останали централи за ВЕИ.²⁰³

Преференциалните цени са фиксирани в номинално изражение за срока на дългосрочното споразумение за изкупуване на енергия (СЗЕ).²⁰⁴ Всяка година преди 30 юни ДКЕВР определя преференциалните цени за централи с ВЕИ. Преференциалната цена, дадена на една централа, ще бъде действащата преференциална цена в деня на завършване на изграждането на централата.²⁰⁵ По принцип тези преференциални цени

²⁰⁰ Новият закон за ВЕИ заменя стария закон за ВЕИ от 2007 г. Текстът на закона (на български език) може да се намери в Държавен вестник: http://dv.parliament.bg/DVWeb/showMaterialDV.jsp?jsessionid=ACF27408461F4B814EE07D2201935F96?id_Mat=48899.

²⁰¹ Този механизъм е изложен в (новия) закон за възобновяемата енергия и не е приложим за водни електроцентрали с над 10MW инсталирана мощност. С електроенергията, произведена от ВЕИ, може също така да се търгува на пазарни цени извън този механизъм: в балансиращия пазар или чрез подписване на свободни договори с доставчици.

²⁰² Доставчикът се отнася до НЕК или съответния доставчик (дружеството доставчик, разделено от бившите разпределителни дружества), вероятно в зависимост от мрежата, с която е свързан производителът.

²⁰³ Например, ако една вятърна централа влезе в експлоатация в края на 2016 г., тя ще получава преференциалната цена само за 11 години, т.е. до края на 2027 г. В чл. 31 (3) от новия закон за ВЕИ дори е посочено, че продължителността на договора за централи, въведени в експлоатация след 31 декември 2015 г., ще бъде намалена с разликата между датата на въвеждане и 31 декември 2015 г.

²⁰⁴ Съгласно стария закон за ВЕИ преференциалните цени се определят всяка година от енергийния регулатор, ДКЕВР. В новия закон за ВЕИ не е изрично посочено, че преференциалната цена е фиксирана в *номинално* изражение, а само че „не се изменя за срока на договора за изкупуване“, което ние разбираме като фиксиране в номинално изражение. Вж. нов закон за ВЕИ, член 31 (4).

²⁰⁵ В новият закон за ВЕИ е посочено, че преференциалната цена се фиксира „към датата на съставяне на констативен акт за завършване на изграждането на енергийния обект“. Член 31(1). В случай на закъснение на договора за присъединяване или въвеждането в експлоатация на обекта, се прилага по-късна преференциална цена. В член 31 (10) от закона за ВЕИ се посочва, че е предвидено обектът да бъде въведен в експлоатация, но това не е извършено в срок до две години от сключването на договора за присъединяване, то тогава цената е преференциалната цена, определена към датата на въвеждане в експлоатация на обекта. В член 31 (11) се постановява, че ако е предвидено обектът да бъде въведен

трябва да покриват общите разходи по снабдяването, използвайки тази технология в българските пазарни условия.²⁰⁶ Едно ограничение, заложили в нормативната рамка, изисква и преференциалната цена да се равнява на не по-малко от 70% от средната цена за крайния потребител през предходната година.²⁰⁷

В таблица 9.2 са показани преференциалните цени в България през 2010 и 2011 г., влезли в сила на 1 април в съответната година и приложими за всички производители с посочения вид технология. Вижда се, че през годините ДКЕВР е въвеждала нови категории за видове енергийни обекти (и е премахвала стари).

Таблица 9.2
Преференциални цени за електроенергия от ВЕИ

април 2011 юли 2011

Номер*		BGN/ MWh	€/MWh**	BGN/ MWh	€/MWh**
ВЕЦ					
1	Микроцентрали с мощност от 200kW	223	114	227	116
2	Различни видове ВЕЦ с нетен пад до 30m и мощност >200kW & ≤10MW	213	109	223	114
3	Различни видове ВЕЦ с нетен пад между 30m и 100m и мощност >200kW & ≤10MW	179	91	187	96
4	Различни видове ВЕЦ с нетен пад над 100m и мощност >200kW & ≤10MW	171	88	179	92
5	Тунелни деривации с мощност ≤10MW	253	130	265	136
6	Микроцентрали с помпи	112	58	112	57
няма	Капацитет ≤10MW, въведени в експлоатация преди 19 юни 2007 г.	112	58		
Вятърна енергия					
7	Мощност ≥800kW и ≤2,250 еквивалентни часа	188	96	191	98
8	Мощност ≥800kW и >2,250 equivalent hours	173	88	173	88
9	Мощност <800kW и асинхронен генератор с кафезен ротор	149	76	137	70
Фотоволтаични модули					
10	≤30KW и монтирани на покриви и фасади			605	309
11	>30KW & <200KW и монтирани на покриви и фасади			597	305
12	>200kW & <1MW и монтирани на покриви и фасади			584	298
13	≤30KW			577	295
14	>30KW & ≤200kW			567	290
15	>200kW			486	248
няма	≤ 5 kW	760	389		
няма	> 5 kW	699	357		

постепенно в експлоатация и цялостното му въвеждане не е извършено до две години от сключването на договора за присъединяване, то (1) преференциалната цена е равна на действащата преференциална цена за периода от изтичане на двегодишния срок до въвеждане в експлоатация на целия обект; и (2) след като целият обект бъде пуснат в експлоатация, преференциалната цена е равна на действащата преференциална цена към момента на въвеждане на целия обект.

²⁰⁶ В член 32 от закона за ВЕИ е постановено, че тези преференциални цени се определят, като се отчитат видовете технологии, инсталираната мощност на централата, мястото и начинът на монтиране на съоръженията, както и: инвестиционните разходи; нормата на възвращаемост; структурата на капитала и на инвестицията; производителността на инсталацията според вида технология и използваните ресурси; разходите, свързани с по-висока степен на опазване на околната среда; разходите за суровини; разходите за горива за транспорта; разходите за труд и другите експлоатационни разходи.

²⁰⁷ Законът за ВЕИ постановява, че преференциалната цена трябва да се определя по реда на наредбата по чл. 36, ал. 3 от Закона за енергетиката. (Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия; ДКЕВР, обн., ДВ, бр. 17 от 2 март 2004 г., изм., ДВ, бр.62 от 31 юли 2007 г., публикувана на български език на уебсайта на ДКЕВР.) В чл. 19а на тази наредба се посочва, че преференциалната цена не може да е по-ниска от 70% от средната продажна цена за предходната година на крайните потребители и добавка, определена от ДКЕВР. Това ограничение е било по-строго по стария закон за ВЕИ, съгласно който преференциалната цена трябва да бъде равна на най-малко 80% от цените за крайните потребители, а намаленията на добавката са най-много 5% годишно.

Биомаса					
16	Мощност $\leq 5\text{MW}$ и дървесни остатъци	253	129	256	131
17	Мощност $\leq 5\text{MW}$ и дървесни остатъци, комбиниран цикъл	288	147	282	144
18	Мощност $> 5\text{MW}$ и прочистване на гори, горско подрязване и други	219	112	227	116
19	Мощност $\leq 5\text{MW}$ и отпадъци от земеделски култури	168	86	195	100
20	Мощност $\leq 5\text{MW}$ и културни растения			186	95
21	Мощност $\leq 150\text{kW}$ и биомаса от растителни и животински субстанции	425	217	433	221
22	Мощност $> 150\text{kW}$ & $\leq 500\text{kW}$ и биомаса от растителни и животински субстанции	398	203	406	207
23	Мощност $> 500\text{kW}$ & $\leq 5\text{MW}$ и биомаса от растителни и животински субстанции	303	155	335	171
24	Мощност $> 1\text{MW}$ & $< 5\text{MW}$ и биомаса от растителни и животински субстанции			349	178
25	Мощност $\leq 150\text{kW}$ и битови отпадъци	266	136	264	135
26	Мощност $> 150\text{kW}$ & $\leq 500\text{kW}$ и битови отпадъци	256	131	253	129
27	Мощност $> 500\text{kW}$ & $\leq 5\text{MW}$ и битови отпадъци	246	126	244	125
28	Мощност $> 150\text{kW}$ & $\leq 500\text{kW}$ и битови водо-канални отпадъци	137	70	158	81
29	Мощност $> 500\text{kW}$ & $\leq 5\text{MW}$ и битови водо-канални отпадъци	121	62	132	68
30	Мощност $> 1\text{MW}$ & $\leq 5\text{MW}$ и битови водо-канални отпадъци			119	61
няма	Мощност $\leq 5\text{MW}$ и енергийни култури	186	95		
няма	Мощност $\leq 150\text{kW}$ битови водо-канални отпадъци	150	77		

Източник: Решение № Ц-010 of 30/3/2011, Решение № Ц-18 of 20/6/2011.

Забележки: (*) номерата са номера на категории от Решение № Ц-18 на ДКЕВР от 20 юни 2011 г. (**)
€/MWh изчислена при курс от 1,9558.

10. Прогнози за пазара на едро

10.1. Допускания за институционалната рамка

10.1.1. Договорености за търговия с електроенергия

Важен определящ фактор за способността за генериране на парични потоци на АЕЦ Белене е съответният пазар, в който ще може да продава (неговата „енергийна зона”). България е част от регион с множество връзки на електрическите мрежи широки възможности за трансгранична търговия, както изложихме в Глава 2. Тази интегрираност в по-широк район означава, че пазарът на АЕЦ Белене ще надхвърля границите на вътрешния български пазар, поне през определени части на годината. Дефиницията на енергийната зона няма да остане една и съща, а ще се развива с течение на времето заедно с регионалната динамика и капацитетът на преносната мрежа и междусистемните връзки.

Понастоящем всички национални пазари в района около България (Румъния, Гърция, Турция) имат отделни договорености за търговия на едро с електроенергия и сетълмент, така че по действащите договорености системата за сетълмент, през която АЕЦ Белене ще продава продукцията си, ще бъде българската система, което означава, че Белене ще бъде изложена на клиринговата цена на българския пазар, макар че може да си е осигурила защиты. Както видяхме в Раздел 2.5 обаче, предложеният Европейски целеви модел за разпределение на капацитет и управление на претоварването на практика ще наложи създаване на платформи за търговия с електроенергия, които поставят изравнени цени, основаващи се на пределните разходи за енергия в рамките на всяка отделна пазарна зона. За тези цели зоните ще се определят като райони, в рамките на които няма съществено претоварване на преносната система. Така пазарната цена, достъпна за АЕЦ Белене, ще зависи от пределните разходи за енергия в рамките на зоната, в която централата се намира по Европейския целеви модел – а тя ще бъде или съществуващият в момента български национален пазар, или по-широка зона, обхващаща части от съседните системи, в зависимост от очакваните характеристики на

претоварването.

За целите на настоящия модел на пазара ние представяме всяка страна в региона като отделна ценова зона и ендогенно представяме потоците през интерконекторите между страните с почасово отчитане въз основа на разликите между съществуващите цени на пазарите, свързани от съответния интерконектор.²⁰⁸ Въпреки че Европейският целеви модел предвижда, че ценовите зони няма да се определят непременно според националните граници, ние приемаме, че всички съществени ограничения в преносните линии ще се появят в трансгранични пунктове вътре в региона, както е в момента. Приемаме, че в рамките на всеки национален пазар цената във всеки даден час ще се равнява на системните пределни разходи, т.е. пределните разходи на най-скъпия блок, който трябва да произвежда, за да задоволи търсенето. Приемаме също така, че трансграничните потоци ще се определят от разликите в цените между националните пазари. Тази установка ендогенно допуска възможността „енергийната зона“, в която Белене продава, да се простира извън рамките на българския национален пазар в зависимост от степента на ендогенно определеното претоварване при националните граници.

Поради това в анализа по-долу приемаме, че АЕЦ Белене ще получи българската цена на едро, определена от системните пределни разходи за енергия вътре в България, въпреки че тази цена може да съвпада с цената в съседни пазари в определени моменти, а вероятно и за по-дълги периоди. Ще се спрем по-подробно на този аспект, позовавайки се на резултатите от моделирането, изложени по-долу.

10.1.2. Пазарна структура и ценообразуване

Подходът ни към моделирането на цените въз основа на системните пределни разходи стъпва на допускането, че пазарните резултати ще са еквивалентни на резултатите, реализирани в конкурентен пазар на едро на електроенергия. През последните няколко години българският и съседните му енергийни пазари бяха формално либерализирани и делът на участие на частния сектор се е увеличил чрез комбинация от инвестиции в ново енергопроизводство и приватизация. Този прогрес, заедно с действащите инициативи на ЕС за създаване на конкурентни енергийни пазари и дългосрочният фокус на нашето изследване подкрепят допускането за конкурентен пазар, което използваме в този модел на пазара.

10.1.3. Компенсации за инвестиции в ново производство на енергия

Както споменахме по-горе, приемаме, че следвайки договореностите за търговия, предложени в Европейския целеви модел, цената във всяка пазарна зона в нашия модел е равна на системните пределни разходи вътре в тази пазарна зона. Освен това приемаме, че всички пазари в региона остават обичайни енергийни пазари. Оттук следва, че производствените блокове осъществяват печалби над краткосрочните си пределни разходи, когато системните пределни разходи са определени от производител с по-високи пределни разходи, или когато има недостиг и цените скочат.

Следователно инвеститорите в нови производствени капацитети до известна степен разчитат на краткотрайните резки повишения в цените на енергията, за да покрият фиксираните си разходи.

²⁰⁸ Перспективната ни оценка на развитието на енергийния пазар на едро стъпват върху пазарен модел на регионалната енергийна система, включващ българския, румънския, сръбския, гръцкия, македонския, черногорския и турския пазар. Моделът дава отделни ценови прогнози за всеки един от тези пазари.

По принцип, в случаите на производствен недостиг цените в един ефикасен обичаен енергиен пазар би следвало да се покачат до стойността на загубеното хранване (СПЗ), за което има много различни оценки, но обикновено се изчислява на няколко хиляди евро на MWh. На практика обаче чакането на политическа намеса за предотвратяване на големи повишения на цените означава, че инвеститорите обикновено дисконтират донякъде очакваната стойност. Затова за целите на нашия пазарен модел приемаме за лимит на цената €1,000/MWh.

Възможно е с течение на времето някои или всички пазари в региона да въведат механизми за заплащане на капацитет, които имат за цел да предоставят трайни плащания на производителите за покриване на част от техните фиксирани разходи. Например, водещи държави членки на ЕС като Великобритания, Франция и Италия неотдавна предложиха въвеждането на механизми за капацитет и такива вече съществуват в Испания и Ирландия. Тъй като плащанията за капацитет обикновено имат за цел да компенсират лимитите на цените на електроенергията, те заместват скоковете в цените. В резултат на това, от гледна точка за прогнозите в нашия пазарен модел за постъпленията на АЕЦ Белене няма голяма разлика дали ще изходим от допускане за обичаен енергиен пазар или енергиен пазар, който работи заедно с механизъм за капацитет. От друга страна, съществуването на механизъм за капацитет може да понижи инвестиционния риск за капиталоемки проекти като АЕЦ Белене и така да предостави някои финансови ползи. Накрая, приемаме също така, че ценовите сигнали в енергийния пазар, описани по-горе, ще се използват за стимулиране на инвестициите в нови производствени капацитети, без да се спират субсидиите за ВЕИ. Това допускане означава, че всички съществуващи в миналото политики за подпомагане на инвестирането в енергопроизводство чрез държавни дългосрочни СЗЕ ще отпаднат. Ако регионалните правителства предприемат мерки за подпомагане на инвестициите в ново енергопроизводство извън пазара (напр. чрез държавни СЗЕ), съществува риск да изгласкат инвестиции, които биха се случили през пазара, и да потиснат цените, получени от други участници в пазара на електроенергия, вкл. АЕЦ Белене.

10.2. Инструмент за моделиране на електроенергийния пазар

Перспективните ни оценки на развитието на енергийния пазар стъпват върху модела Аврора (Aurora) на EPIS. Аврора предвижда закономерността на диспечерските решения и решенията за навлизане/излизане чрез итеративен алгоритъм въз основа на разходите и рентабилността на съществуващия и бъдещия производствен капацитет. Цените, които този алгоритъм извежда, са „съвместими със стимули”, което означава, че всички блокове, за които моделът предвижда, че ще бъдат на печалба, трябва да осъществят достатъчна минимална печалба, за да покрият фиксираните си разходи, които биха избегнали, ако излязат от пазара (за съществуващите производители) или не навлязат на пазара (за новонавлизащи производители). Тъй като цените отразяват системните пределни разходи, производителите възстановяват фиксираните си разходи в периоди, когато системните пределни разходи са по-високи от собствените им пределни производствени разходи, и в периоди на недостиг (т.е. когато цените скочат до СПЗ).

Аврора е модел за почасово хронологическо диспечирание, което означава, че диспечира нови и съществуващи производители по начин, който отчита както техните променливи производствени разходи (разходи за горива и CO₂, променливи експлоатационни и разходи за поддръжка и др.), така и разходите за оптимално диспечирание на блок

(минимално постоянно производство, разходи за въвеждане в експлоатация и др.). Моделът отчита разходите за оптимално диспечирание на блок, като „активира” един блок само когато този блок може да осъществи достатъчна минимална печалба, за да възстанови разходите за въвеждането му в експлоатация и разходите за работа на минимално постоянно натоварване, от цени, които всеки час се определят от системната пределна цена. При диспечирание на инсталирана производствена мощност моделът също така ендогенно избира потоците през регионалните интерконектори, които във всеки час през годината се определят въз основа на разликите между цените в регионалните пазари, напр. електроенергията ще тече от България до Румъния в определен час, ако цените в България са по-ниски от тези в Румъния в този час.

Следователно моделът отчита както производствените разходи на блока, така и гъвкавостта му за бързо реагиране на промени в търсенето. Освен това цените, които моделът извежда, ще отразяват стойността, която блоковете извличат от гъвкавостта си в сравнение с други централи в системата на нивото на часа. Понеже моделът използва алгоритъм за почасово диспечирание, той няма да улови единствено изискванията за гъвкавост, които възникват в периоди, по-кратки от час – почасовото диспечирание е максималната резолюция, която можем надеждно да моделираме с наличните данни.

За да може да отчете капацитета, необходим на системата за гъвкавост за периоди, по-кратки от час, моделът трябва освен това задържа капацитет извън енергийния пазар, за да има оперативен резерв. При изискуем оперативен резерв моделът избира ендогенно блоковете, които ще се използват за оперативен резерв.

10.3. Допускания относно цените на суровините

Подходът ни при прогнозирането на цените на горивата и CO₂ съчетава прогнозна пазарна информация в краткосрочен план, а дългосрочните прогнози за цените на горивата и CO₂ се публикуват от „Световни енергийни перспективи” (СЕП) на Международната агенция по енергетика (МАЕ) за 2010 г. в дългосрочен план.

Дългосрочните прогнози на МАЕ за цените на суровините са генерирани от един фундаментален модел на световни енергийни пазари. Затова цените на горивата и CO₂, изведени от този модел, са изчислени при редица допускания по отношение на разходите за производство и транспорт на горива, стопанска дейност, политики за декарбонизация и др. СЕП предлага прогнози относно горивата и CO₂ в три основни сценария според нормативните мерки, предприемани от правителствата по света, за да постигнат сигурно снабдяване и да предотвратят или смекчат последствията от климатичните промени.²⁰⁹

- Сценарий „действащи политики”, при който МАЕ приема, че няма да има промени в действащите политики;
- Сценарий „нови политики”, в който се взема предвид „широки дългосрочни политики и планове, обявени от страните по света, адресиращи проблеми на околната среда или енергийната сигурност, дори в случаите, когато мерките за осъществяване на тези политики все още не са намерени или обявени”; и
- Сценарий 450, който предполага съществуването на „енергиен път”, съвместим със стремежа да се намали ръстът на глобалните температури до 2°C чрез

²⁰⁹ „Световни енергийни перспективи” 2010, Международна агенция по енергетика, сс. 60-63.

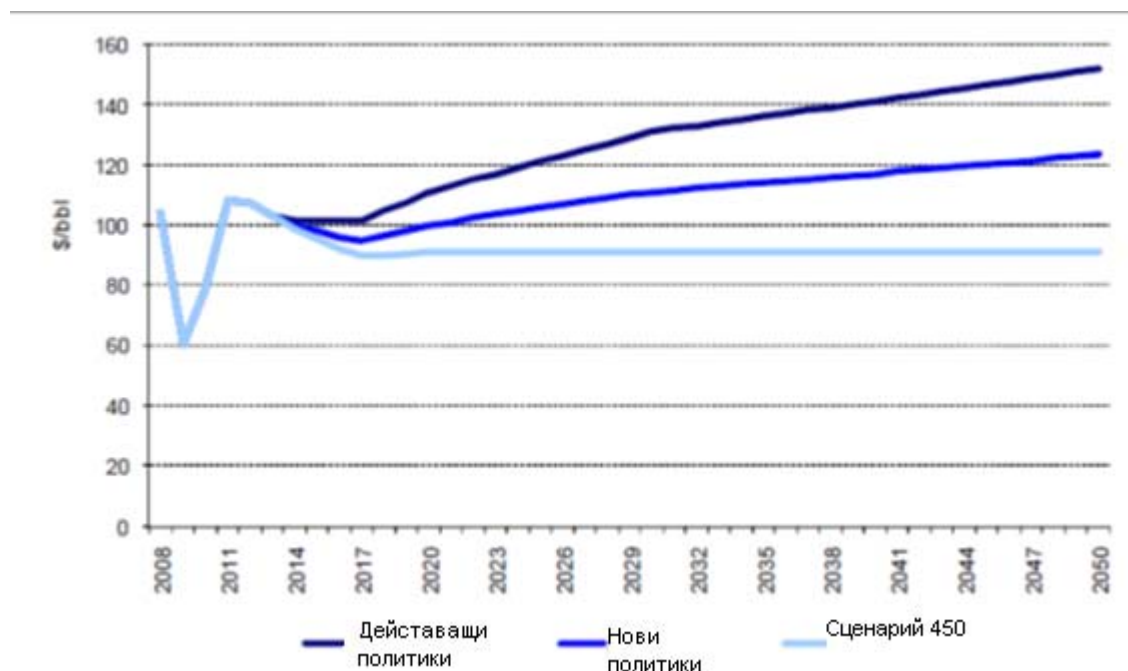
ограничаване на концентрацията на парникови газове в атмосферата до 450 части на милион (ppm) еквивалент на въглероден диоксид.

Както ще обясним подробно по-долу, определяме дългосрочните прогнози за цените на суровините въз основа на един от тези три сценария.

10.3.1. Тенденции на международните цени на петрола

Базовият ни случай взема за начална точка историческата цена за суровия петрол Брент, дадена от Bloomberg. След това прогнозираме цената на суровия петрол Брент, като използваме прогнозната крива с дата 3 август 2011 г., също публикувана от Bloomberg, която следваме за период от две години, до декември 2013 г. От януари 2014 г. приемаме, че за период от три години прогнозната крива ще се срещне с дългосрочните прогнози за суровия петрол, публикувани от МАЕ, както е показано на фигура 10.1.

Фигура 10.1
Прогнози за цената на суровия петрол (\$/bbl (барел) – номинална)



Източник: анализ на NERA на данни от Bloomberg и МАЕ.

Въз основа на нашата прогноза за цената на суровия петрол извеждаме прогнозни изчисления на цените на газьола и течното тежко гориво (ТТГ), основани на историческата взаимовръзка между цените на петролните продукти. След това добавяме прогнозни изчисления на местните данъци върху горивата и транспортните разходи, за да изчислим цените, които енергийните производители плащат за газбол и ТТГ.

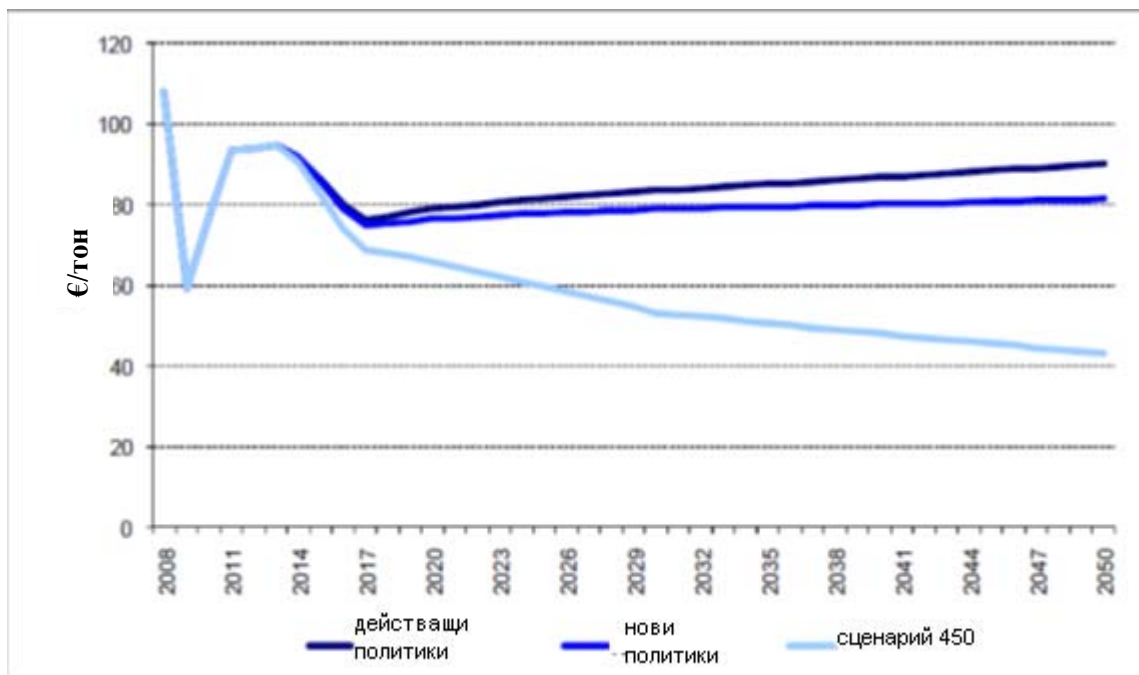
10.3.2. Ценообразуване на въглища за парогенератори

Използваме подобен подход и за допусканията относно международните цени на въглищата за парогенератори. Започваме с историческите и прогнозни цени на северозападната европейска борса (Амстердам, Ротердам, Антверпен) ARA CIF (ЦЗН) към 3 август 2011 г., публикувани от McCloskey (чрез Bloomberg). От януари 2014 г. интерполираме прогнозните цени да се сближат с дългосрочната прогноза, публикувана

в СЕП 2010.

Проучихме дали има основание да се смята, че българските цени на въглищата за парогенератори се различават по някакъв систематичен начин от международните. България има скромни залежи от суббитумни въглища²¹⁰ и е нетен вносител на въглища²¹¹. Следователно бихме очаквали разходите за внасяне на въглища в България да зададат цената на местния пазар, затова приемаме цена на доставените въглища за парогенератори в България, равна на цената на ARA API#2, показана на фигура 10.2, плюс разходите за транспортиране на въглищата до българските електроцентрали.

Фигура 10.2
Прогнози за цената на доставените въглища за парогенератори
(€/тон – номинална)



Източник: анализ на NERA на данни от Bloomberg и MAE.

10.3.3. Ценообразуване на лигнитни въглища

Няма пазар за търговия на лигнитни въглища нито вътрешно, нито международно и затова няма данни за пазарни цени. Научихме обаче, че централите на лигнитни въглища в България към момента плащат €4,33/MWh(t) за лигнитни въглища (€35,15 на тон въглищен еквивалент), като за нашия пазарен модел приемаме, че това ще остане непроменено в реално изражение. Тази цифра се доближава до общите разходи за производство на лигнитни въглища в Германия, които са около €35/тон въглищен еквивалент (tce).²¹²

²¹⁰ 214 Europe Economics и институт Fraunhofer с BSR Sustainability и Краковски институт за устойчива енергия, „Оценка на държавната помощ за въглищната индустрия”, 20 октомври 2006 г., с. 163. Достъпен онлайн на адрес: http://ec.europa.eu/energy/coal/studies/doc/2006_10_report_europe_economics.pdf

²¹¹ 215 През 2005 г. България произвежда 6.0 милиона тона въглищен еквивалент (Mtce) въглища и внася 3.7Mtce. Няма значителен износ през тази година. Източник: MAE, „Въглищна информация”, 2007 г.

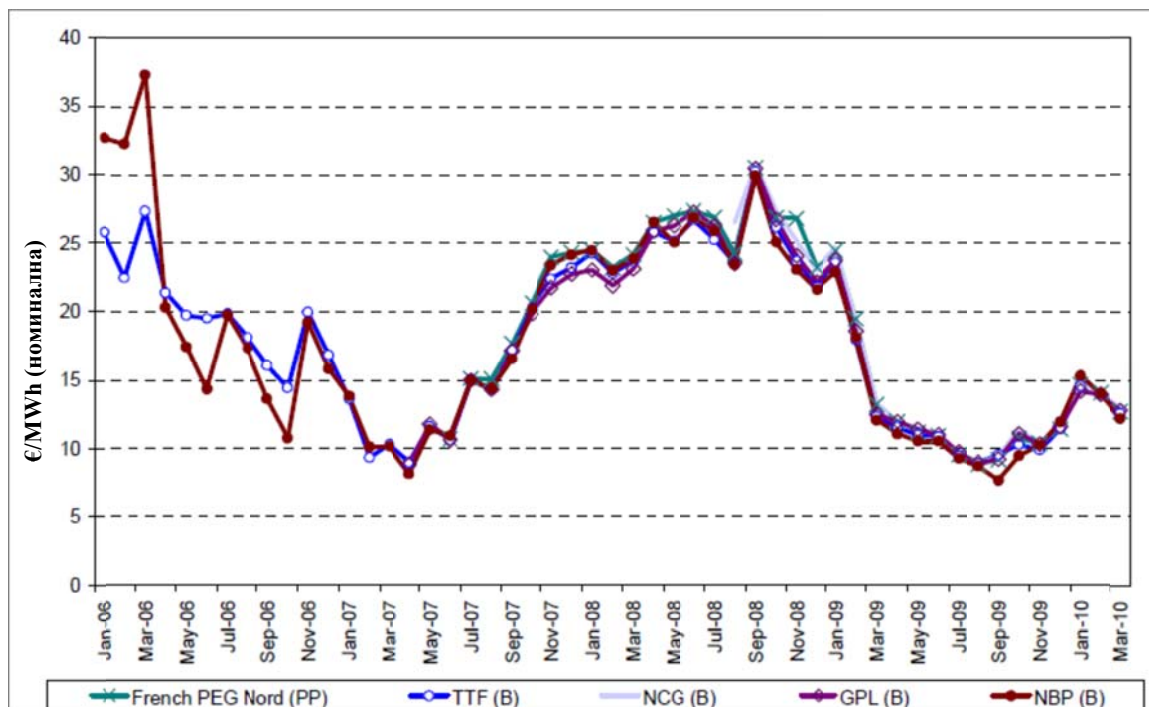
²¹² 216 “Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030” от Института за енергетика към Кьолнския университет (EWI) и Energy Environment Forecast Analysis Ltd. (EEFA, Прогнози и анализи в енергийната среда), 23 май 2007 г.

10.3.4. Европейски цени на газа

Както е показано на фигура 10.3, европейските цени на газа са изключително непостоянни в последно време поради непостоянството на пазарите на петрол, което се просмуква в пазарите на газ поради обвързаните с петрола цени на газа в широко разпространените в Европа споразумения за доставка на газ, и непостоянни условия на търсене и предлагане в световен план – голяма част от новия капацитет за добив влиза в експлоатация по света по времето, когато търсенето се свива заради глобалната икономическа криза.

Дългосрочната тенденция в Европа явно е към поява на единен пазар за газ, както личи от сближаването на цените на газа на TTF в Нидерландия, газоразпределителният възел с най-високоликвидна търговия в континентална Европа, новопоявилите се търговски възли в Германия, както и Франция и Националният балансиращ пункт (NBP) във Великобритания (вж. фигура 10.3). Предлагащото на този формиращ се единен пазар бързо се диверсифицира, в голяма степен поради растящата международна търговия на втечен природен газ (ВПГ) и разширението на капацитета за внос на ВПГ по атлантическото и средиземноморското крайбрежие, който според Shell в момента е маргиналният източник на доставки за голяма част от Западна Европа, както е показано във фигура 10.4. Освен това съществува и възможността разработването на шистов газ в Европа да създаде още един конкурентен източник на маргинално снабдяване през следващото десетилетие, по подобие на събитията в САЩ през последните години.²¹³

Фигура 10.3
Средни спот цени на газа
в европейските търговски газоразпределителни възли



Легенда:

Jan – януари

Jul – юли

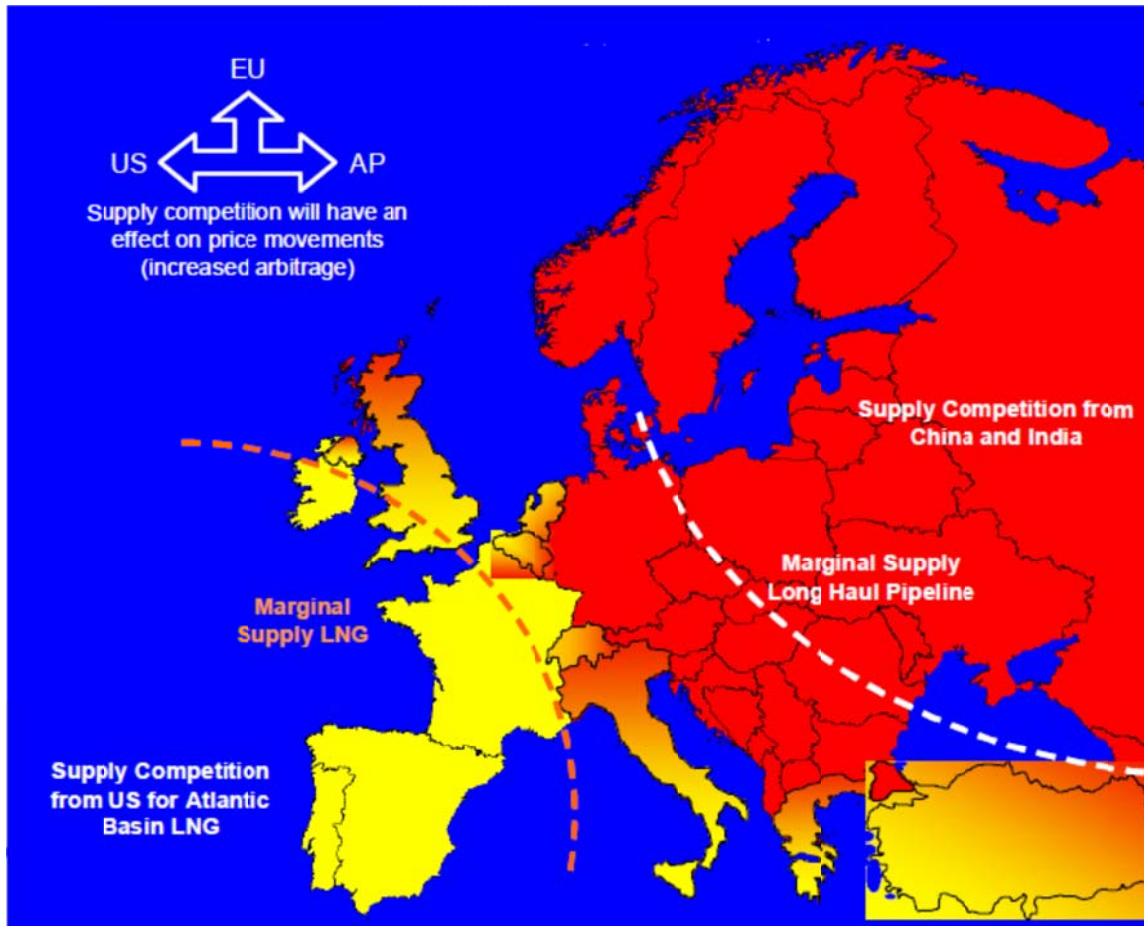
²¹³ Извлекаемите запаси от газ на САЩ наскоро се увеличиха с 40% вследствие на появата на нова технология, която позволява т. нар. „газ в плътни породи“, съдържащ се в шистови находища, да бъде икономически експлоатиран.

Mar – март
May – май

Sep – септември
Nov – ноември

Източник: Platts PowerVision u Bloomberg.

Фигура 10.4
Маргинални източници на доставки на газ



Легенда (от горен ляв ъгъл обратно на часовниковата стрелка):

- Конкуренцията за доставки ще окаже влияние върху движението на цените (увеличен арбитраж)
- Маргинални доставки ВПГ
- Конкуренция за доставки от САЩ за атлантическия басейн ВПГ
- Маргинални доставки тръбопроводи на далечни разстояния
- Конкуренция за доставки от Китай и Индия

Източник: Shell

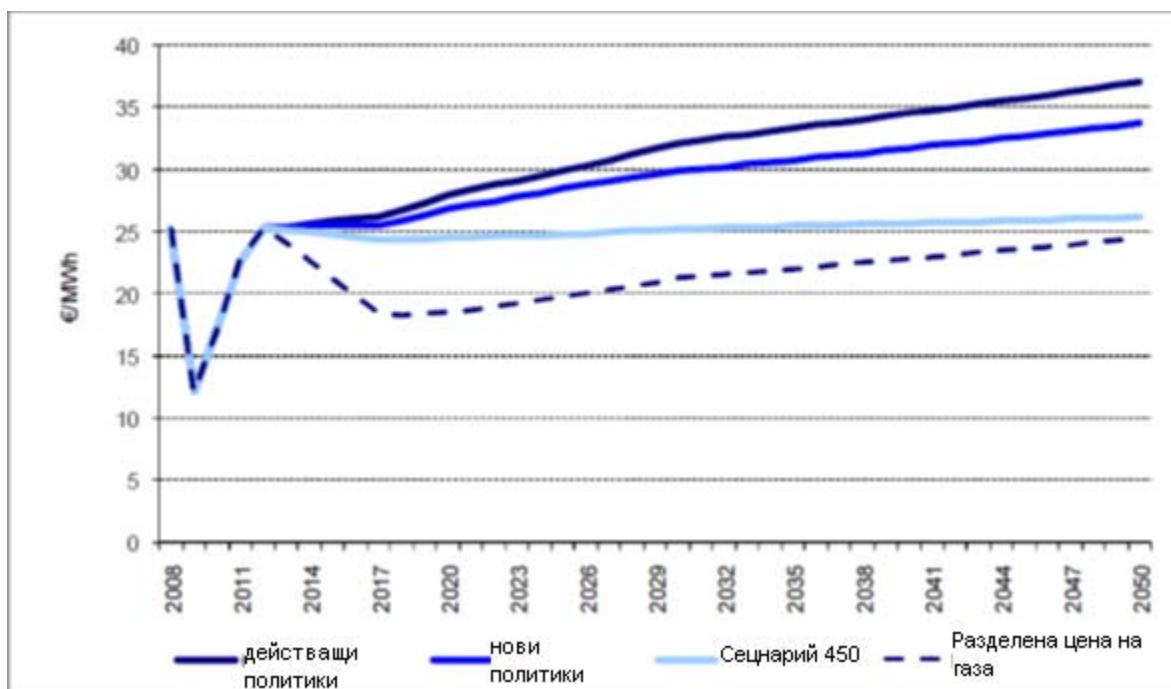
В светлината на тези тенденции в световните и европейски пазари на газ приемаме, че в бъдеще ще се появи единна европейска цена на газа. Определили сме три прогнози за европейската цена на газа въз основа на прогнозни цени на TTF в краткосрочен план и след това връщане към прогнозите на СЕП на МАЕ в трите сценария според политиките.

Трябва да се отбележи обаче, че всички сценарии за цената на газа, изложени от СЕП на МАЕ за 2010, изхождат от допускането, че европейските цени на газа ще запазят постоянно съотношение с цената на петрола до 2030 г. Както отбелязахме по-горе, наскоро имаше колебания в европейските цени на газа заради излишък на добития газ и

капацитета за производство на ВПГ. В резултат на това спот цените на газа в европейските търговски възли се отделиха от свързаните с петрола цени на газа, плащани по дългосрочни споразумения с доставчици като Газпром и Sonatrach.

За да отразим риска разделянето на цените на газа и петрола да се окаже дългосрочна характеристика на европейските пазари на газ, напр. поради откритието на запаси на шистов газ в Европа или спадането на търсенето на газ заради неблагоприятните макроикономически условия, създадохме сценарий с ниска цена на газа, при който европейските цени на газа се сближават с пределните разходи за доставяне на газ до Европа през 2020 г. според изчисленията на СЕП на МАЕ от 2009 г. След това допускаме повишаване на цените на газа, пропорционално на ръста на цените на петрола, което има за цел да представи дългосрочния ръст на реалните разходи за производство на газ, като за задоволяване на търсенето трябва да се разработват все по-скъпи ресурси.

Фигура 10.5
Прогнози за европейската цена на газа (€/MWh)



Източник: анализ на NERA на данни от Bloomberg и MAE.

10.3.5. Местни цени на газа

Въпреки че в северозападна Европа и до известна степен в средиземноморските страни се появиха спот пазари за ликвидна търговия с газ чрез спот пазара за ВПГ, много пазари в Централна и Източна Европа, включително България, все още в разчитат почти изцяло на внос по дългосрочни договори с Газпром, като държавните заварени дружества доминират пазарите за продажба и разпространение на газ.

България е зависима от внос на газ, улеснен чрез държавния монопол Булгаргаз. Булгаргаз има договор за снабдяване с Газпром²¹⁴, в който цената за доставка е

²¹⁴ 218 По предходния договор с Газпром Булгаргаз получава газ на цени, по-ниски от пазарните, в замяна на права за пренос през територията ѝ (Източник: Platts Енергетика в Източна Европа, „Скокът в

свързана със средните цени на редица алтернативни горива (мазут и газбъл) през предходните девет месеца.²¹⁵ Новият договор предвижда постепенно увеличение на цените, което би трябвало да достигне пазарното ниво през 2013 г.²¹⁶

Цените на газа между Булгаргаз и клиенти, пряко свързани с мрежата с високо налягане, се регулират от ДКЕВР и неотдавна извършени промени в цените показват, че ДКЕВР се намесва, за да намали предложените ценови промени.²¹⁷ ДКЕВР може да смекчава значителните повишения в краткосрочен план, но в дългосрочен Булгаргаз би трябвало да може покрие разходите по договора си с Газпром.

Освен това правителството има известна (ограничена) възможност да влияе на цените. Наскоро, като част от комплект мерки за подпомагане на българската икономика, българското правителство намали предложено повишение на цената на газа до приблизително половината на нивото, одобрено от ДКЕВР през март 2010.²¹⁸ Въпреки това сблъсъците между Булгаргаз и енергийния регулатор, както и обжалването от страна на ДКЕВР в съда, означават, че ценообразователната стратегия на Булгаргаз не се управлява от политически интерес.²¹⁹

Докато съществуването на регулация на цените говори за това, че същите не отразяват непременно актуалните пазарни цени, регулираните цени вероятно не се отклоняват значително от пазарните за по-дълъг период от време поради ограничения във финансирането на държавно ниво. Затова моделираме българската цена на газа, показана на фигура 10.6, по следния начин:

- ДКЕВР решения за цените на газа до март 2011 г. (Q1 2011);
- Интерполация между най-новото решение на ДКЕВР и нашата прогноза за европейската цена на газа, изложена по-горе, за период от три години; и
- Нашите дългосрочни прогнози за цената на газа за Европа след това, взети от четирите сценарии, показани на фигура 10.5.

цената на газа остава – засега”, 21 ноември 2008; Platts Енергетика в Източна Европа, „Булгаргаз изнудва ДКЕВР”, 19 декември 2008 г.).

²¹⁵ Platts Енергетика в Източна Европа, „Скокът в цената на газа остава – засега”, 21 ноември 2008; Българска телеграфна агенция, „Държавният енергиен регулатор отхвърля предложението на Булгаргаз за увеличение на цената на природния газ с 21,31%”, 23 декември 2008 г.

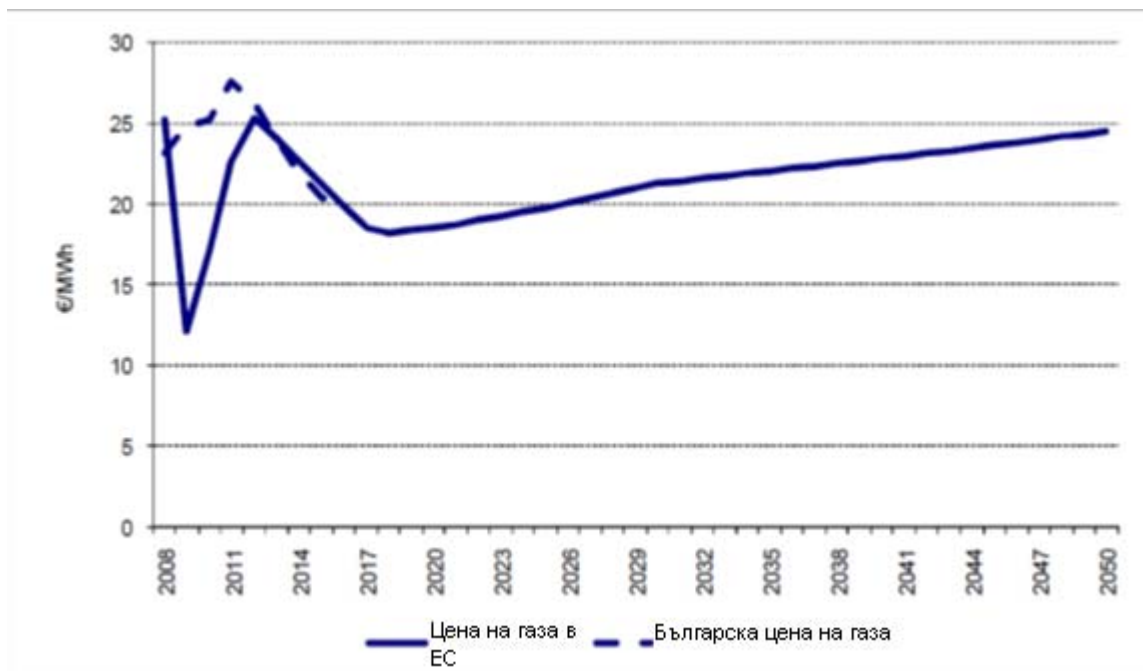
²¹⁶ Български информационен бюлетин, „Цените на електричеството, газа, отоплението в България ще се повишават през 2008 г.”, 4 октомври 2007 г.; Platts Енергетика в Източна Европа, „Индустрията недоволна от скока в цената на газа”, 10 октомври 2008 г.; Reuters, „България вдига цените на газа с 1 рст от 1 януари”, 23 декември 2008; Platts Енергетика в Източна Европа, „Разкритата сделката Булгаргаз-Газпром”, 10 октомври 2008 г.

²¹⁷ Например на 15 декември 2008 г. ДКЕВР обявява увеличение на цената с 11,79%, равно на половината увеличение, поискано от Булгаргаз. ДКЕВР казва, че предложението ѝ се основава на падащите цени на петрола през последните девет месеца и наличните резерви в газовото хранилище в Чирен. (Източник: Platts Енергетика в Източна Европа, „Булгаргаз изнудва ДКЕВР”, 19 декември 2008 г.; Информационен бюлетин Източна Европа, „Енергийният регулатор реже наполовина исканото от Булгаргаз увеличение”, 16 декември 2008 г.)

²¹⁸ Ежедневен анализ на IHS Global Insight, 30/03/10; Информационен канал за Югоизточна Европа, 31/03/10; Българска телеграфна агенция, 31/03/10. Друг пример е от 2007 г., когато правителството обявява, че ще се откаже от част от дивидента, който трябваше да получи от Булгаргаз, за да поеме част от напрежението от повишаването на цената на газа. (Източник: Platts Енергетика в Източна Европа, „Подготовка за скок в цената на газа”, 12 октомври 2007 г.)

²¹⁹ Platts Енергетика в Източна Европа, „Рекорден скок в цената на газа”, 26 септември 2008 г.; Platts Енергетика в Източна Европа, „Скокът в цената на газа остава – засега”, 21 ноември 2008; Platts Енергетика в Източна Европа, „Булгаргаз изнудва ДКЕВР”, 19 декември 2008 г.

Фигура 10.6
Прогнози за българската цена на природния газ в сценарий „Действащи политики” (€/MWh_t – номинална)

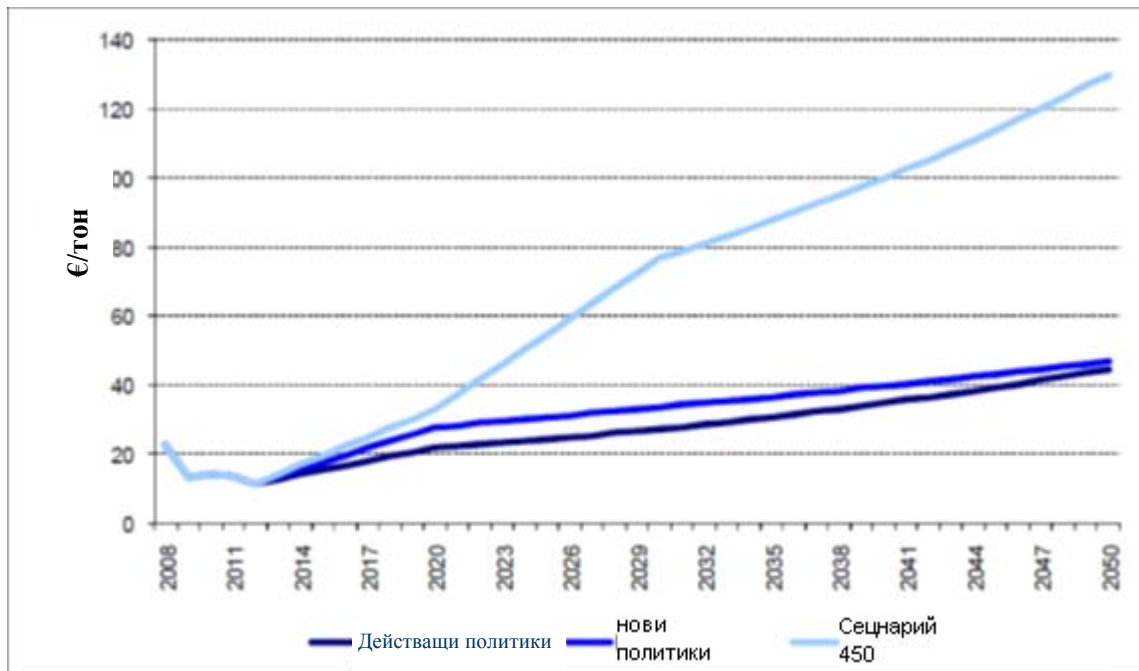


Източник: Анализ на NERA на решения на ДКЕВР, както и данни от Bloomberg и MAE

10.3.6. Ценообразуване на CO₂

За прогнозирането на цените на CO₂ използваме подобен подход като за международните цени на горивата, като комбинираме наскоро публикувани прогнозни цени и дългосрочни прогнози на, както описахме по-горе. Така получените прогнози за цената на CO₂ са показани на фигура 10.7. Използването на прогнози за цената на CO₂ от същия източник (и същите сценарии от Световния енергиен модел) като за прогнозите за цените на горивата гарантира последователност в допусканията ни относно дългосрочните цени на суровините в рамките на всеки сценарий.

Фигура 10.7
Прогнози за цената на CO₂ (€/tCO₂ – номинална)



Източник: Анализ на NERA.

10.3.7. Ценообразуване на ядрените горива

Цената на ядрените горива е фиксиран производствен разход поради подхода за презареждане, възприет в атомните централи, които използват периодично презареждане (напр. реактор с лека вода). Терминът периодично презареждане говори за осъществяване на презареждане на планирани редовни интервали (напр. на всеки 18 месеца), независимо от (малките) изменения в диспечерането на централата. Така за инсталациите с периодично презареждане цената на ядреното гориво е фиксирана (съотносимо с произвежданата електроенергия) и разходите за ядрено гориво не могат да се смятат за променлив или пределен разход. В следствие на това разходите за ядрени горива няма да окажат влияние върху диспечерските решения на ядрените централи в нашия модел на пазара на едро и ние приемаме променливите разходи, свързани с разходите за гориво, за нула.²²⁰

Разходите за ядрени горива обаче ще повлияят на рентабилността на ядрените централи като АЕЦ Белене и ние представяме три сценария за разходи за ядрени горива в Приложение Е.

10.4. Разходи за навлизане на пазара

Разходите за навлизане на пазара са важна изходна предпоставка в съставянето на нашия модел на пазара, тъй като оказват въздействие върху икономическите съотношения между новите инвестиции в сравнение със съществуващите централи. Тази предпоставка влияе също така и на ценообразуването в дългосрочен план, тъй като пазарните цени трябва да достигнат достатъчно високо ниво, за да може една нова инвестиция да намери възвращаемост в дългосрочен план.

Както ще видим по-подробно в Приложение С, съществува известна несигурност по отношение на разходите за изграждане и експлоатация на нов производствен капацитет.

²²⁰ Разгледано подробно в Раздел Е.2.4.

Все пак ние основаваме допусканията си на разходите за нови навлизания във всички пазари в ЕС според доклад от 2010 г. на Mott MacDonald, изготвен за британското правителство.²²¹ Избрахме този източник, защото според редица клиенти на доставчици на електроенергия той дава надеждни прогнозни изчисления на разходите за производство на електроенергия, докато много от другите обществено достъпни източници подценяват разходите за изграждане на нов производствен капацитет поради липса на актуални данни или защото не включват някои важни елементи на разходите. Освен това, въпреки че изследването на Mott MacDonald се отнася предимно за пазара на Обединеното кралство, на практика разходите за строеж и развитие на електроцентрали до голяма степен се определят на международните пазари (напр. международните пазари на газови турбини и друго оборудване) и следователно са еднакво приложими както за пазара на Обединеното кралство, така и за други европейски пазари.

Използваме приетите в доклада на Mott MacDonald стойности на разходите за редица технологии:

- **Газови турбини с комбиниран цикъл (ГТКЦ, със и без УСВ):** ГТКЦ е установена технология за енергопроизводство, широко разпространена в Европа и по света. ГТКЦ комбинират газови турбини, които горят газ или понякога светли нефтопродукти за производство на електроенергия. След това улавят отпадната топлина от тези турбини, която се използва в парна турбина, която движи втори производствен цикъл;
- **Газови турбини с отворен цикъл (ГТОЦ):** ГТОЦ, подобно на ГТКЦ, използват газови турбини за производство на електроенергия, но те изпускат отпадната топлина в атмосферата, а не я използват във втори цикъл за производство на електроенергия. Имат по-ниски фиксирани разходи от ГТКЦ, но по-високи променливи разходи;
- **Усъвършенствано суперкритично горене на пулверизирани въглища (със и без УСВ):** Това са съвременни, ефикасни технологии за енергопроизводство с въглища, използващи парни турбини за производство на електроенергия чрез изгаряне на пулверизирани въглища; и
- **Интегриран комбиниран цикъл на газификация (ИКЦГ, със и без УСВ):** Централите с ИКЦГ превръщат въглищата в газ, наречен синтезен газ (сингаз). Те изгарят този газ в производствен процес с комбиниран цикъл, подобно на централа с ГТКЦ.

Докладът на Mott MacDonald не съдържа цифри за разходите за изграждане на централи на лигнитни въглища, така че вместо това приемаме, че те са с 30% по-големи от разходите за подобна централа на въглища за парогенератори въз основа на данни от поверителни източници от бранша, за да отразим по-големия размер на оборудването за обработване на лигнитните въглища, които имат по-ниска калорийна стойност на тон в

²²¹ Mott MacDonald, „Осъвременен доклад за разходите за производство на електроенергия във Великобритания“, юни 2010, сс. 56, 83. Може да се намери онлайн на адрес:

<http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/projections/71-uk-electricity-generation-costs-update-pdf>

Нанесохме две изменения в изчисленията на разходите, направени от theMott MacDonald: (1) прогнозните изчисления на Mott MacDonald не включват лихвите по време на строителство (ЛВС), които ние добавихме към цифрата, дадена от Mott MacDonald, за период на строителство и среднопретеглена цена на капитала на търговското дружество (СПЦТД), както е показано в таблицата по-долу; и (2) включихме разходите, свързани с преноса на газ, във фиксираните разходи за експлоатация и поддръжка за централи на газ.

сравнение с въглищата за парогенератори. Също така прибавяме фиксираните разходи на производството на лигнитни въглища към фиксираните разходи за експлоатация и поддръжка (Е&П) на лигнитните централи, както е описано в Раздели 10.3.3.

В таблица 10.1 са представени в обобщен вид приетите от нас стойности на разходите за редица технологии, които в нашия модел на пазара евентуално ще навлязат в бъдеще. Както се вижда от таблицата, позволяваме на модела да строи набор от технологии, които понастоящем са достъпни за промишленото енергопроизводство, като въглища, ГТКЦ, лигнит и ГТОЦ. Включваме също така разходите за редица технологии за УСВ, които все още не са широко разпространени в енергопроизводството.

Поради това около разходите за разработване и експлоатация на нови централи с УСВ да има по-голяма несигурност, отколкото другите, добре установени технологии. Спираме се по-подробно на несигурността около изчисленията на тези разходи в Приложение С.

Таблица 10.1: Допускания за разходите за нови инвестиции „на зелено”

		ГТКЦ			Въглища			Лигнит			ГТОЦ		
		2009	2020	2035	2009	2020	2035	2009	2020	2035	2009	2020	2035
Първоначални строителни разходи ¹	2008€/kW/г	905	1163	1163	2346	2556	2556	3050	3323	3323	498	640	640
Фиксирани разходи за Е&П ²	2008€/kW/г	39	47	47	63	69	69	63	69	69	34	43	43
Променливи разходи за Е&П ²	2008€/MWh	2,5	2,5	2,5	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	1,6	1,6	1,6
Производителност (брутна калорийна стойност (ННВ), изпратена)	%	51,9%	54,6%	55,5%	40,0%	42,5%	43,4%	38,0%	40,5%	41,4%	40,2%	44,5%	45,6%

		ИКЦГ УСВ			ГТКЦ УСВ			Въглища УСВ			Лигнит УСВ		
		2009	2020	2035	2009	2020	2035	2009	2020	2035	2009	2020	2035
Първоначални строителни разходи ¹	2008€/kW/г	3202	3473	3062	1432	1841	1796	3192	3469	3356	4150	4509	4363
Фиксирани разходи за Е&П ²	2008€/kW/г	79	79	79	53	54	54	88	97	94	88	97	94
Променливи разходи за Е&П ²	2008€/MWh	13,0	13,0	13,0	7,8	7,8	7,8	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
Производителност (брутна калорийна стойност (ННВ), изпратена)	%	28,0%	32,7%	33,5%	40,1%	42,5%	43,4%	28,9%	31,2%	31,9%	27,5%	27,9%	28,0%

1 Вкл. лихви по време на строителство

2 Вкл. фиксираните разходи за достъп до снабдяване с гориво, напр. разходи за капацитет за транспортиране на газ или разходи за производство на лигнитни въглища

Източник: Изчисления на NERA, основаващи се предимно на данни на Mott MacDonald (2010)

Моделът не позволява изграждане на ядрени обекти ендегенно, защото строежът на такива е силно зависим от политически решения и общественото мнение и дори да бъде преценен за икономически целесъобразен чрез просто сравнение на очакваните разходи, това не гарантира осъществяването му. Още повече, техническите възможности, както и разходите за построяване на нова енергийна централа, са много несигурни не на последно място и заради нарасналите опасения във връзка със

скорошната (частична) авария на АЕЦ Фукушима II в Япония след земетресението и цунамито от 11 март 2011 г.

Най-сетне, приемаме също така, че всички навлизащи на регионалния пазар проекти са „на зелено” (изцяло нови), а не „на кафяво” (реконструирани). Възприемаме това допускане, защото (1) разходите за реконструиране на производствени обекти показват значителна хетерогенност, което затруднява оформянето на обективни допускания за разходите за реконструкция, и (2) опитът ни показва, че разходите за цялостно реконструиране на съществуващи електроцентрали не се различават съществено от разходите за разработване на изцяло нови проекти.

10.5. Прогнози за еволюцията на пазара – действащи политики

Като отправна точка за моделиране на регионалния пазар по-долу представяме предвиждания за развитието на пазара въз основа на прогнозните цени на суровините в дългосрочен план, използвани в сценария на МАЕ „действащи политики”. Всички останали допускания за основните положения на търсенето и предлагането в регионалния пазар на електроенергия са направени въз основа на информацията, представена в Глава 5.

Както обяснихме в Раздел 10.1, долуизложените резултати се отнасят най-вече до развитието на българския пазар, тъй като АЕЦ Белене ще улови цените, действащи на българския пазар на едро по европейския целеви модел. Те обаче ще бъдат повлияни и от условията в съседните пазари в рамките на регионалния пазар, затова представяме сумарни резултати за целия регион, където имат това е необходимо.

10.5.1. Предвиждания за бъдещи направления в инвестирането в енергийно производство

Фигура 10.8 показва модел на нашата прогноза за пиковото търсене спрямо нетната инсталирана мощност на Българския пазар. Моделът предсказва, че през периода до 2013 г. съществуващата мощност на въглища в ТЕЦ Варна постепенно ще бъде закрыта, както се изисква по ДГГИ. До 2020 г. около 60% от съществуващите лигнитни (вкл. с кафяви въглища) мощности ще бъдат закрыти, оставяйки системата с мощност от приблизително 1,200MW. Тези затваряния на съществуващи капацитети на въглища се дължат на поети ангажименти за закриване на блокове (напр. защото не са поели задълженията по ДГГИ), както и на разходите за постигане на съответствие с ДИЕ.

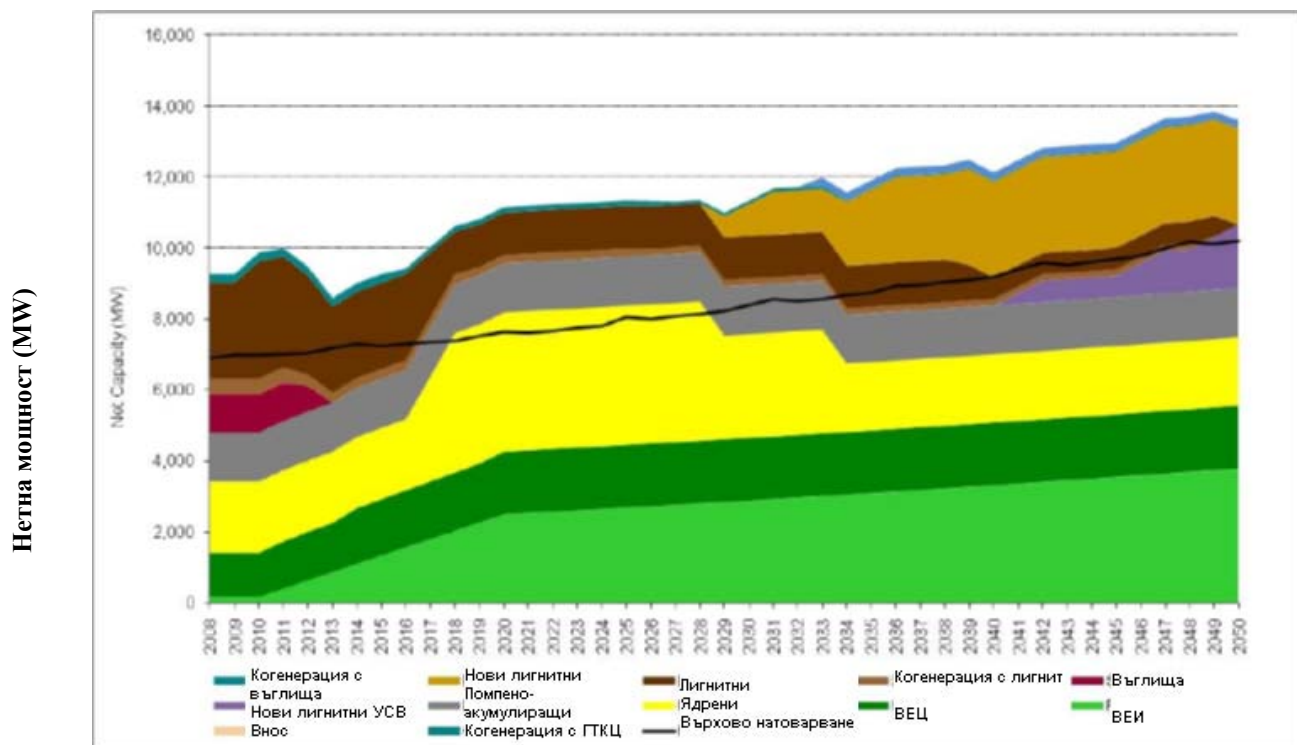
В таблица 10.2 са изложени датите за изваждане от експлоатация по нашия модел за всички съществуващи енергийни обекти на българския пазар. Таблицата показва, че по-модерните и производителни инсталации сред работещите на въглища, като блоковете на Марица Изток (МИ) 1 AES или новите блокове на МИЗ, ще останат в системата по-дълго, докато по-старите инсталации ще бъдат извадени от експлоатация сравнително рано в перспективата на модела.

До известна степен тези мощности също така биват „изтласквани” от АЕЦ Белене, който трябва да заработи между 2017 и 2018 г., както и значителния ръст на възобновяемите източници (вкл. ВЕЦ), които, както казахме по-горе, задоволяват около 20% от потреблението в България до 2020 г. в нашия модел. В сценарий „действащи политики”, както описахме в Раздел 5.2.3 по-горе, приемаме, че развитието на нови мощности с ВЕИ изостава от актуалния план на българското правителство с приблизително пет години, като отразяваме логистичните ограничения, с които вероятно ще сблъска това широкомащабно въвеждане на ВЕИ.

След въвеждането ѝ в експлоатация АЕЦ Белене осигурява достатъчно нова мощност на българския пазар за няколко години, но около 2030 г., отчасти поради закриването на АЕЦ Козлодуй, нашият показва развиване на нови лигнитни мощности. Такива продължават да се развиват през целия хоризонт на модела, но след 2040 г. започва вместо това развитие на лигнитни централи с УСВ поради растящите цени на CO₂. Моделът също така строи малък брой газови мощности с ГТКЦ, работещи на средно натоварване.

Предвиждането на нашия модел за поява на нов капацитет на лигнитни въглища на регионалния пазар се основава на условието за наличност на местни запаси на лигнитни въглища, достатъчни да поддържат това развитие на нов производствен капацитет. Качеството и наличността на нови лигнитни запаси обаче е обект на известна неяснота и както описваме в Раздел 10.9.2 по-долу, имаме предвид и алтернативен сценарий, в който на българския енергиен пазар не се появяват нов капацитет на лигнитни въглища.

Фигура 10.8
Инсталирана мощност спрямо върхово натоварване



Източник: Анализ на NERA

Таблица 10.2
Дати за спиране на съществуващи мощности

Име на блока	Retirement Year	Име на блока	Retirement Year
Бобов дол_1	2012	Марица Изток 2_7	2018
Бобов дол_2	2013	Марица Изток 3_ST 1	2017
Бобов дол_3	2013	Марица Изток 3_ST 2	2039
Девня_2	2034	Марица Изток 3_ST 3	2040

Девня_3	2034	Марица Изток 3_ST 4	2040
Девня_4	2034	Плевен_ST 1	2049
Девня_5	2034	Плевен_ST 2	2049
Девня_6	2034	Плевен_ST 3	2049
Габрово_ST 1	2049	Пловдив Север_ST 1	2041
Габрово_ST 2	2049	Пловдив Север_ST 2	2041
Габрово_ST 3	2049	Пловдив Север_ST 3	2041
Козлодуй_NU 5	2029	Република_ST 3	2019
Козлодуй_NU 6	2034	Република_ST 4	2019
Марица 3_3	2013	Република_ST 5	2026
Марица Изток 1 (AES3C)_1	2050	Русе Изток_ST3R	2027
Марица Изток 1 (AES3C)_2	2050	Русе Изток_ST4	2016
Марица Изток 1 (BRIKEL)_1	2013	Шумен_ST 1	2042
Марица Изток 1 (BRIKEL)_2	2012	София Изток_ST 1	2049
Марица Изток 1 (BRIKEL)_3	2012	София_ST 1R	2049
Марица Изток 1 (BRIKEL)_4	2012	Варна (TETVARN)_1	2012
Марица Изток 2_1	2012	Варна (TETVARN)_2	2012
Марица Изток 2_2	2018	Варна (TETVARN)_3	2013
Марица Изток 2_3	2018	Варна (TETVARN)_4	2013
Марица Изток 2_4	2018	Варна (TETVARN)_5	2013
Марица Изток 2_5	2017	Варна (TETVARN)_6	2013
Марица Изток 2_6	2017		

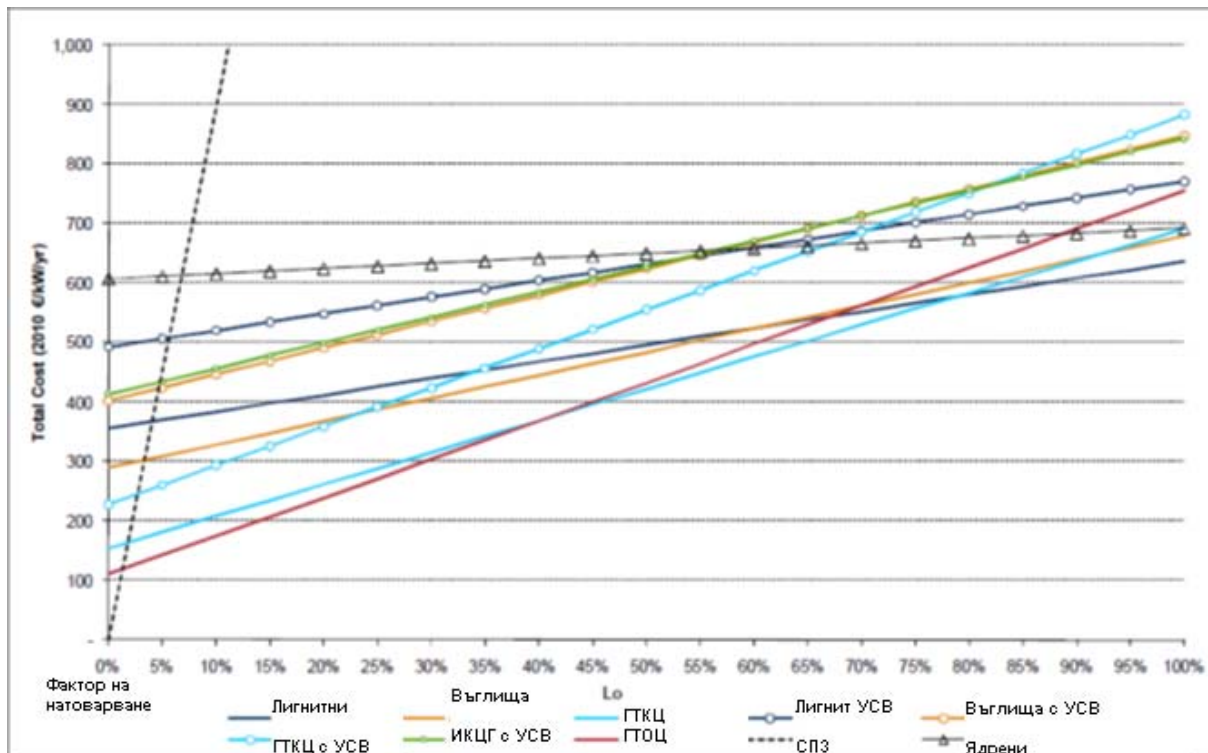
Източник: Анализ на NERA

Подборът на видове обекти в модела може да се обясни най-добре с помощта на сравнителна крива [screening curve – средство за сравнение на различни разходи на енергийните обекти и фиксираният разход на вариантите за съхранение и управление на натоварването заедно с фиксиран период на работа/ икономия. – бел. пр.], както е показано на фигура 10.9 за 2020 г. Линиите на фигурата представляват общите производствени разходи, вкл. за гориво, CO₂, E&P и годишни капитални разходи за всяка технология във всички възможни фактори на натоварване. Фигурата показва, че при високи фактори на натоварване най-евтината технология за производство на енергия от избраните в нашия модел е централа на лигнитни въглища. На средни фактори на натоварване обаче, между 40% и 75%, става по-икономично да се строят газови централи с ГТКЦ, които имат по-ниски фиксирани разходи, но по-високи променливи експлоатационни разходи. За пиково снабдяване при фактори на натоварване под 40% е икономично да се строят газови централи с ГТОЦ вместо газови централи с ГТКЦ.

Фигура 10.9 също така илюстрира, че изграждането на пикови централи с ГТОЦ и разходите за намаляване на товара са съпоставими. Показва, че не е икономически целесъобразно да се строят нови пикови централи с ГТОЦ, ако ще работят при фактори на натоварване под 1-2% годишно. По-ефикасно е да се намалява товара за този малък брой часове.

Фигура 10.9
Сравнителна крива за 2020 г.
Сценарий „действащи политики“ (цени от 2008 г.)

Общи разходи (2010 €/кWh)



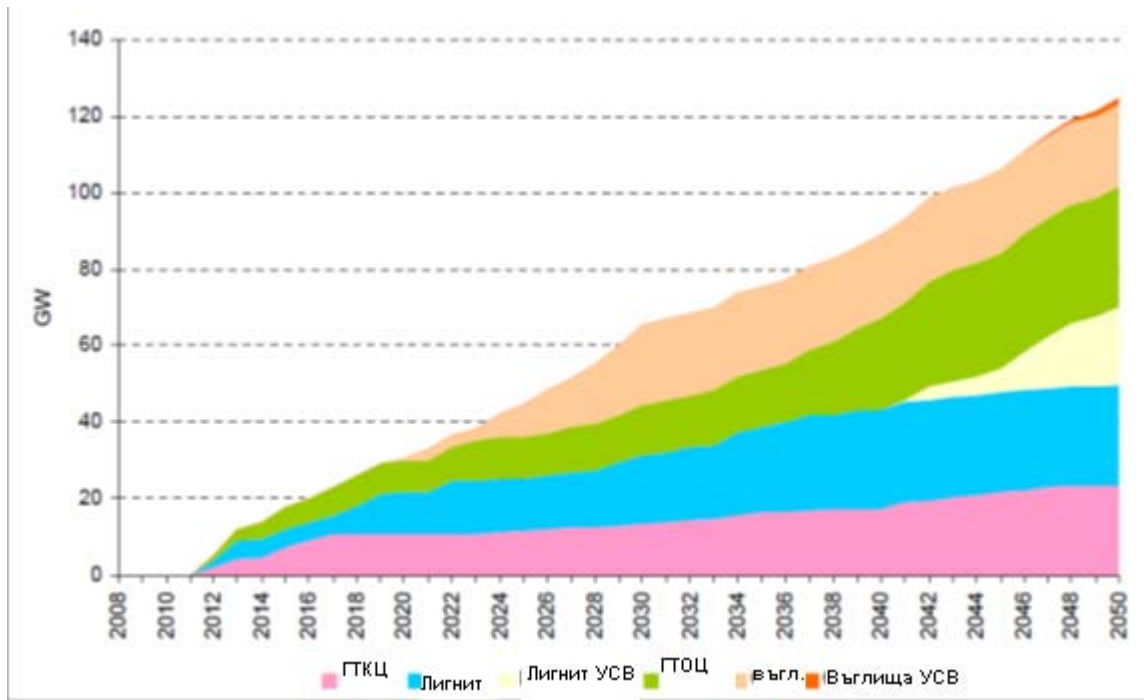
Източник: Анализ на NERA на данни от различни източници, вкл. Bloomberg и Mott MacDonald. Източникът на допусканията за разходите на ядрените мощности може да се намери в Приложение С (централните изчисления в таблица С.11) и Приложение Е.

Фигура 10.10 е кумулативен модел на инвестициите по технологии в целия регионален пазар (България, Румъния, Турция, Сърбия, Черна гора, Македония и Гърция). Той показва, че във всички пазари е нужен микс от нови мощности с ГТКЦ, ГТЦ, лигнит и въглища за парогенератори, като по-голямата част от инвестициите във въглища за парогенератори в нашия модел са в Турция.

Приемаме, че в страните от ЕС-15 няма да се разрешават инвестиции във въглищни централи. Това следва поредица от решения във Великобритания, Германия и други страни, които блокират развиването на ново енергийно производство с въглища или от чрез правителствата, или със съдебни дела, заведени от организации за защита на околната среда. Докато в новите членки на ЕС все още се наблюдава разработване на проекти с въглища, затова в нашия модел допускаме развиване на въглищни технологии извън ЕС-15. Затова голяма част от газовия капацитет с ГТКЦ, разработен от модела, е в рамките на гръцкия пазар, въпреки че там вероятно е по-евтино да се строят обекти с лигнит или въглища за парогенератори.

Фигура 10.10

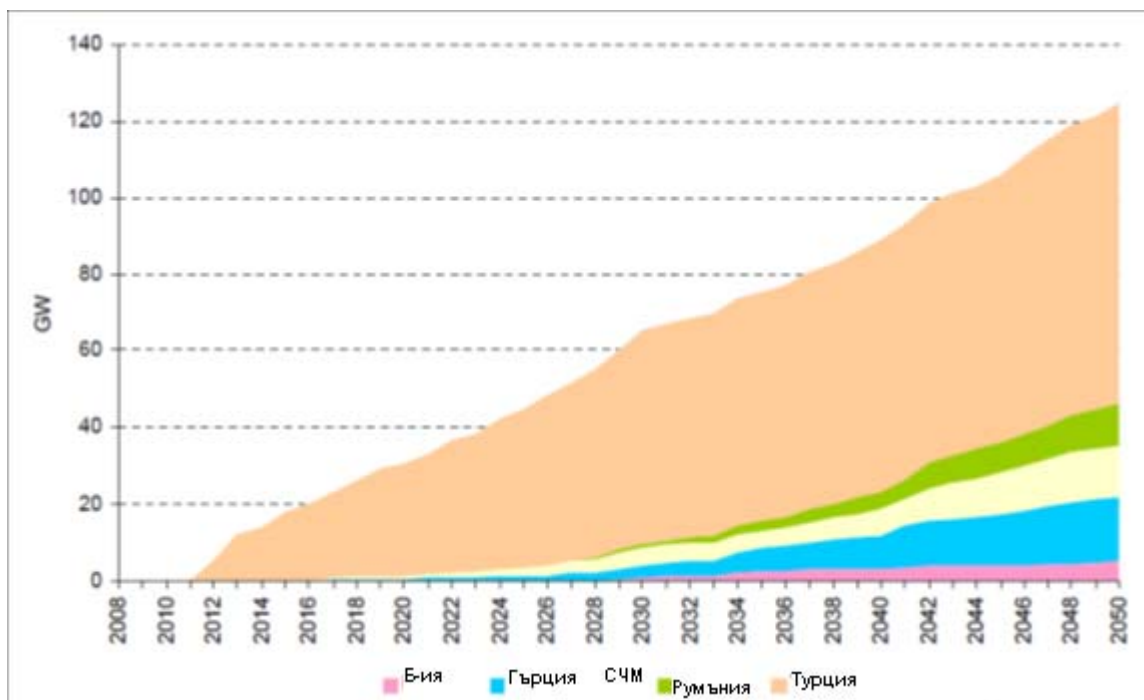
Кумулативен модел на инвестициите по технологии в регионалния пазар



Източник: Анализ на NERA

Моделът предвижда за целия регион, че до средата на 2020-те години ще има необходимост от около 40GW нови мощности на парни централи. Както се вижда на фигура 10.11, по-голямата част от тези инвестиции ще трябва да бъдат направени в Турция поради увеличаващото се потребление на електроенергия в отговор на бързото икономическо развитие.

Фигура 10.11
Кумулативен модел на инвестициите по национални пазари



СЧМ – Сърбия, Черна гора, Македония

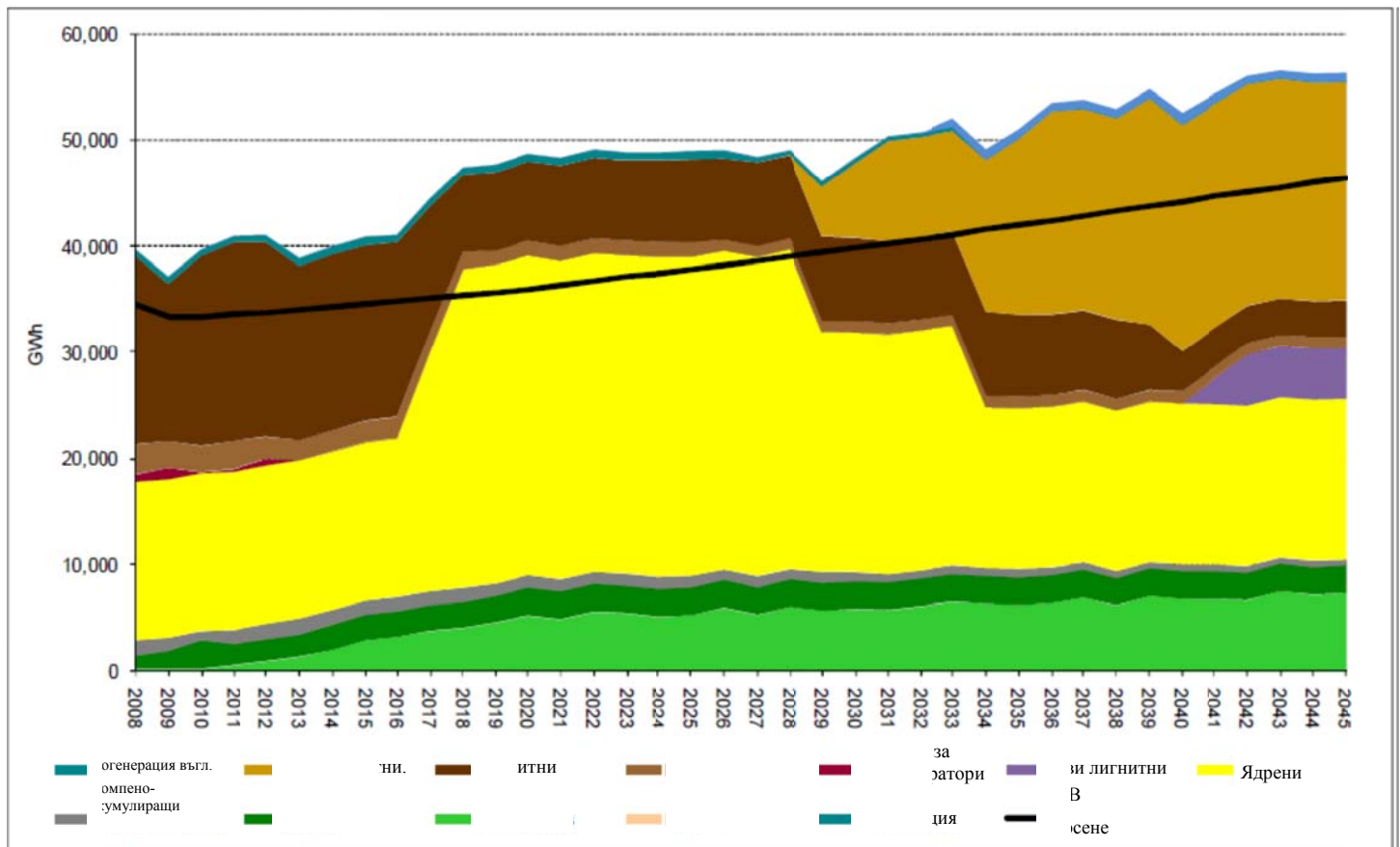
Източник: Анализ на NERA

10.5.2. Прогноза относно българския производствен микс

На фигура 10.12 виждаме производството по технологии на българския пазар. Фигурата показва, че понастоящем лигнитът и ядрената енергия доминират производствения микс. След 2017/18 г. доминират АЕЦ Белене и АЕЦ Козлодуй, с известен принос от страна на ВЕИ и оставащите лигнитни централи. От 2030 г. нататък растящ дял от производствения микс се заема от нови лигнитни централи, което в голяма част се дължи на закриването на АЕЦ Козлодуй.

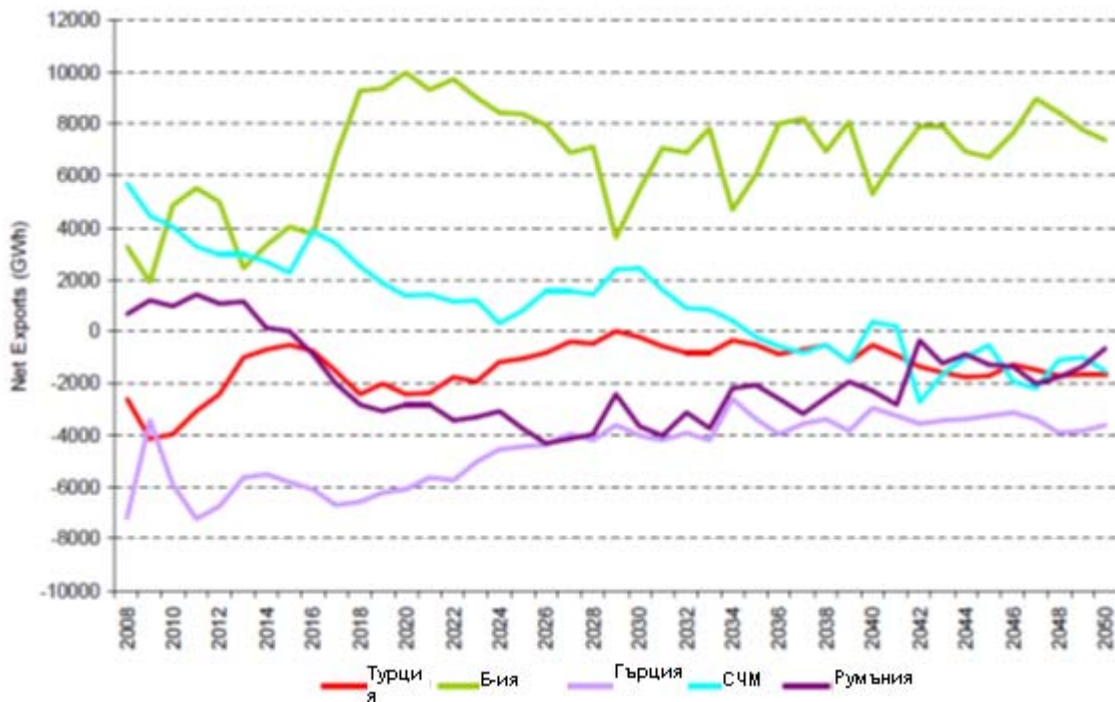
От фигура 10.12 се вижда и че България произвежда повече електроенергия от необходимата за задоволяване на местното търсене, като излишъкът се изнася в съседните пазари. Фигура 10.13 илюстрира този факт, като показва, че България остава нетен износител в съседни пазари през целия хоризонт на модела. Според фигурата понастоящем Румъния и Сърбия, Черна гора и Македония изнасят електроенергия в региона, а Гърция и Турция разчитат на внос (средно през годината) за задоволяване на местното търсене. В дългосрочен план България остава нетен износител, а всички други пазари внасят известни количества средно през годината. Конкретно, Гърция остава нетен вносител на енергия, най-вече защото сме приели, че страната ще остане пазар, доминиран от газово производство на енергия, което прави местно произведената електроенергия по-скъпа от внасяната (вж. фигура 10.4 по-горе).

Фигура 10.12
Производство спрямо търсене на енергия (GWh)



Източник: Анализ на NERA

Фигура 10.13
Регионален нетен износ (GWh)



СЧМ – Сърбия, Черна гора, Македония

Източник: Анализ на NERA

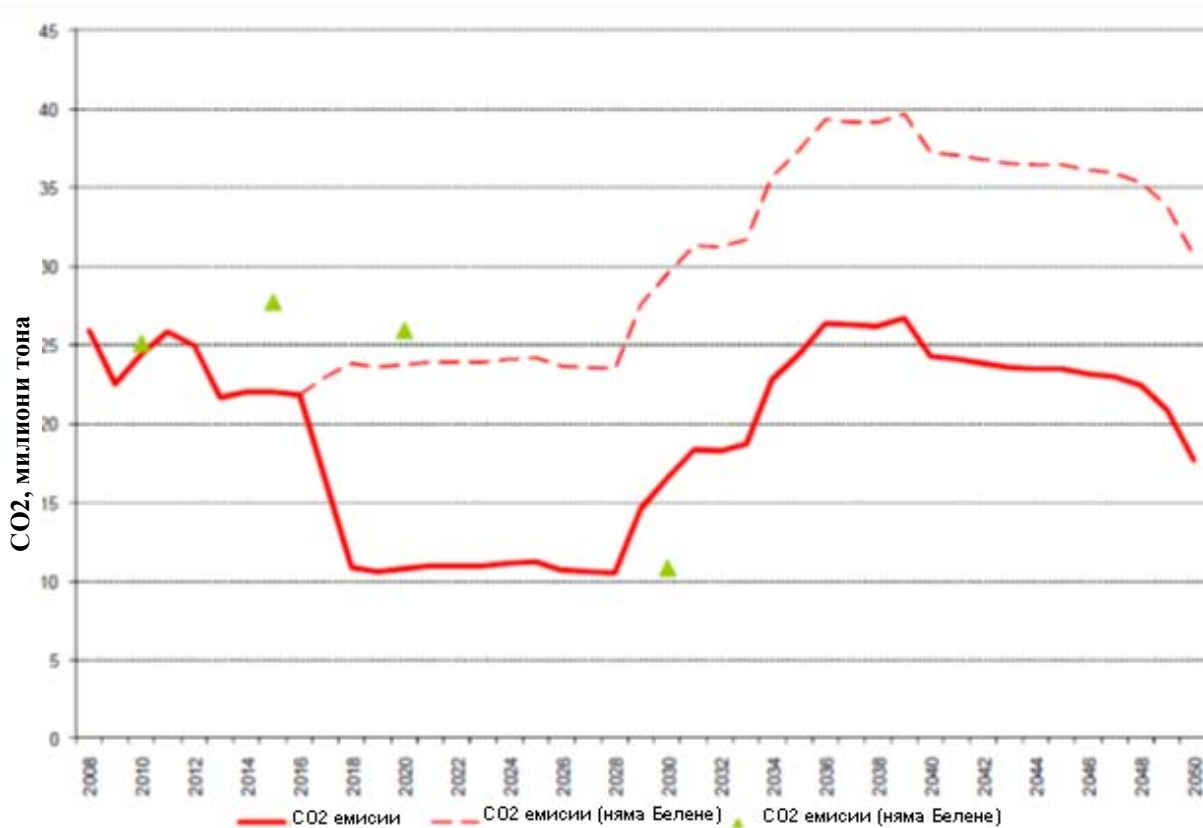
1.3. Прогноза относно въглеродните емисии от българския енергиен сектор

Фигура 10.14 показва, че нашият модел предвижда въглеродните емисии да паднат в следващите години със закриването на някои съществуващи лигнитни и въглищни мощности и поради въвеждането в експлоатация на АЕЦ Белене през 2017 и 2018 г. От тази дата емисиите от българския енергиен сектор достигат до около 11 милиона тона годишно или около 220 грама на kWh енергийна продукция. От 2030 г., когато моделът започва да строи нови лигнитни мощности, емисиите започват да се увеличават и продължават до 2040 г., когато моделът започва да развива производствени капацитети с УСВ.

В илюстрацията на влиянието на АЕЦ Белене върху въглеродните емисии пречупената линия на фигурата по-долу показва също така, че въглеродните емисии от енергийния сектор ще се удвоят, ако продукцията на АЕЦ Белене се замени с производство от лигнитни въглища, което според нашия модел е алтернативната технология с най-малко разходи за производство при базово натоварване до 2040 г.

Фигурата показва и перспективните стойности за емисиите в базовия сценарий, изложени в най-новия документ за българската енергийна стратегия. От нея се вижда, че в края на 2020-те години емисиите се доближават до прогнозните стойности в енергийната стратегия за 2030 г., но в периода след това емисиите отново започват да се увеличават, когато моделът започва да развива ново производство с лигнитни въглища.

Фигура 10.14
Въглеродни емисии от енергийния сектор



Източник: Анализ на NERA, и Енергийна стратегия на България за 2020 г.

10.5.4. Прогнози за цените на едро

Фигура 10.15 показва модел на прогнозите ни за цените при базово натоварване на българския пазар, сравнени с текущата немска прогнозна крива и ДПР на новите лигнитни обекти. Става ясно, че понастоящем България в сравнително евтин пазар поради преобладаването на ядрени и лигнитни капацитети в производствения микс и сравнително високия резерв на инсталираната мощност над пиковото търсене. Но тъй като резервът ще се свива през следващите години и цените на суровините ще растат, цените при базово натоварване са с тенденция за повишаване.

Както личи от фигурата, когато АЕЦ Белене заработи, през 2017/18 г., моделът предвижда временно понижаване на цените от около €8/MWh, преди да възстановят траекторията си нагоре заради покачващите се цени на суровините и подновеното свиване на баланса между търсенето и предлагането. След 2030 г., когато цените на суровините се покачват и продължаващото нарастване на търсенето стесни баланса между търсенето и предлагането, цените при базово натоварване ще достигнат новото, което ще стимулира нови инвестиции в производство на енергия с лигнитни въглища. Затова, както показва фигурата, ДПР на централа на лигнитни въглища (ако приемем, че работи на базово натоварване) се доближават до средната цена на електроенергията при базово натоварване.

Фигура 10.15
Цени при базово натоварване
спрямо ДПР на нови лигнитни мощности (2008 €/MWh)

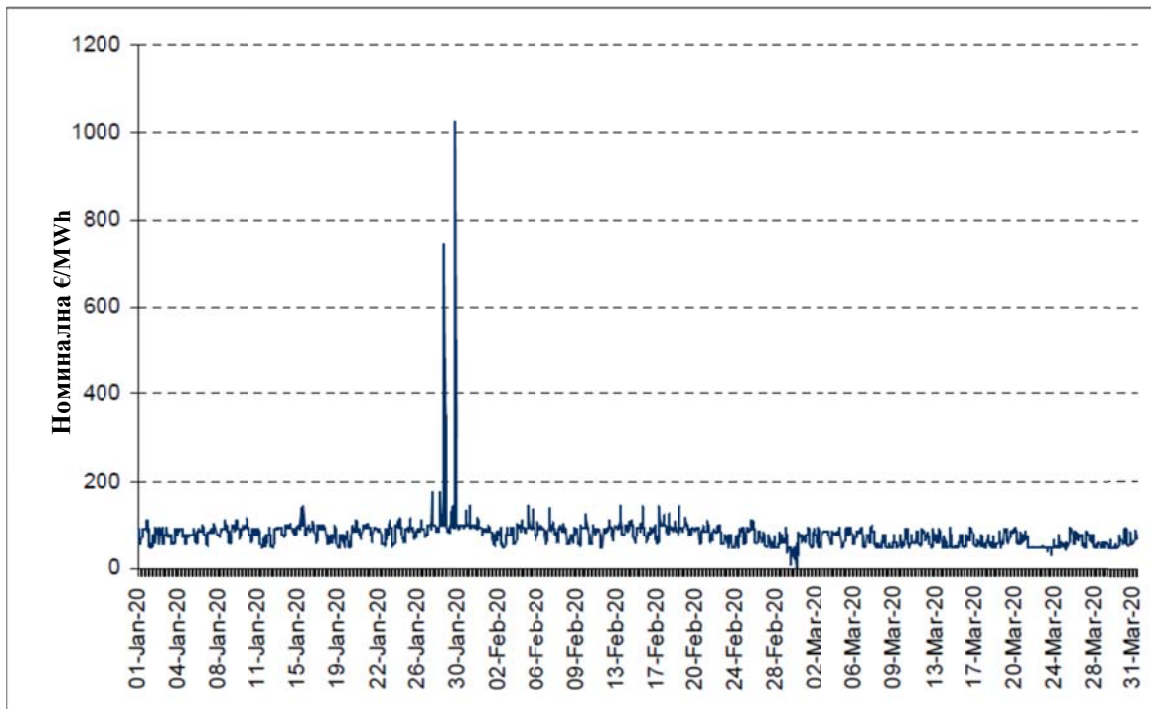


Източник: Анализ на NERA

Както се вижда на фигура 10.16, средните годишни цени, показани по-горе на фигура 10.15 прикриват значително колебание в цените в рамките на всяка година. Например, през първото тримесечие на 2020 г. цените, предвидени от нашия модел, показват предсказуемо поведение на ежедневни колебания, като понякога отбелязват резки повишения и периоди на дефицит. Както описахме в Раздел 10.1.3, тези повишения в цените компенсират нови производствени капацитети в обичайни енергийни пазари.

Фигура 10.16

Почасов модел на цените на електроенергията в България за първото тримесечие на 2020 г.

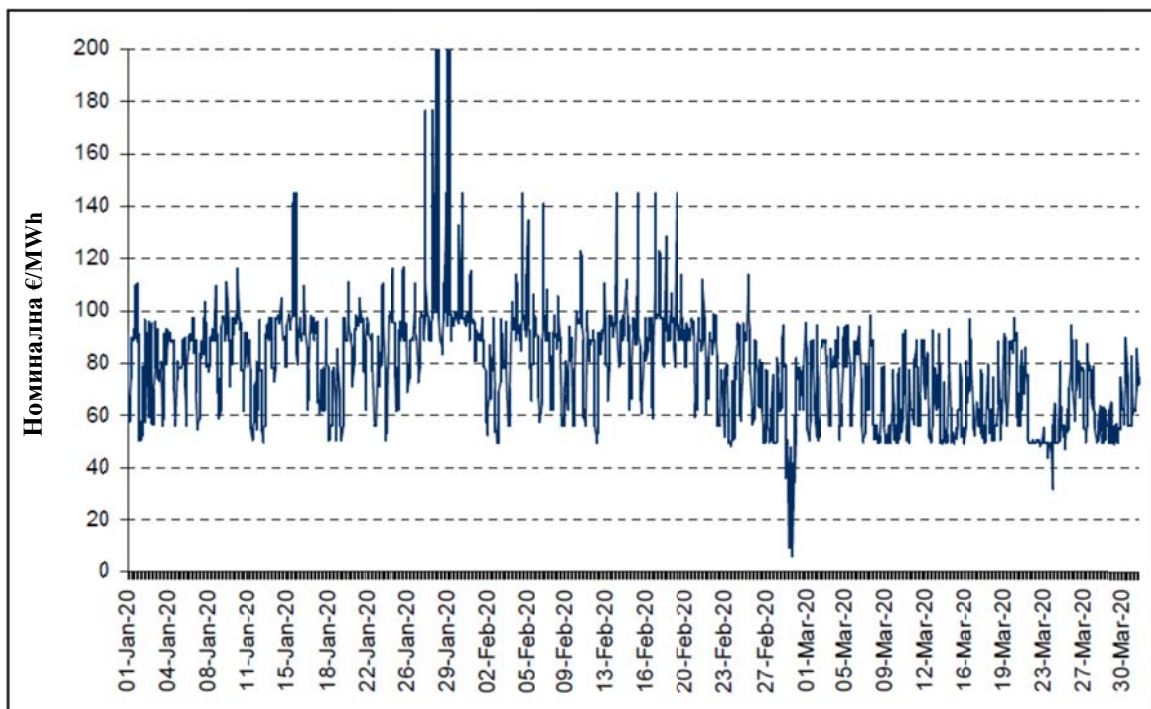


Легенда:
 Jan – януари
 Feb - февруари
 Mar – март

Източник: Анализ на NERA

Фигура 10.17

Почасов модел на цените на електроенергията в България за първото тримесечие на 2020 г (намален мащаб)



Легенда:
 Jan – януари
 Feb - февруари
 Mar – март

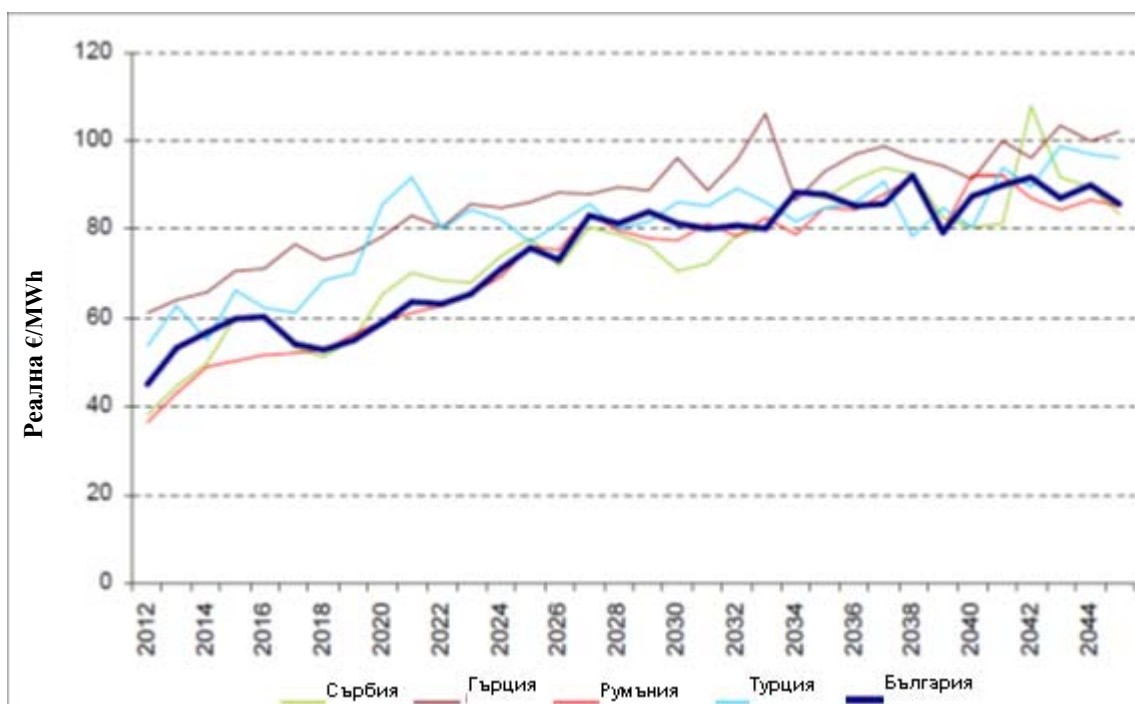
Източник: Анализ на NERA

В региона като цяло (както илюстрира фигура 10.21) нашият модел предвижда известно сближаване на пазари в рамките на региона. Конкретно, от средата на 2020-те години румънските и българските цени следват много сходни тенденции. Сравнително тясното сближаване между България и Румъния се случва, защото (1) в двата пазара преобладават сходни ценови условия, като миксът от ядрени, възобновяеми и лигнитни мощности определя цените, и (2) върху преносните способности между двата пазара няма ограничения в голям брой часове през цялата година.

Гърция остава сравнително скъп пазар, тъй като приемаме, че въглищни технологии не могат да се развиват в страните от ЕС-15. Приемаме, че Турция и Сърбия влизат в СТЕ на ЕС от 2020-те години и в следствие на това турските и сръбските цени също следват румънските и българските сравнително тясно в дългосрочен план. Но малкият размер на преносната мрежа между България и Турция, съпоставен с размера на турския пазар, ограничава степента на това сближение.

Фигура 10.18

Регионални тенденции в цените на електроенергията при базово натоварване

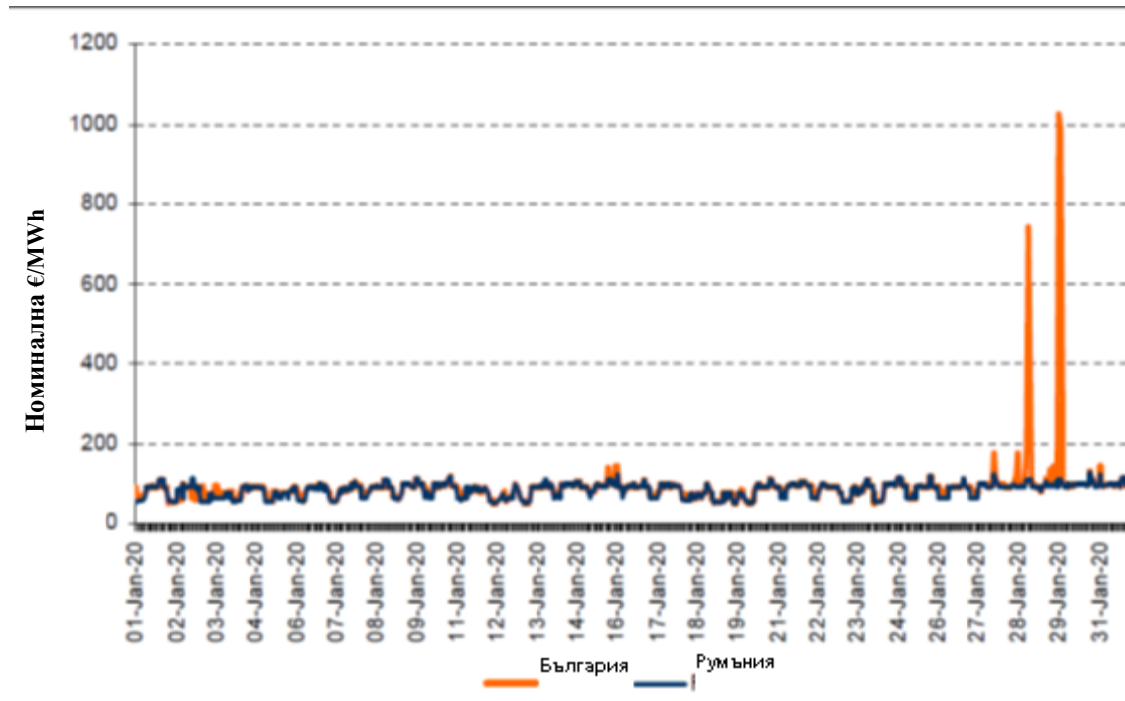


Източник: Анализ на NERA

Въпреки тази тенденция към сближаване на годишните цени все още остават значителен брой периоди, през които цените, преобладаващи в България, се отклоняват от цените в съседните пазари. Например, фигура 10.19 показва модел на почасови цени за януари 2020 г. в България и Румъния. Макар в повечето часове цените на пазарите са еднакви, в някои периоди се отклоняват. Тези отклонения са възможни, когато 600-те MW преносна мощност между пазарите е ограничена, както се вижда на фигура 10.20. Ако мощността на тази междусистемна връзка се увеличи, можем да очакваме българските и румънските цени да станат по-тясно свързани, тъй като ще има по-малко

часове, в които преносната мощност между пазарите е ограничена.

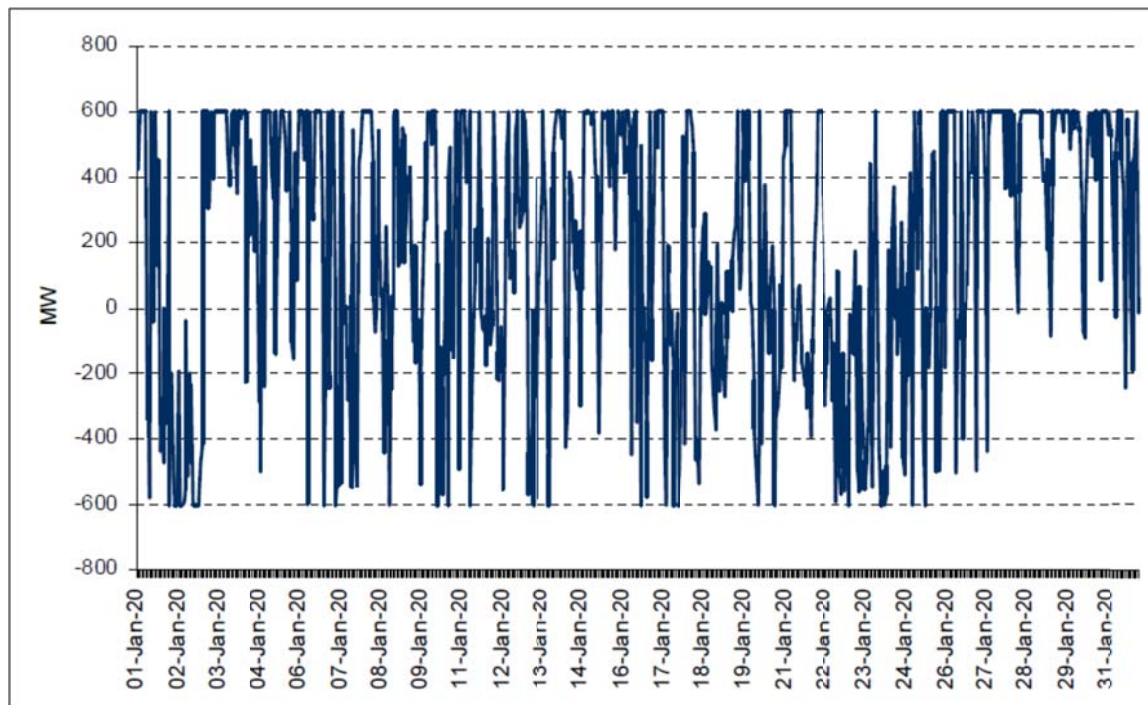
Фигура 10.19
Български спрямо румънски почасови цени (януари 2020 г.)



Легенда:
 Jan – януари

Източник: Анализ на NERA

Фигура 10.20
Междусистемни потоци – Румъния към България (януари 2020 г.)



Легенда:
Jan – януари

Източник: Анализ на NERA

10.6. Алтернативни сценарии за декарбонизация

Горният сценарий представя предвиждания за развитието на регионалния енергиен пазар при допускане на сравнително скромнен международен напредък към дългосрочна декарбонизация. Например, приемаме забавяния в постигането на целите за възобновяема енергия, както и че цените на горивата и CO₂ се развиват според изчисленията на МАЕ с действащите енергийни политики и политики относно климатичните промени.

За да илюстрираме рисковете около тези предвиждания, дължащи се на следствията от политиките за намаляване на глобалните емисии на парникови газове, подложихме своя модел на пазара на едро на два алтернативни сценария, в които взимаме като предпоставка въвеждането на по-сериозни политики в за намаляване на въглеродните емисии в световен план. В първия от алтернативните сценарии приемаме, че дългосрочните цени на горивата и CO₂ се развиват по прогнозите на МАЕ в сценария „нови политики”, а във втория приемаме дългосрочните цени на горивата и CO₂, зададени в сценария „450”.

Ив двата случая предпоставяме постигане на целите за енергопроизводство от ВЕИ навреме, през 2020 г., в цяла Югоизточна Европа и най-вече приемаме, че всичките 4GW производствен капацитет от нови ВЕИ, които в момента са в процес на разработване в България²²², бъдат въведени в експлоатация до 2025 г. Приемаме също така, че предложените нови ядрени централи в Румъния и Турция ще заработят по план.²²³ Така включваме в модела трите предложени блока в Черна вода в Румъния²²⁴ и централата Аккую от 4,800MW в Турция. Освен това приемаме по-бързи темпове на растеж на търсенето, отколкото в случая „действащи политики” заради следствията от електрификацията на отоплението и транспорта в двата случая.²²⁵

10.6.1. Сценарий „нови политики”

В случая „нови политики” в експлоатация влизат повече централи на възобновяеми източници и поради по-бързия ръст на търсенето голяма част от съществуващите централи на лигнитни въглища остават в експлоатация през 2020-те, както показва фигура 10.21. Но вместо да стори нови лигнитни производствени мощности на българския пазар около 2030 г., моделът избира да развива микс от нови газови мощности с ГТКЦ и ГТОЦ заради по-високите цени на CO₂ и по-ниските цени на газа. Този модел развива нови лигнитни мощности, оборудвани с УСВ, от около 2040 г.

На регионалния пазар, както се вижда на фигура 10.22, по-високите разходи за въглеродни емисии и по-ниската цена на международно търгуваните въглища за

²²² От дискусии с Български енергиен холдинг.

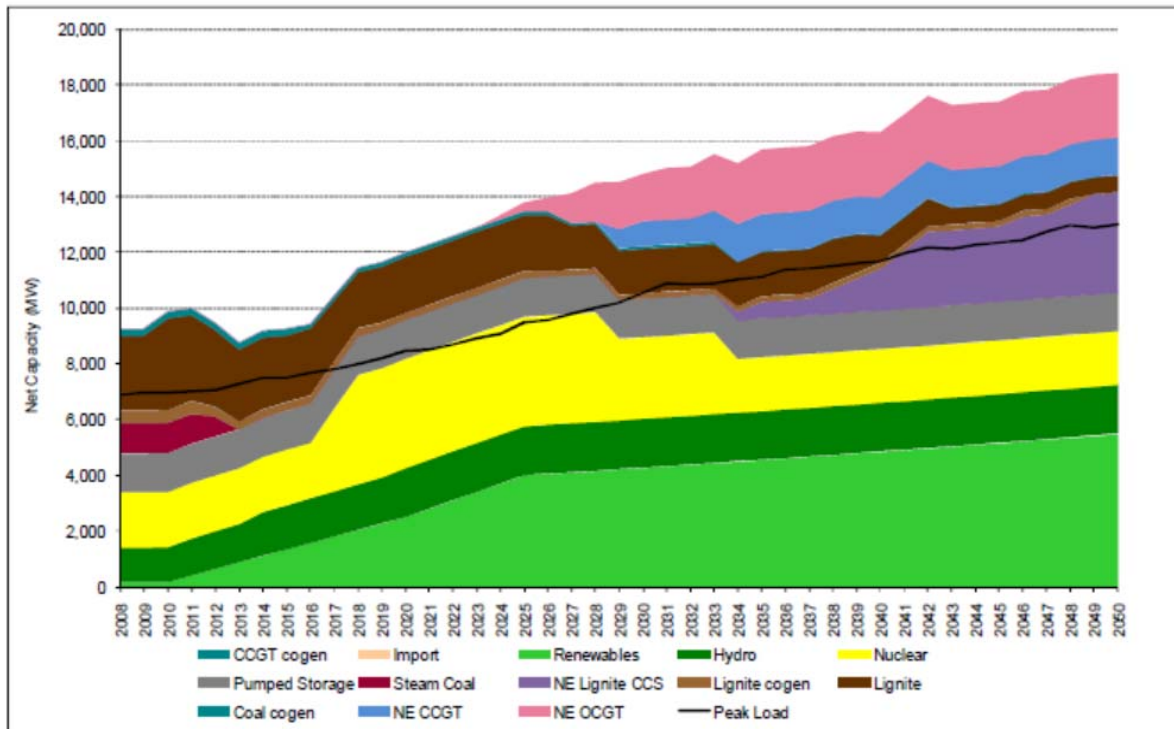
²²³ Не включваме тези централи в сценарий „действащи политики”, тъй като нито една от двете не е в процес на строеж. Вж. Раздел 5.2.2.

²²⁴ Източник: Platts Powervision.

²²⁵ В Обединеното кралство Комитетът за климатичните промени (ККП) наскоро изчисли, че електрифицирането на отоплението и транспорта би добавило увеличило търсенето в страната с 26% до 2030 г. Използваме този процент на въздействие върху търсенето за цяла Югоизточна Европа в тези сценарии.

парогенератори измества баланса на инвестициите във въглищни централи от лигнит към въглища за парогенератори.

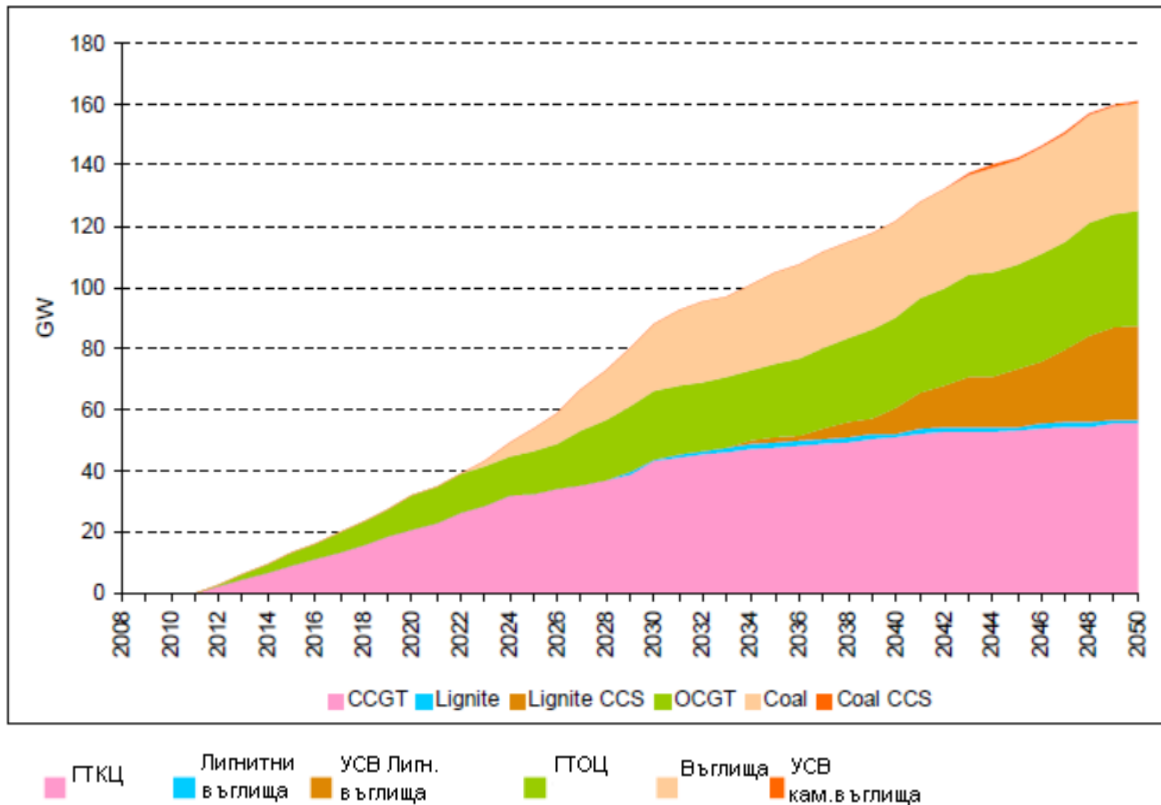
Фигура 10.21
Инсталиран капацитет срещу Върхово натоварване



- | | | | | |
|---------------------|------------------|-------------------|---------------|---------------------|
| ГТКЦ | Внос | Възобновяеми | ВЕЦ | Атомни |
| ПАВЕЦ | Пароген. въглища | УСВ Лигн. въгл-ща | Коген. | Лигнитни |
| Камени въгл. Коген. | ГТКЦ нови предп. | ГТЦОЦ нови предп. | Лигн. въгл-ща | Върхово натоварване |

Източник: NERA Analysis

Фигура 10.22
Кумулативно моделирана инвестиция по технологии на регионалния пазар

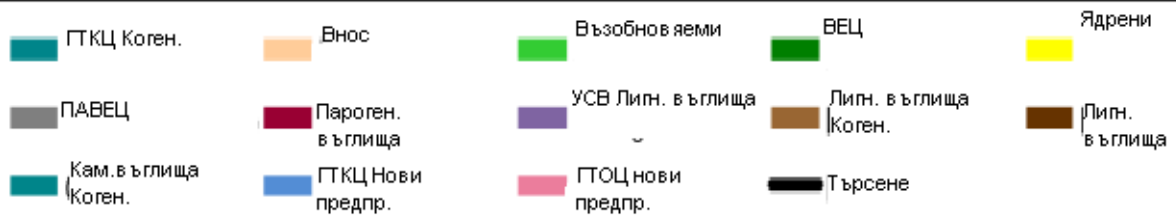
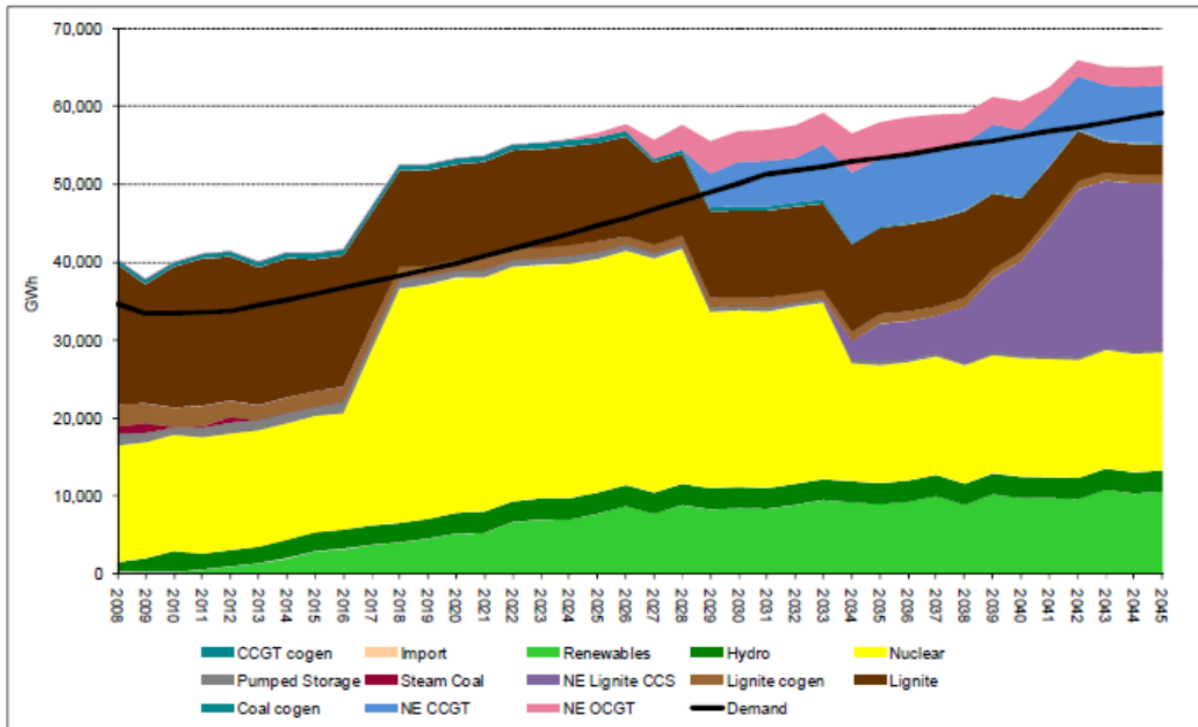


Източник: NERA Analysis

Както е показано на Фигура 10.23, цялостното производство на енергия на българския пазар е по-високо в този сценарий поради по-бързото нарастване на търсенето. Също така производството на енергия от газ допринася за много по-голям дял производство на енергия в този сценарий отколкото ситуацията на „текущите политики“.

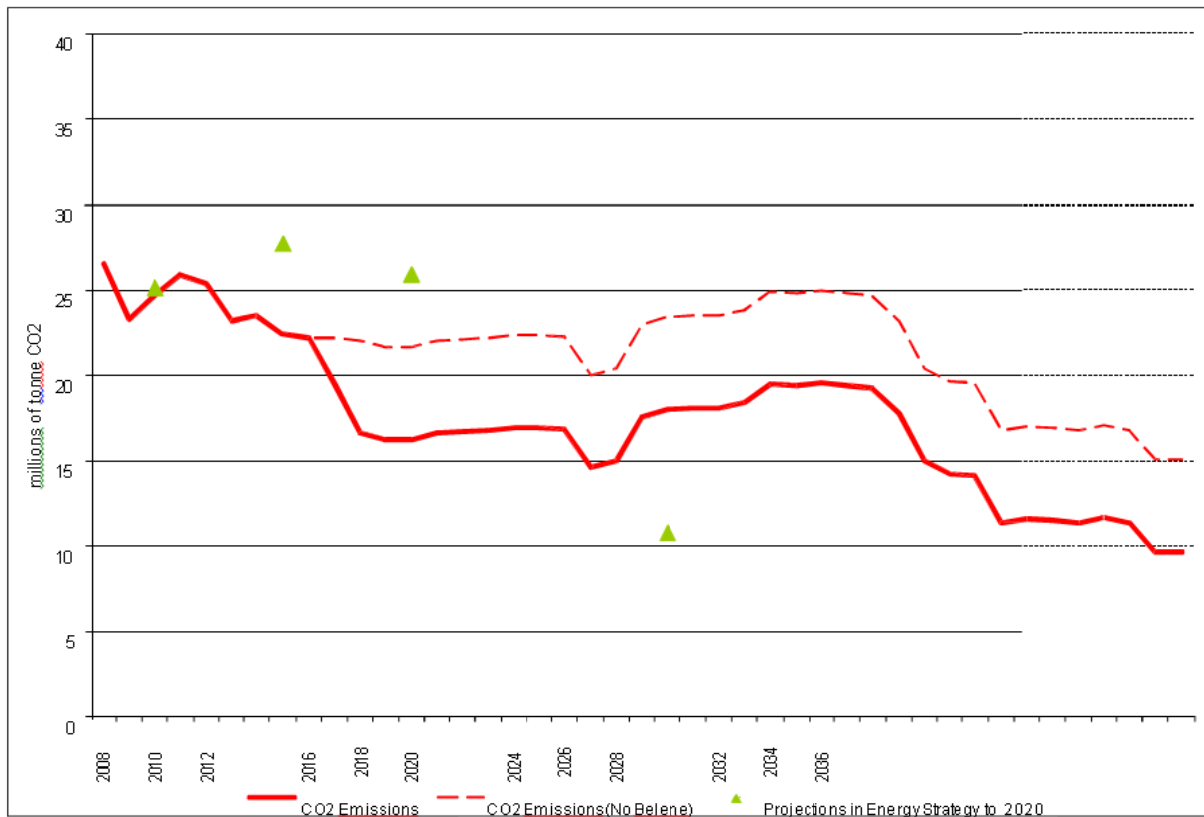
Поради по-високото търсене моделът предвижда повече продуктивност от производството на енергия от лигнитни въглища в близко бъдеще и поради това емисиите от българския енергиен сектор, както е показано на Фигура 10.24, са по-високи отколкото ситуацията на текущите политики. Към края на моделиращия хоризонт емисиите са по-ниски отколкото в ситуацията на текущите политики, тъй като има по-малка производство от електрогенериране на лигнитни въглища. Влиянието на „Белене“, което е показано на Фигура 10.24, предполага, че нейната производителност би била заменена от производство от газови ГТКЦ, чийто показан модел е най-евтината алтернативна технология преди 2040 г.

Фигура 10.23
Производство срещу Търсене на енергия (ГВтч)



Източник: NERA Analysis

Фигура
10.24
Емисии на CO₂ от енергийния сектор



— Емисии CO₂

- - - Емисии CO₂ (без Белене)

▲ Проекции в Енергийна стратегия към 2020 г.

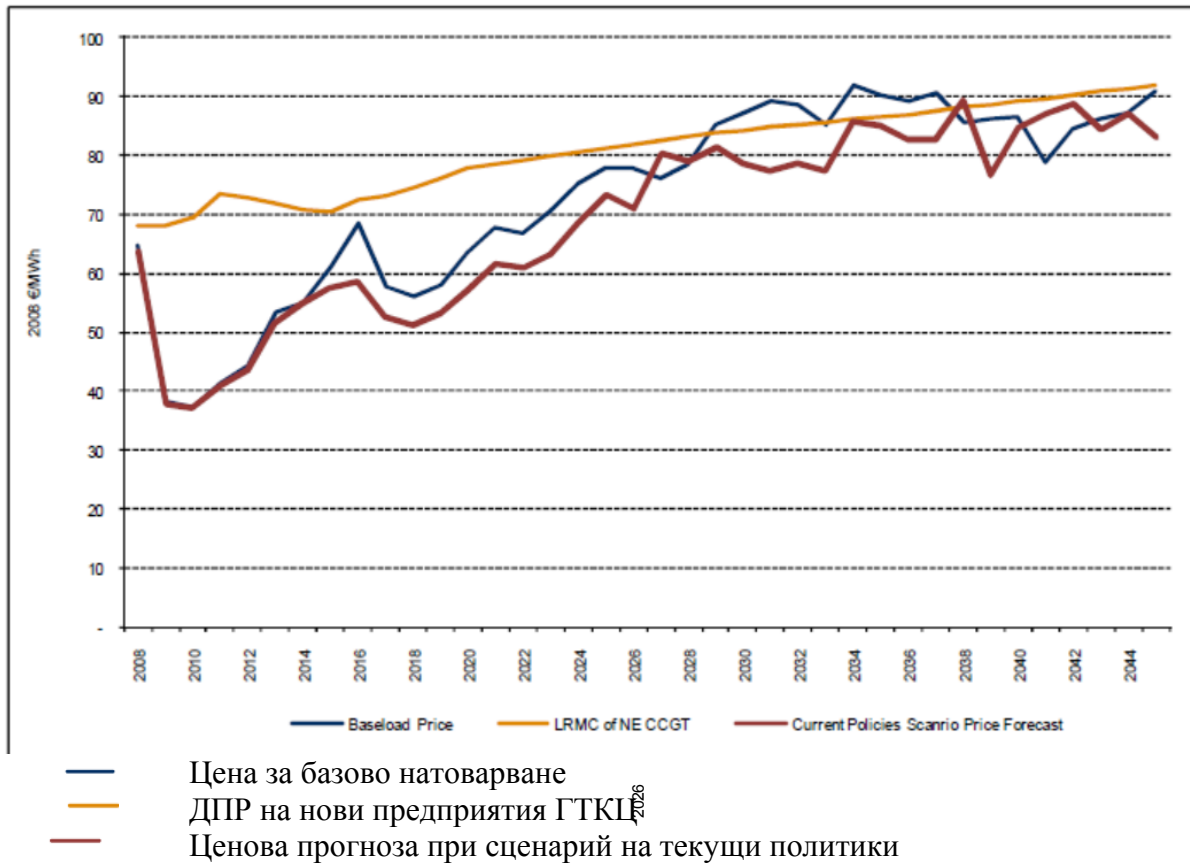
Източник:

NERA Analysis, както и Енергийна стратегия на България до 2020

Както показва Фигура 10.25, цялостната тенденция при цените на енергията за базово натоварване е подобна в този сценарий на ситуацията на „текущите политики“. Все пак цените са малко по-високи в този случай поради по-високи цени на CO₂. Също така цените растат по-бързо в краткия срок поради по-бързото нарастване на търсенето.

Фигура 10.25 показва покриването на цените за базово натоварване осреднено към ДПР на нови газови ГТКЦ, чийто показан модел е най-евтината алтернативна технология преди 2040 г. След 2040 г. цените падат под ДПР на нова ГТКЦ, тъй като нови лигнитни централи с УСВ стават по-евтин източник на ново предлагане. Поради по-високи цени на CO₂, фигурата също така показва, че цените са малко по-високи в този сценарий отколкото ситуацията на „текущите политики“.

Фигура 10.25
Цени за базов товар срещу ДПР на нови ГТКЦ (2008 евро/МВч)



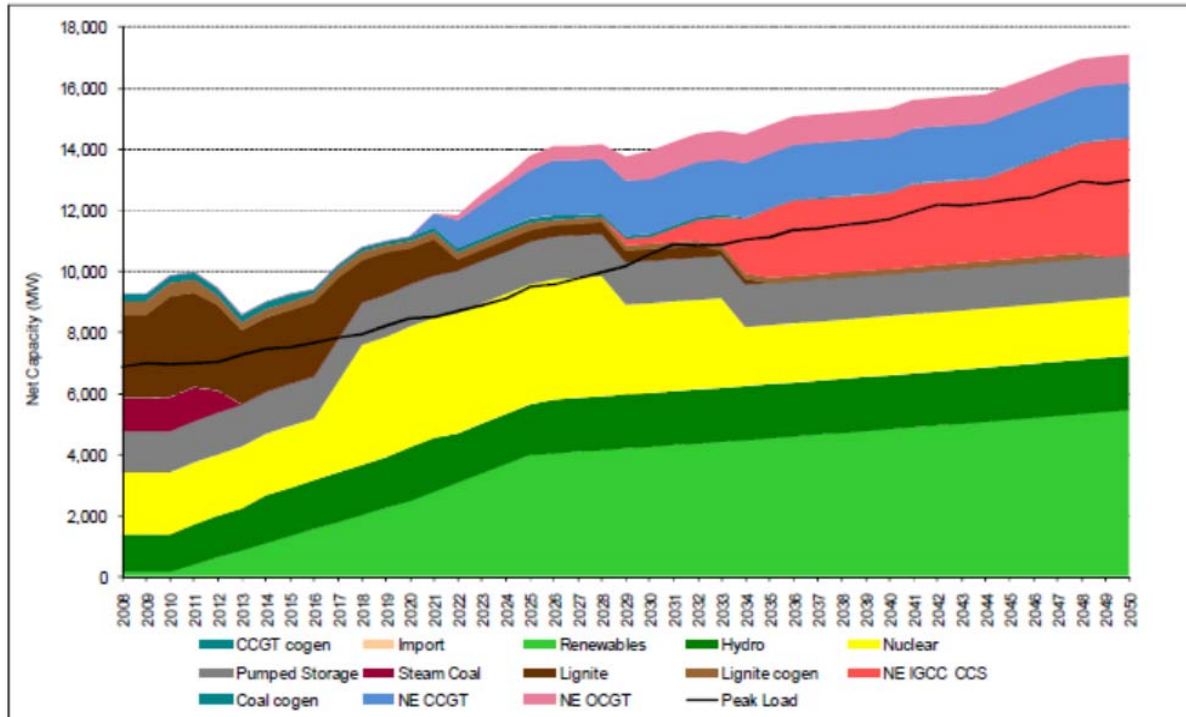
Източник: NERA Analysis

10.6.2. Сценарий 450

При цените на суровини от „Сценарий 450“ на МАЕ, както е показано на Фигура 10.26, съществуващите лигнитни предприятия се изключват по-бързо до голяма степен поради по-високите цени на CO₂. Тъй като тези единици се оттеглят по-бързо, моделът изкарва на преден план инвестиция в газови ГТКЦ и ГТОЦ, като започва да изгражда нов капацитет за УСВ около 2030 г., а не през 2040 г., както е в описаните по-горе сценарии. Все пак поради по-ниските цени на международния пазар на въглищата за парни котли в този сценарий, моделът разработва капацитет на ИКЦГ от въглища за парни котли с УСВ вместо капацитет от лигнитни въглища с УСВ.

Тези инвестиционни модели са отразени в региона като цяло, без инвестиция в производство без УСВ, използващо като гориво въглища или лигнит, както е показано на Фигура 10.27.

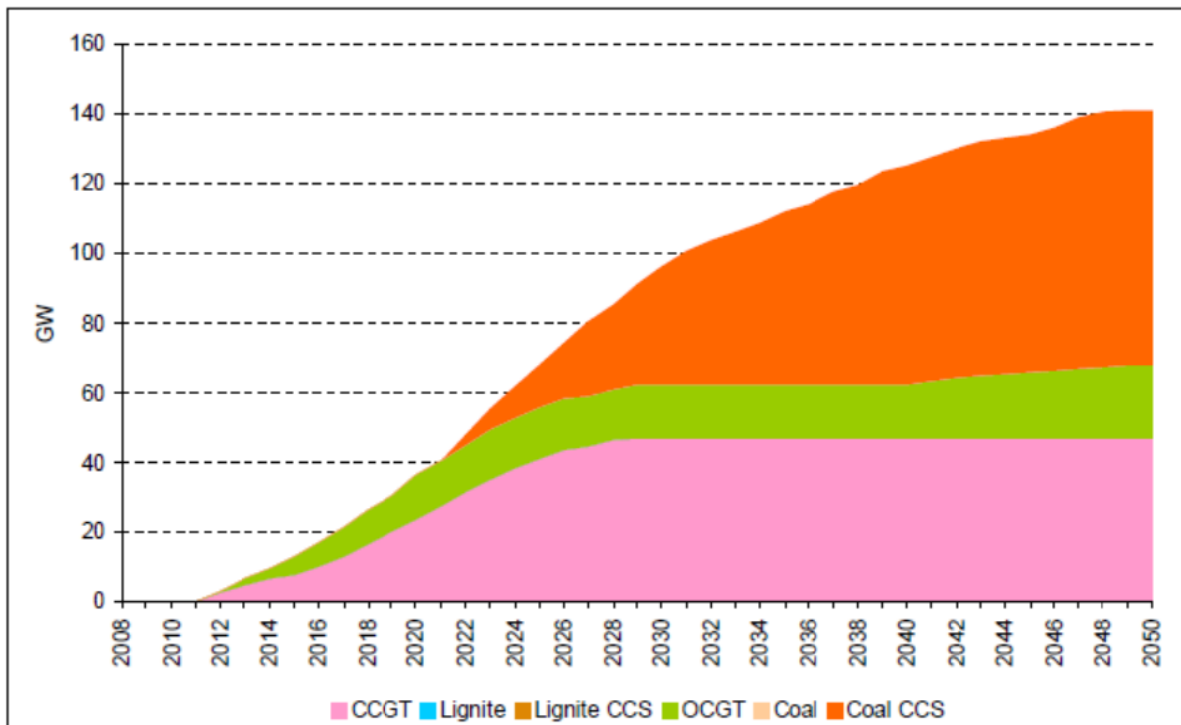
Фигура
10.26
Инсталиран капацитет срещу Върхово натоварване



- | | | | | |
|------------------------|----------------------|---------------------|------------------------|--------------------------|
| ГТКЦ/Коген | Внос | Възобнов ями | ВЕЦ | Атомни |
| ПАВЕЦ | Пароген. в ъглища | Липн. в ъглища | Липн. в ъгл. коген | ИКЦГ УСВ
нови предпр. |
| Кам. в ъглища
Коген | ГТКЦ нови
предпр. | ГТЦ нови
предпр. | Върхово
натоварване | |

Източник: NERA Analysis

Фигура 10.27
Кумулативно моделирана инвестиция по технологии на регионалния пазар

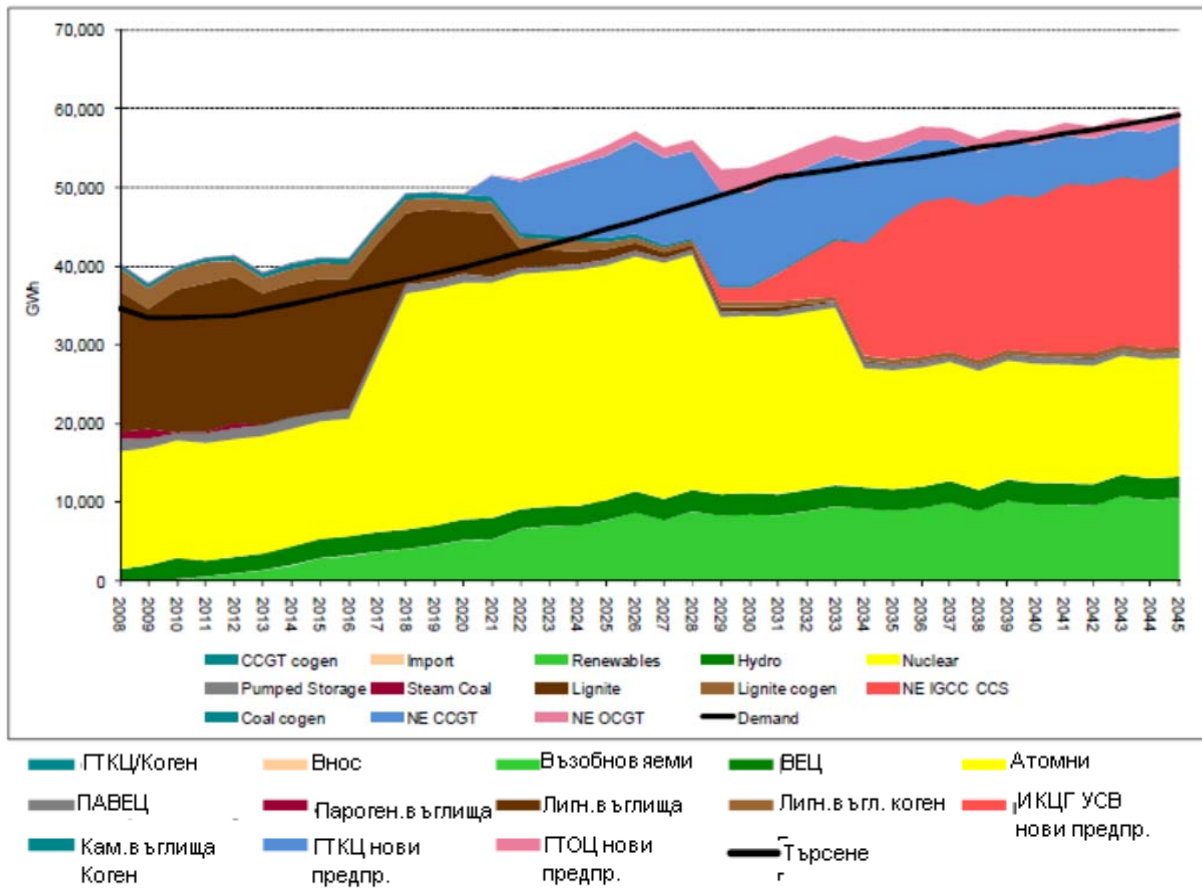


- ГТКЦ
- Лигнитни въглища
- УСВ лигнитни въглища
- ГТОЦ
- Каменни въглища
- В каменни въглища

Източник: NERA Analysis

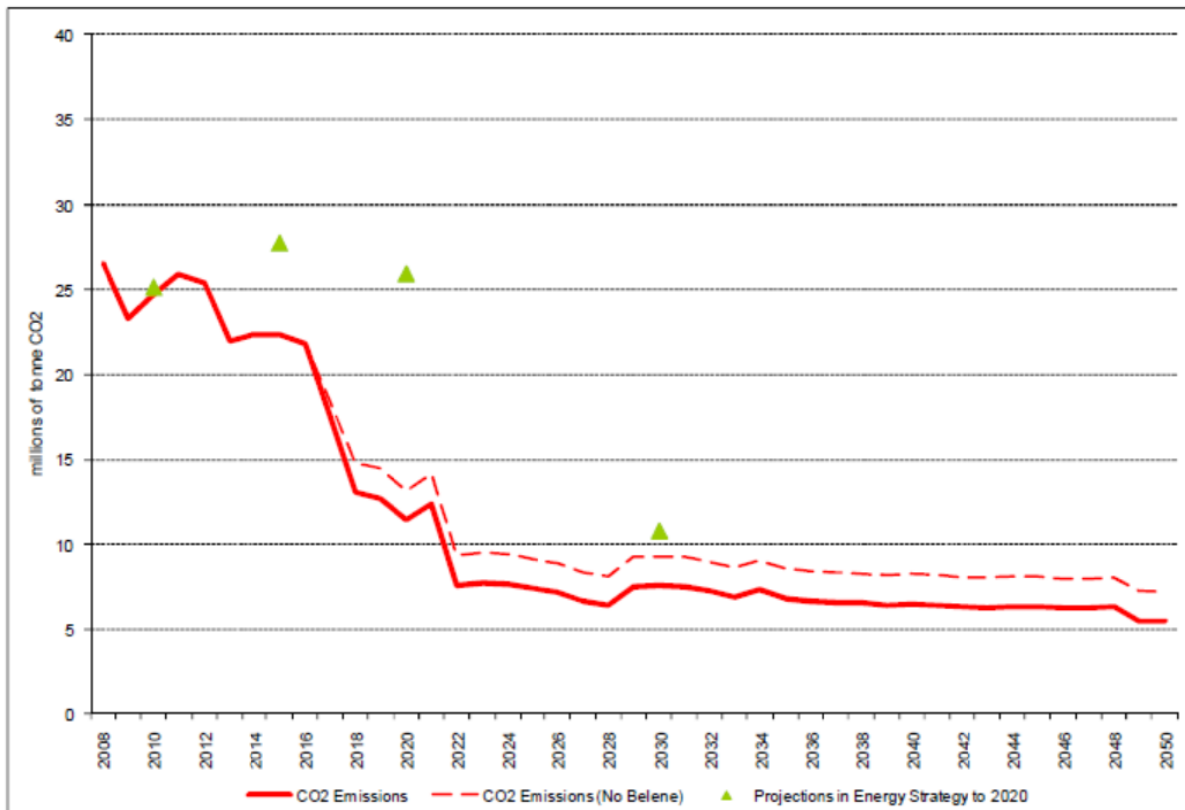
Основната промяна в българския производствен микс в този сценарий е, че промяната към производство на енергия с УСВ се явява по-скоро и така емисиите са по-ниски отколкото сценария с „новите политики“, както е показано на Фигура 10.29. Също така приетото влияние на Централата в Белене върху емисиите е по-малко, тъй като в този случай допускаме, че нейната производителност би била заменена с производство от централи за ИКЦГ с УСВ, които произвеждат много ниски емисии на CO₂.

Фигура 10.28
Производство срещу Търсене на енергия (ГВтч)



Източник: NERA Analysis

Фигура 10.29
Емисии на CO2 от енергийния сектор

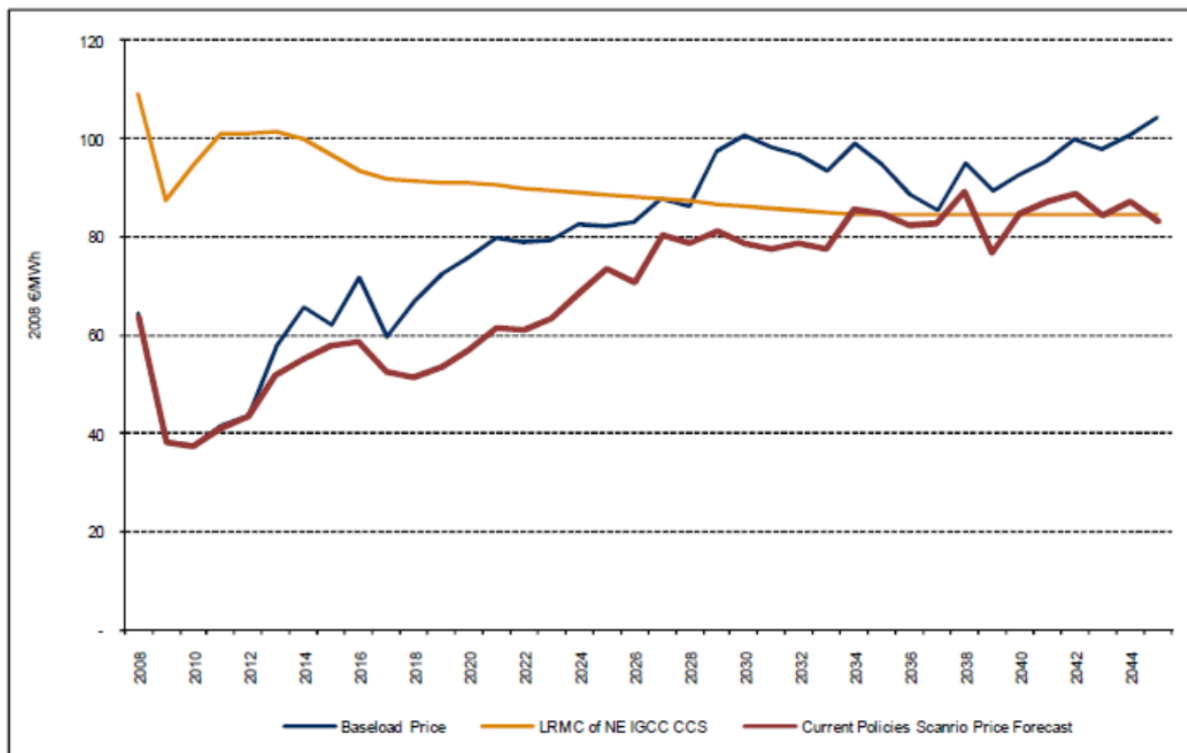


- Емисии CO2
- - Емисии CO2 (без Белене)
- ▲ Проекции в Енергийна стратегия към 2020 г.

Източник: NERA Analysis, както и Енергийна стратегия на България до 2020

Като резултат от по-високи цени на CO2, цените клонят към едно по-високо ниво в този сценарий, както показва Фигура 10.30.

Фигура 10.30
Цени за базово натоварване срещу ДПР на нови въглищни УСВ
(Номинал €/МВтч)



- Цена за базово натоварване
- ДПР на нови предприятия ИКЦГ УСВ
- Ценова прогноза при сценарий на текущи политики

Източник: NERA Analysis

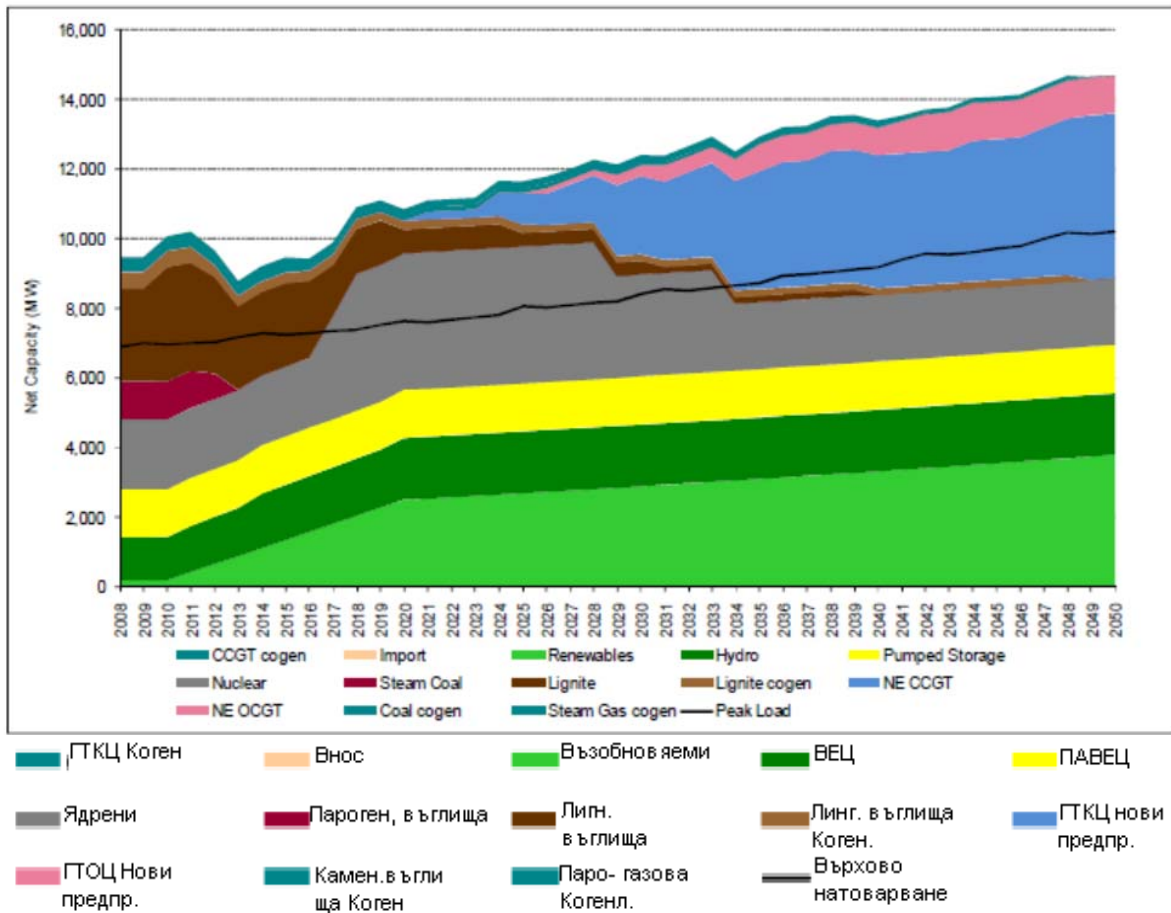
10.7. Ценови сценарий при несвързан газ

Вземайки предвид несигурността относно дългосрочно ценообразуване на газта в Европа, при този сценарий ние приемаме цена на газ, който е „несвързан“ с договорни цени на база петролен индекс, които са дефинирани съгласно описаното в Раздел 10.3.4. Запазваме всички други моделиращи предположения както са в горния сценарий на „текущите политики“.

В сравнение със сценария на „текущите политики“, както е показано на Фигура 10.31, се включва по-голям капацитет на нов газ ГТКЦ, като се включва по-рано в моделиращия хоризонт. Също така вместо изграждането на нов лигнитен капацитет (с или без УСВ) към края на моделиращия хоризонт, моделът вместо това избира да разработи допълнителен капацитет от ГТКЦ. Този инвестиционен модел е отразен в района като цяло със сравнително евтин газ капацитет, заменяйки инвестиции във всички други технологии за производство на енергия, както е показано на Фигура 10.32.

Моделът също така оттегля съществуващите лигнитни централи на българския пазар по-бързо при този сценарий, тъй като тези централи са по-малко способни да се конкурират с нововъведените газови ГТКЦ отколкото при ситуацията на „текущите политики“.

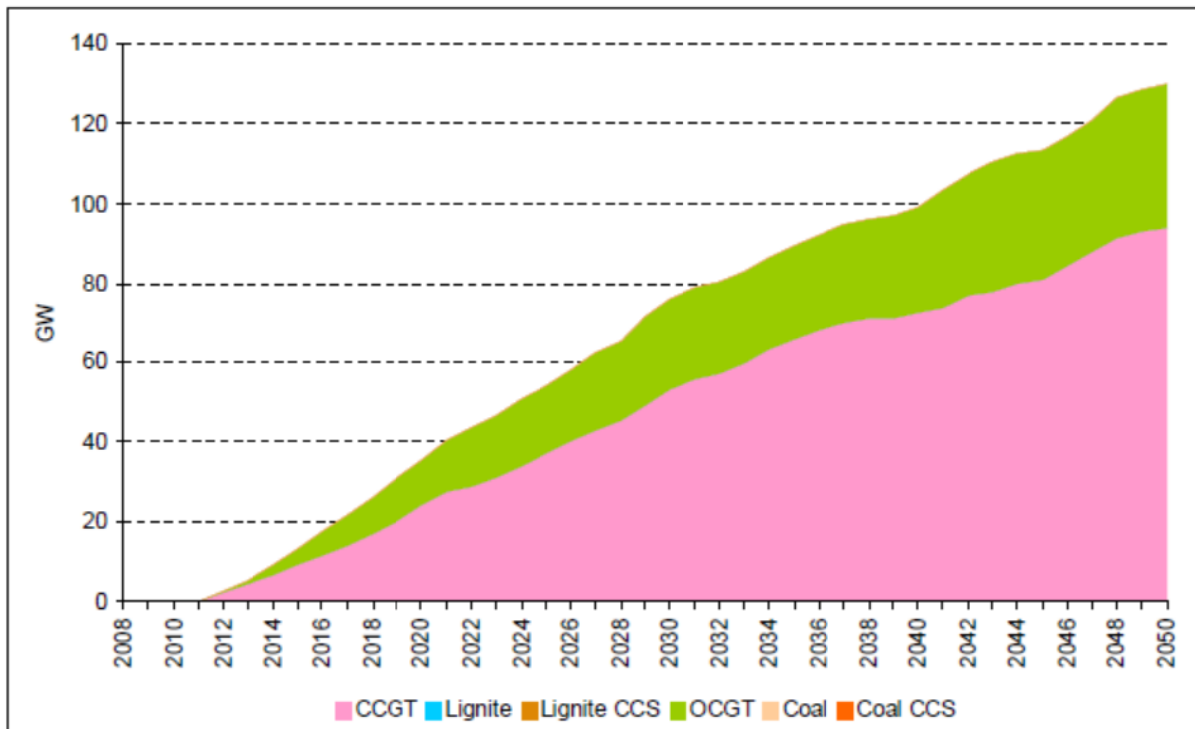
Фигура 10.31
Инсталиран капацитет срещу Върхово натоварване



Източник: NERA Analysis

Фигура 10.32

Кумулативно моделирана инвестиция от технологии на регионалния пазар

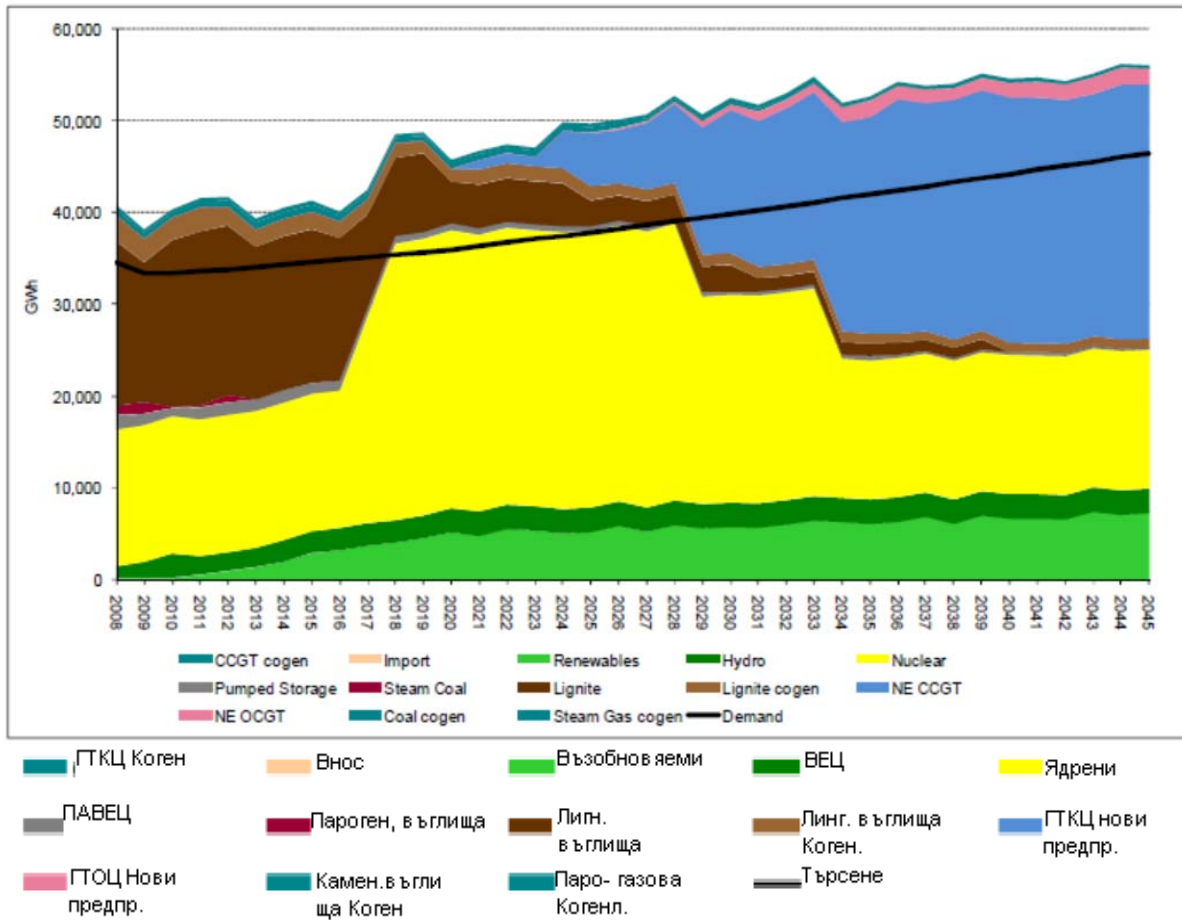


- ГТКЦ
- Лигнитни въглища
- УСВ лигнитни въглища
- ГТОЦ
- Каменни въглища
- УСВ каменни въглища

Източник: NERA Analysis

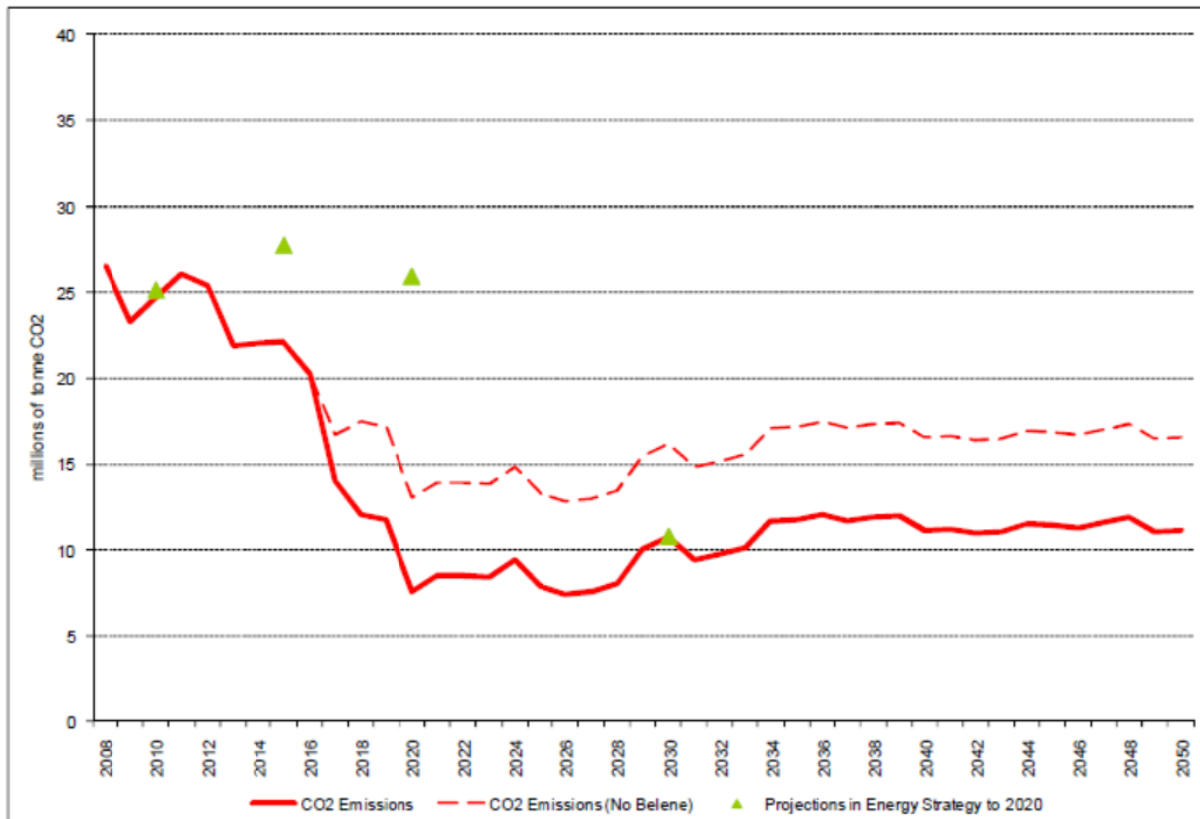
В сравнение със ситуацията на „текущите политики“, тъй като производството на енергия от лигнитни въглища е заменено от производство на енергия от газ, емисиите на CO₂ са по-ниски при цена на несвързан газ, както е илюстрирано на Фигура 10.33 и Фигура 10.34 по-долу. До 2030 г. емисиите от българския енергиен сектор са близки до проекциите в скорошния документ за Енергийна стратегия.

Фигура 10.33
Производство срещу Търсене на енергия
(ГВтч)



Източник: NERA Analysis

Фигура 10.34
Емисии на CO2 от енергийния сектор



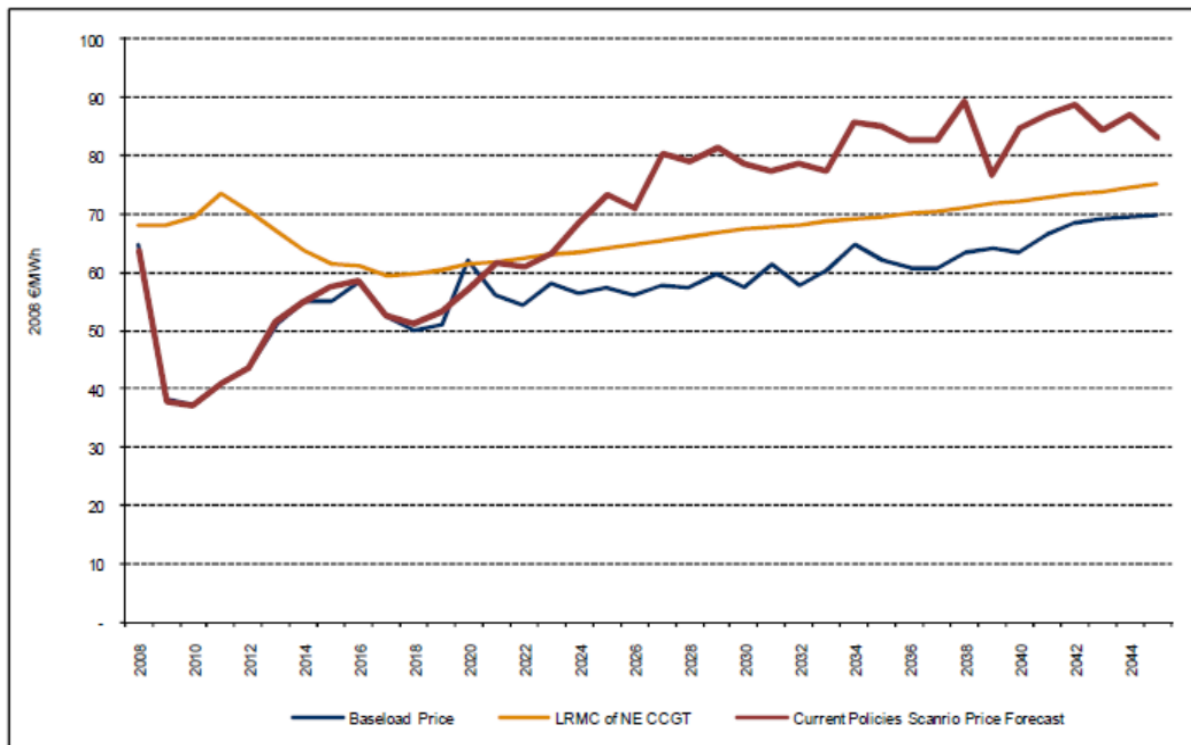
- Емисии CO2
- - Емисии CO2 (без Белене)
- ▲ Проекции в Енергийна стратегия към 2020 г.

Източник: NERA Analysis, както и Енергийна стратегия на България до 2020

Въпреки че цените в този сценарий са определени от ДПР на газов капацитет от ГТКЦ, както е показано на Фигура 10.35, цената на базовото натоварване в България е под ДПР, които са изчислени вземайки предвид коефициент на натоварване за базово натоварване. Това се случва, защото газовите ГТКЦ на българския пазар функционират при коефициент на натоварване от около 75%. В останалите 25% от часовете цените са под краткосрочните пределни разходи на газовите ГТКЦ (т.е. определени са от пределните разходи на други технологии като ядрената).

Фигура 10.35

Цени за базово натоварване срещу ДПР на нови газови ГТКЦ (Номинал €/МВтч)



- Цена за базово натоварване
- ДПР на нови предприятия ГТКЦ
- Ценова прогноза при сценарий на текущи политики

Източник: NERA Analysis

10.8. Сценарий на ниска цена на CO2

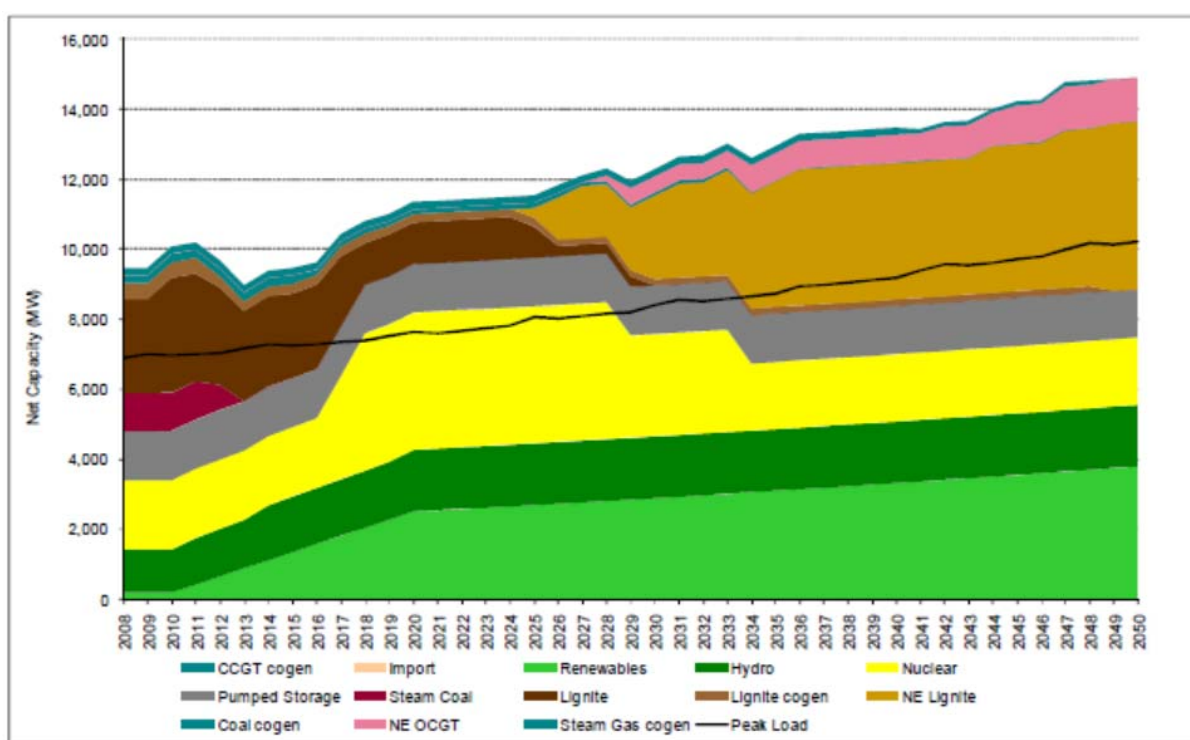
Всички представени по-горе сценарии приемат увеличаващи се действителни цени на CO2, които налагат разходи по емисии от енергийния сектор. Следователно тези сценарии приемат, че (1) международните споразумения за намаляване на емисиите на парникови газове ще продължат да затягат ограниченията за емисии пред индустриите с високо енергийно потребление в Европа и (2) правителствата ще продължат да разчитат на схема за търговия с емисии с цел постигане на целите за намаляване на емисиите.

Тези предположения може да не издържат на практика. Например политическата обвързаност с целите относно климатичните промени може да се стопи в светлината на продължително, слабо макроикономическо представяне в глобалната икономика. Като алтернатива правителствата може да изберат да субсидират директно ниско-въглеродни инвестиции (напр. чрез целеви субсидии за ВЕИ или УСВ) отколкото да разчитат на схеми за търговия или данъци върху емисиите за да поощрят инвестиции за намаляване на емисиите на CO2. Оттук цената на CO2, която е преминала в цените на електроенергийния пазар може да е под нивото, което е нужно за поощряване на намаляването на емисиите на CO2.

За да отразим тези рискове ние обмислихме сценарий, при който цената на CO2 в ЕС остава константна в реални срокове на нейното сравнително ниско текущо ниво от €12/тон през моделиращия хоризонт.

Както показва Фигура 10.36, в този сценарий моделът изгражда едно голямо количество от нов капацитет за производство на енергия от лигнитни въглища на българския пазар поради по-ниските цени на CO2. Тези инвестиционни модели са отразени в по-широкия регионален пазар, както е показано на Фигура 10.37, с разработването от модела на едно по-голямо количество от капацитет на производство на енергия от каменни и лигнитни въглища. Този модел сигнализира, че това се предпочитаните инвестиции за инвеститори, които трябва да разчитат на пазарните цени за тяхната възвръщаемост. На практика по този сценарий голяма част от тази инвестиция може да бъде заменена от ниско-въглеродна инвестиция, която получава директни субсидии. Степента на такава инвестиция и нейното местоположение са все пак несигурни.

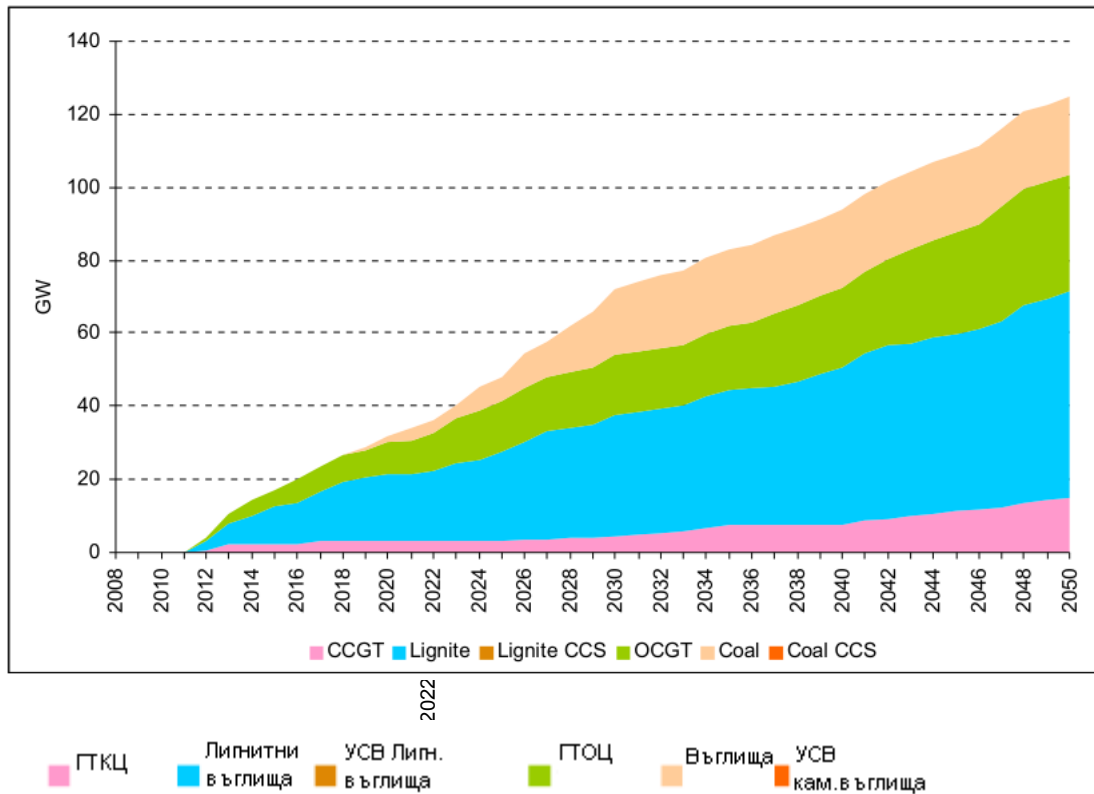
Фигура 10.36
Инсталиран капацитет срещу
Върхово натоварване



- | | | | | |
|---------------------|------------------------|--------------------|----------------------|----------------------------|
| ГТКЦ Коген | Внос | Възобновяеми | ВЕЦ | Ядрени |
| ПАВЕЦ | Въглища парогенератори | Лигн. въглища | Лигн. въглища Коген. | Лигн. въглища нови предпр. |
| Кам. въглища Коген. | ГТОЦ нови предпр. | Паро-газова коген. | Върхово натоварване | |

Източник: NERA Analysis

Фигура 10.37
Кумулативно Моделирана Инвестиция по Технологии на Регионалния Пазар

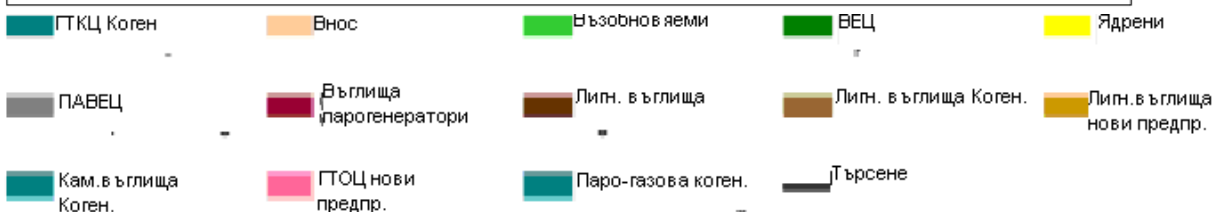
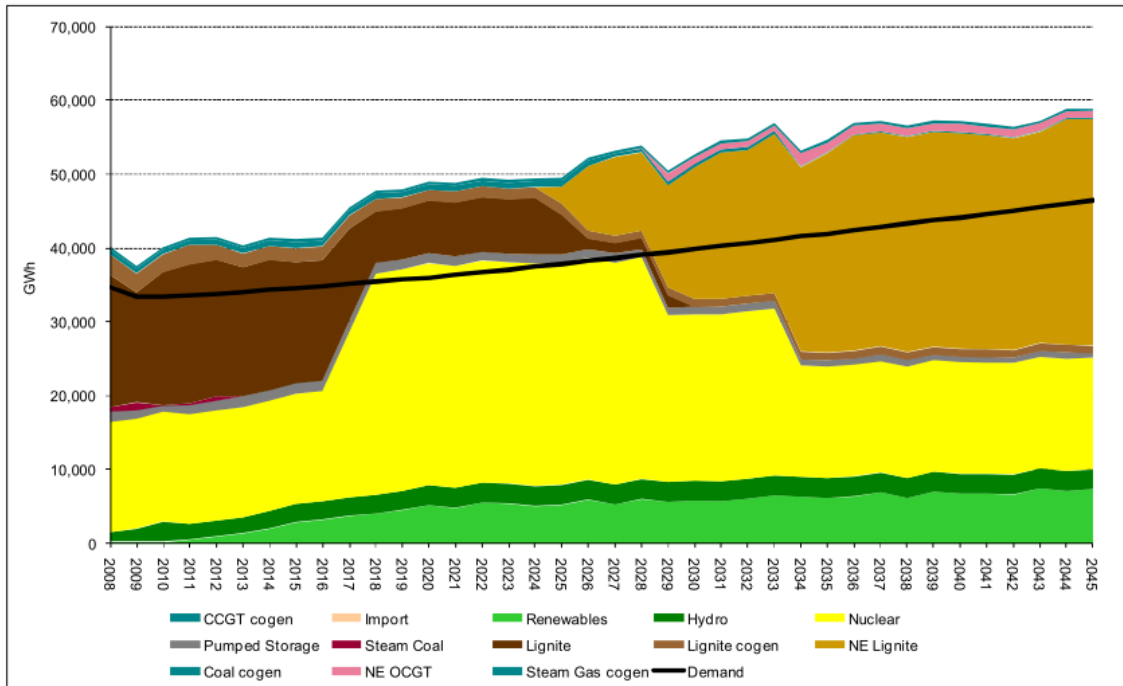


Източник: NERA Analysis

Както се вижда на фигура 10.38, в този сценарий по-висок дял от производствения микс може да се отдаде на нови производствени мощности на лигнитни въглища. В резултат на това Фигура 10.39 показва, че емисиите от CO₂ от българския енергиен сектор са значително по-високи при този сценарий отколкото в случая с „текущите политики”.

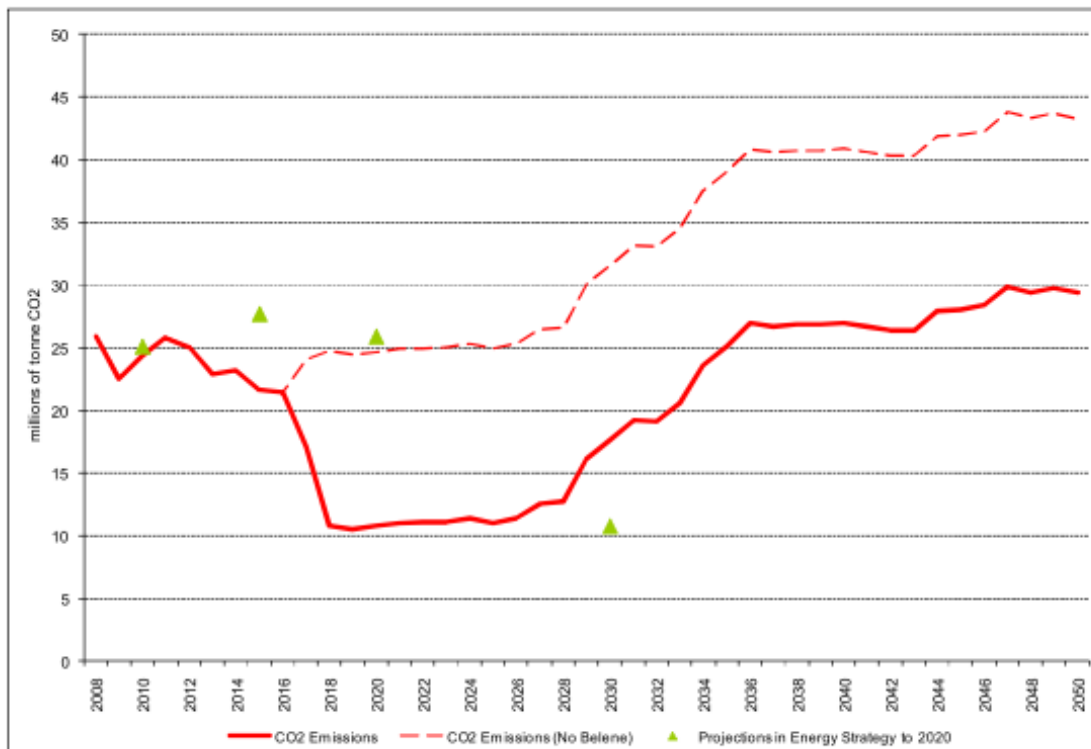
Фигура 10.40 показва, че при този сценарий цените средно се приближават до стойност малко под ДПР на нова производствена мощност на лигнитни въглища, въпреки че цените показват определено непостоянство от година на година.

Фигура 10.38
Производство срещу Търсене на електроенергия (ГВтч)



Източник: NERA Analysis

Фигура 10.39
CO2 Емисии на енергийния пазар



— Емисии CO2

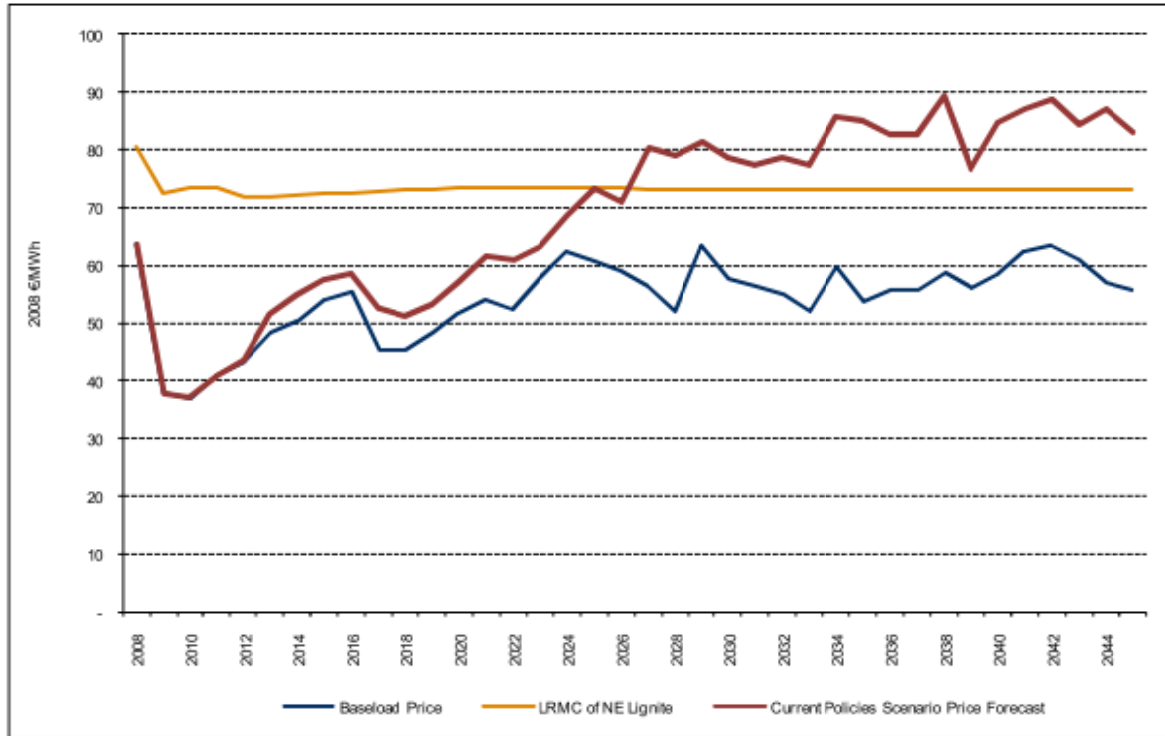
--- Емисии CO2 (без Белене)

▲ Проекции в Енергийна стратегия към 2020 г.

Източник: NERA Analysis, и Енергийна стратегия на България за 2020

Фигура 10.40

Цени на Базов Товар срещу ДПР на Нова лигнитна мощност(Номинал €/МВтч)



- Цена за базово натоварване
- ДПР на нови предприятия Лигн. въглища
- Ценова прогноза при сценарий на текущи политики

Източник: NERA Analysis

10.9. Сценарии за Потенциални Технологии за Произвеждане на Енергия

Сценариите представени по-горе допускат, че съществува поредица от нови технологии за произвеждане на енергия за развитието на енергийния пазар на региона, включително производство на базата на газ, каменни и лигнитни въглища, както и капацитет за производство с и без УСВ. Въпреки това, в действителност може би са налични по-малко на брой технологии пред участниците на енергийния пазар, което отразяваме в двата алтернативни сценария по-долу.

При първия сценарий, запазвайки всички други предположения еднакви със случая на „текущите политики”, допусваме, че УСВ технологията не успява да стане търговски осъществима на енергийния пазар в региона. Този сценарий отразява значителната несигурност по отношение на дългосрочните разходи свързани с тази технология, както и несигурността свързана с нейното изпълнение при мащабно произвеждане на електроенергия.

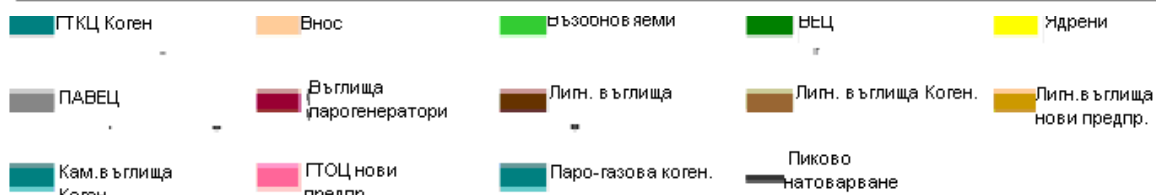
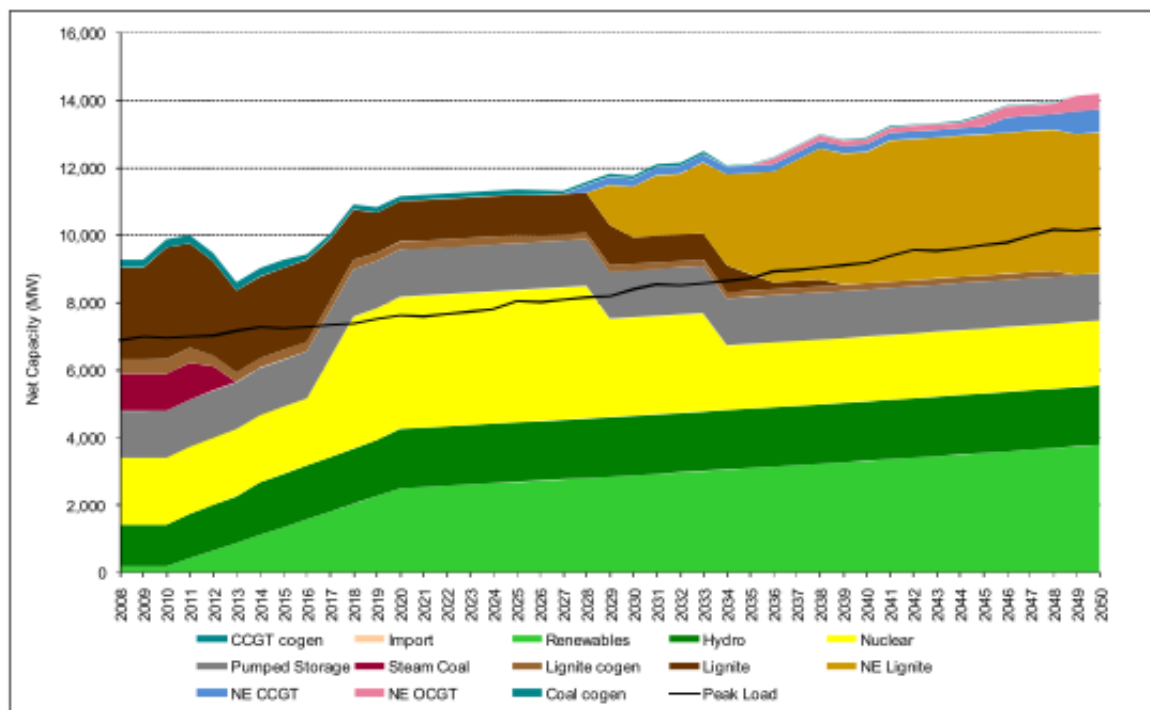
При втория сценарий, запазвайки всички други предположения еднакви със случая на „текущите политики”, допусваме, че на регионалния пазар не може да бъде разработена нова производствена мощност на базата на каменни въглища (т.е. без нови лигнитни централи и нови централи на въглища за парни котли). Този сценарий отразява възможността резервите от въглища произведени на местно ниво да бъдат по-

ограничени отколкото допускаме в нашите други сценарии²²⁶, както и възможността екологичните ограничения, които към момента възпрепятстват развитието на нови електроцентрали на въглища в ЕС15 да започват да придобиват задължителен характер също и на централно и източно европейските пазари.

10.9.1. УСВ производството не успява да стане търговски осъществимо

Както показва Фигура 10.41, в този сценарий вместо изграждането на ново УСВ производство в периода след 2040, моделът избира да продължи развитието на мощности на лигнитни въглища, заедно с някои нови ГТКЦ работещи на газ, както е в случая с „текущите политики“. Това е отразено в по-широкия регионален пазар, както е илюстрирано на Фигура 10.42, с по-висок дял на регионално производство базирано на въглища без УСВ.

Фигура 10.41
Инсталиран Капацитет срещу Пиков Товар

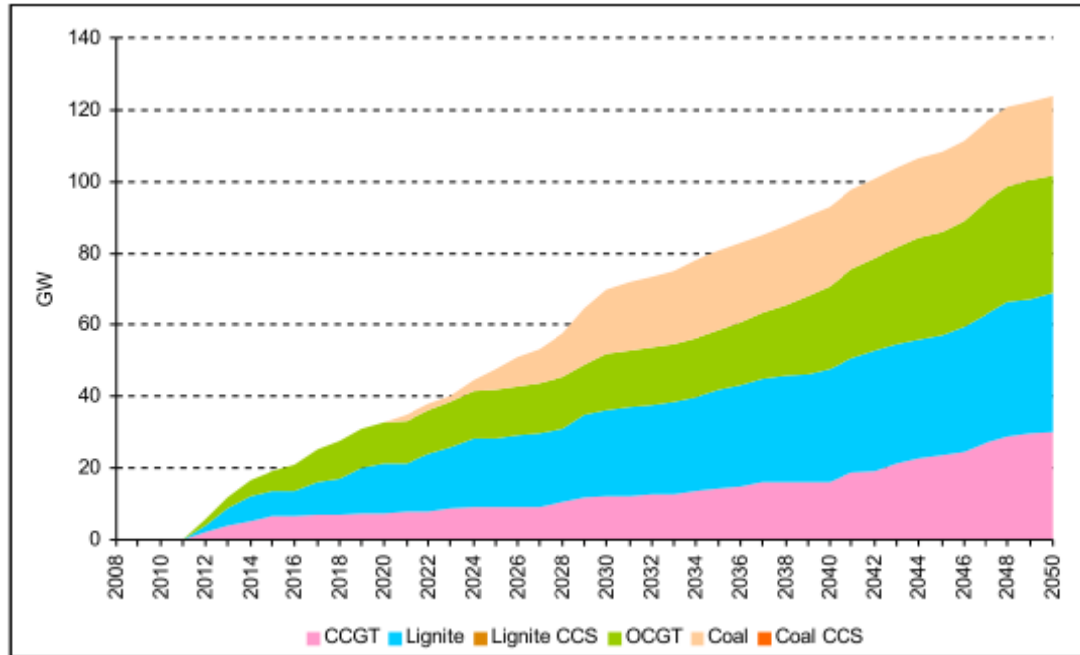


Източник: NERA Analysis

²²⁶ На базата на информация от Еуракоул считаме, че местните ресурси от лигнитни въглища в България са достатъчни за поддържането на сегашните нива на производство в продължение на повече от 100 години. Въпреки това научаваме от обсъждания с БЕХ, че калоричността на местнопроизведените лигнитни въглища пада с времето

NERA Economic Consulting

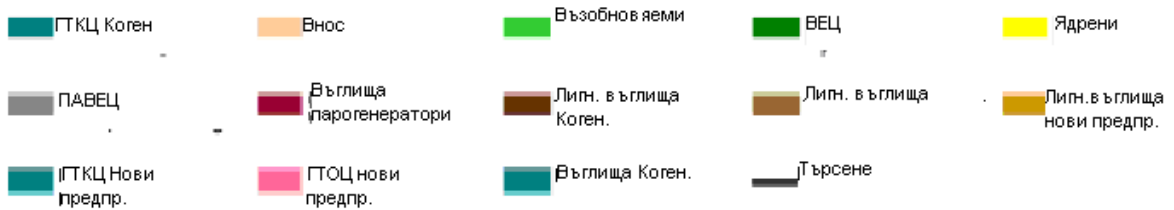
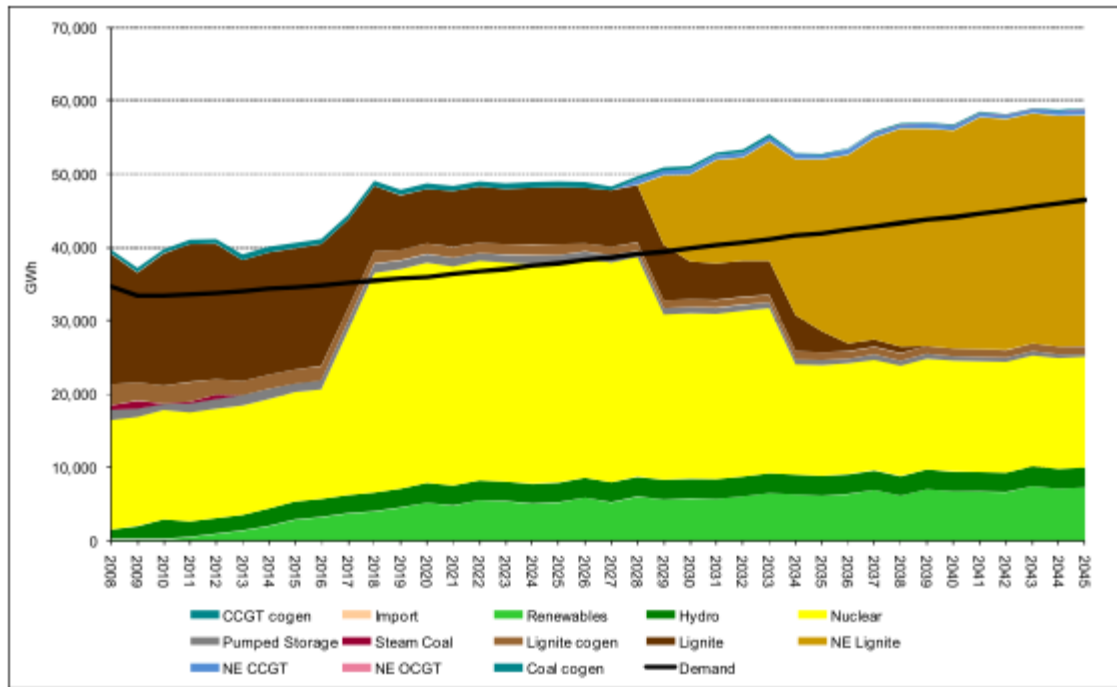
Фигура 10.42
Кумулативно Моделирана Инвестиция по Технологии на Регионалния Пазар



- ГТКЦ
- Лигнитни въглища
- УСВ лигнитни въглища
- ГТОЦ
- Каменни въглища
- УСВ каменни въглища

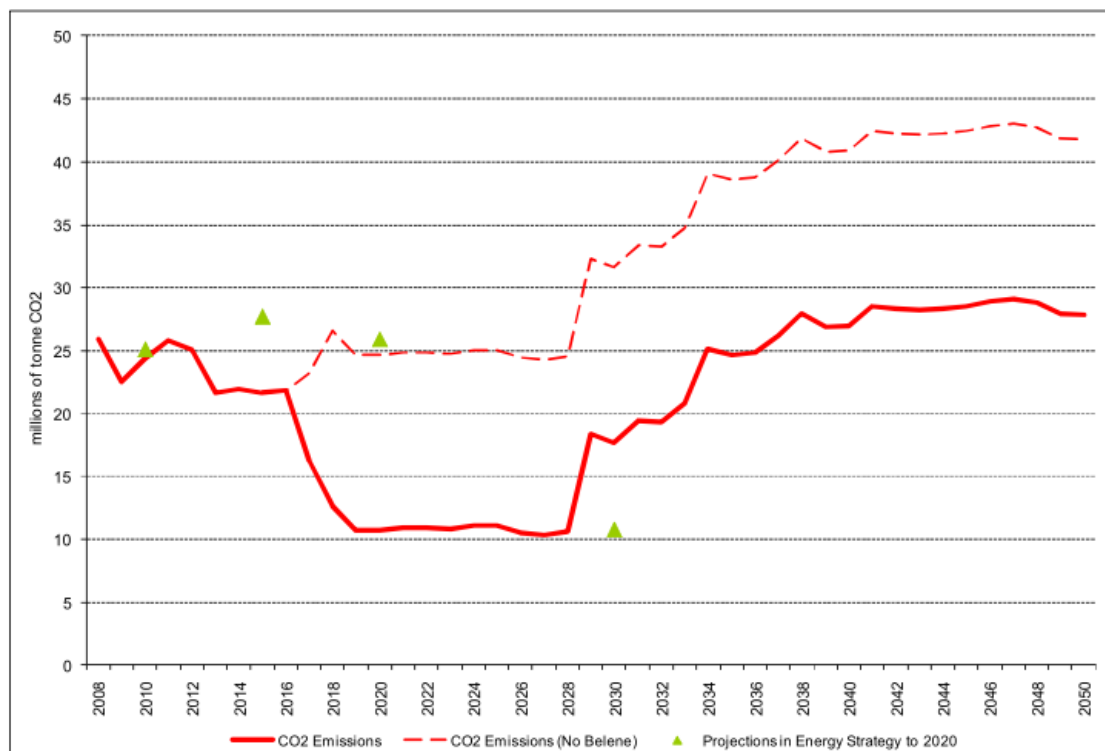
Липсата на УСВ технология означава, че фосилните горива с неотслабваща сила, в частност лигнитни въглища, имат по-голям дял в производствения микс отколкото в случая с „текущите политики”, както е илюстрирано във Фигура 10.43. В резултат на това, емисиите от CO₂ са значително по-високи в този сценарий, както е показано на Фигура 10.44.

Фигура 10.43
Производство срещу Търсене на електроенергия (ГВтч)



Източник: NERA Analysis

Фигура 10.44
CO2 Емисии от енергийния сектор



Емисии CO2

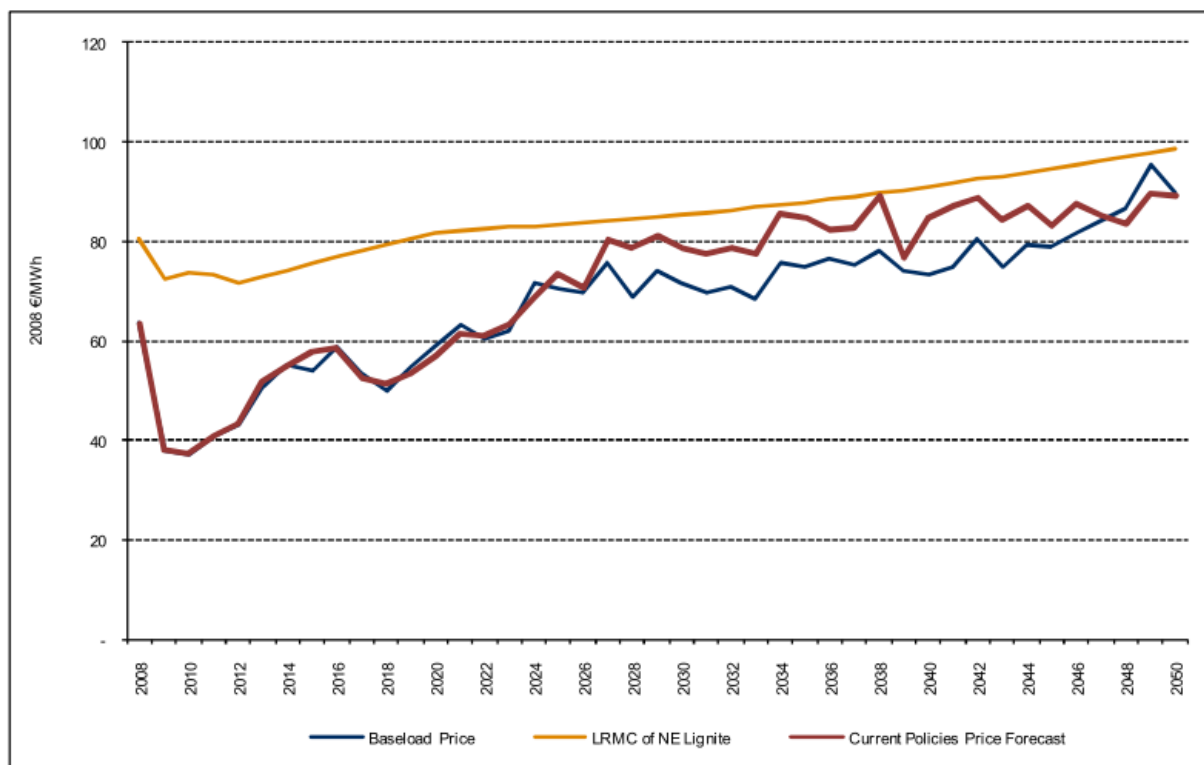
-- Емисии CO2 (без Белене)

▲ Проекции в Енергийна стратегия към 2020 г.

Източник: NERA Analysis, и Енергийна стратегия на България за 2020

Както показва Фигура 10.45, цените на базовия товар в България са подобни на сценария с „текущите политики” в този близък срок, въпреки че са до известна степен по-ниски в периода от 2030. Смятаме, че това се получава поради неспособността на модела да разработи УСВ технология към края на моделиращия хоризонт и означава, че той развива повече лигнит с неотслабваща сила в близки срокове, създавайки по-голям марж на предлагане. Към самия край на моделиращия хоризонт, т.е. след 2045, цените са леко по-високи, тъй като не е налична УСВ технология, което става по-евтино до края на моделиращия хоризонт с цени на ресурсите по „текущи политики” отколкото лигнитните въглища.

Фигура 10.45
Цени на Базов Товар срещу ДПР на Нова лигнитна мощност
(Номинал €/МВч)



- Цена за базово натоварване
- ДПР на нови предприятия Лигнитни въглища
- Ценова прогноза при сценарий на текущи политики

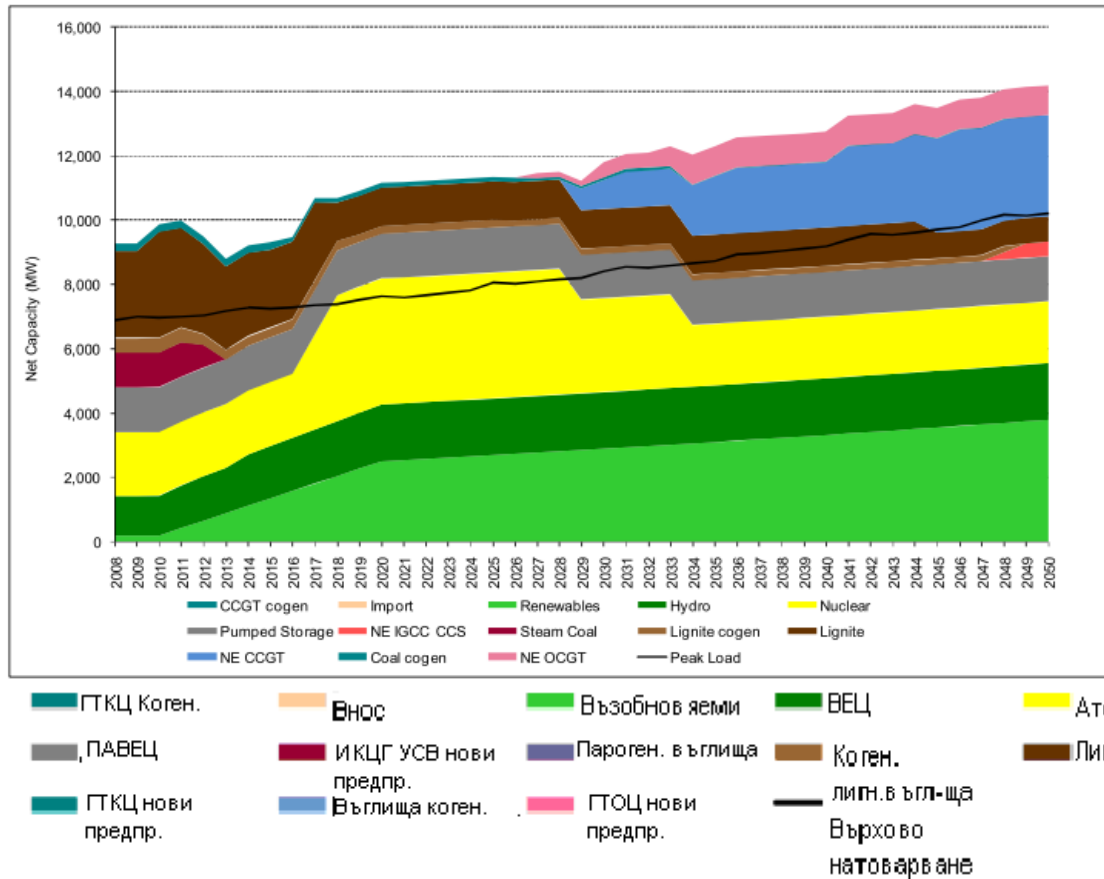
Източник: NERA Analysis

10.9.2. Нови производства базирани на лигнит и въглища с неотслабваща сила са неприложими

Както показва Фигура 10.46, без нови производствени мощности на въглища, или без никакви производствени мощности на лигнитни въглища, моделът избира главно да разработва нови ГТКЦ работещи на газ, с малко нови производствени мощности от ИКЦГ на въглища за парни котли и поява на УСВ към края на моделиращия хоризонт. Тези инвестиционни тенденции се отразяват на регионалния пазар както показва Фигура 10.47.

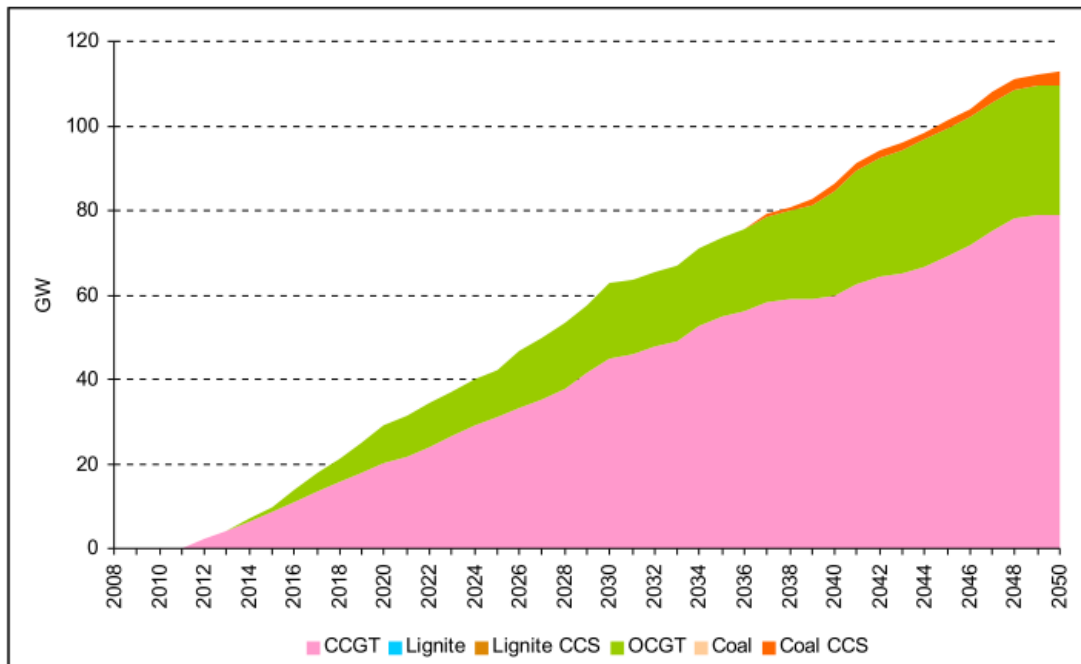
Фигура 10.46 също показва, че неспособността на модела да изгради нови лигнитни мощности прави икономично запазването на съществуващите лигнитни съоръжения в действие дотогава докато това е технически възможно, което допускаме, че е 60 години от влизането в действие на всеки обект.

Фигура 10.46
Инсталиран Капацитет срещу Пиков Товар



Източник: NERA Analysis

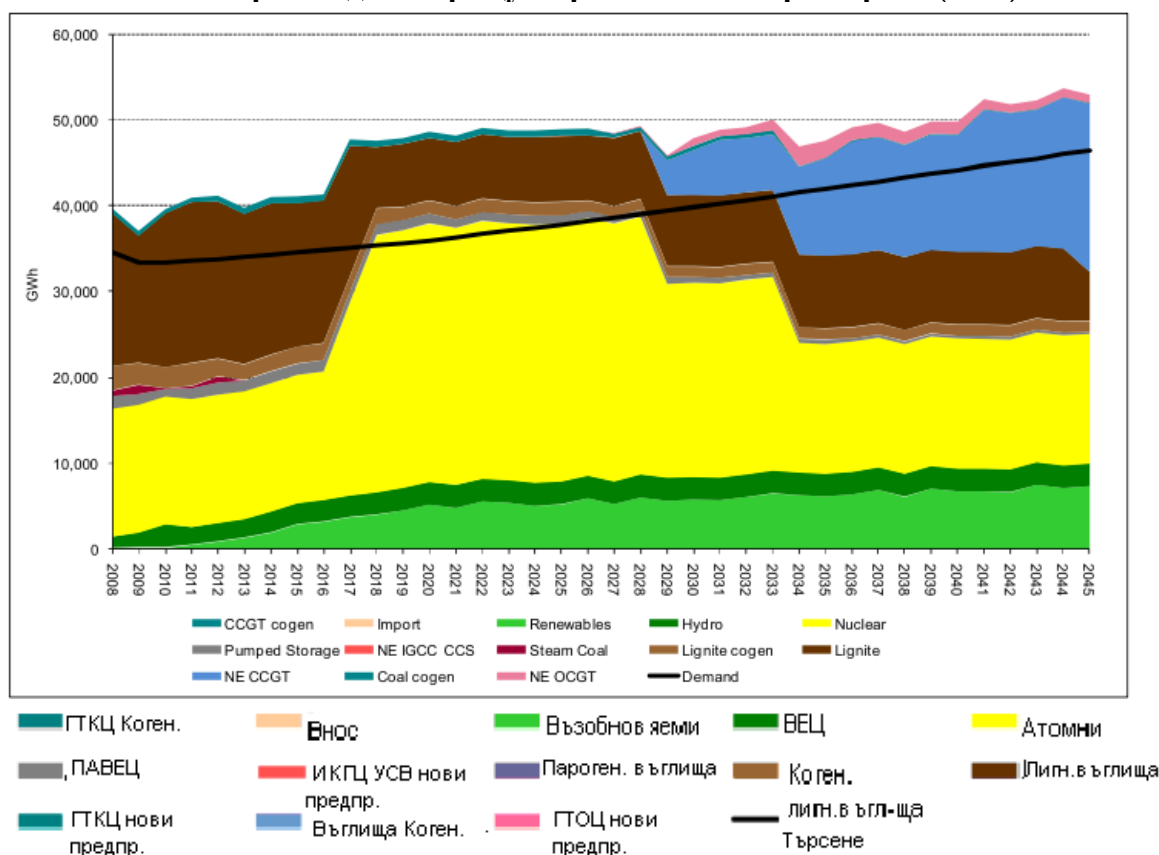
Фигура 10.47
Кумулативно Моделирана Инвестиция по
Технологии на Регионалния Пазар



■ ГТКЦ
 ■ Лигнитни въглища
 ■ УСВ Лигн. въглища
 ■ ГТОЦ
 ■ Въглища
 ■ УСВ кам.въглища

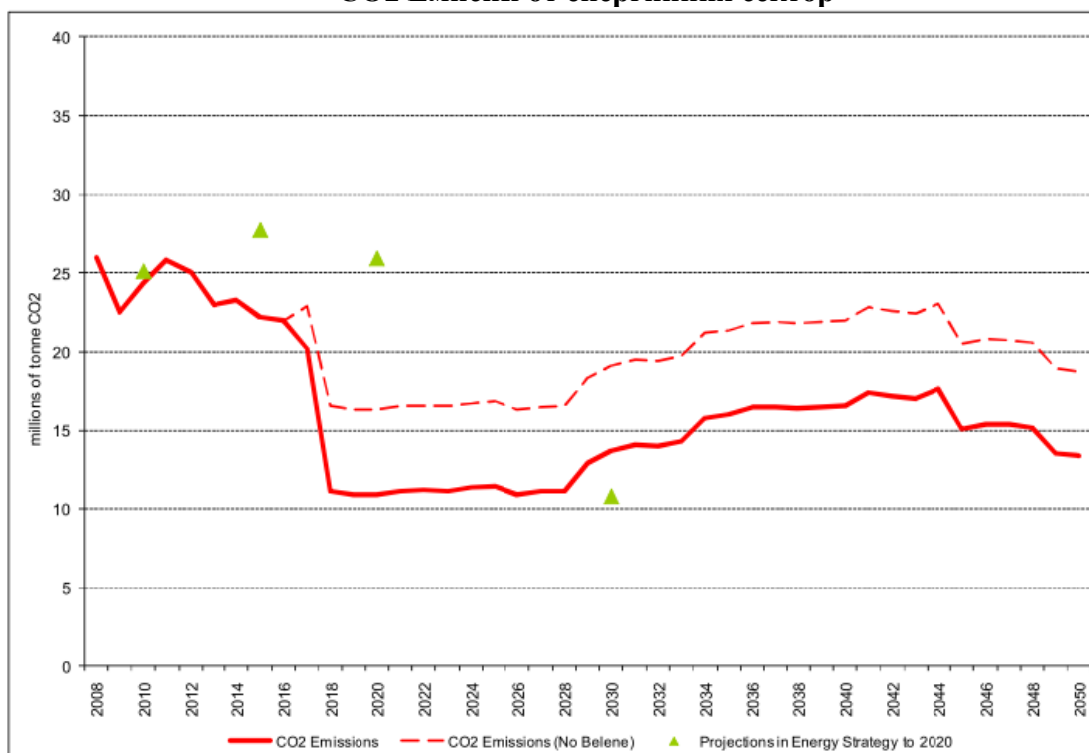
Фигура 10.48 показва, че при този сценарий съществуващата производствена мощност за лигнитни въглища отговаря за по-висок дял от производствения микс в близки срокове, тъй като те се закриват по-късно в този сценарий; производството на базата на газ също играе голяма роля на българския енергиен пазар, особено към края на моделирания хоризонт. Намаленото производство от технологии базирани на въглища намалява емисиите от CO₂ в сравнение със сценария на „текущите политики“ в близки срокове, но липсата на УСВ технология означава, че емисиите ще продължат да се покачват дори и към края на моделирания хоризонт, както показва Фигура 10.49.

Фигура 10.48
Производство срещу Търсене на Електроенергия (ГВтч)



Източник: NERA Analysis

Фигура 10.49
CO2 Емисии от енергийния сектор



— Емисии CO2

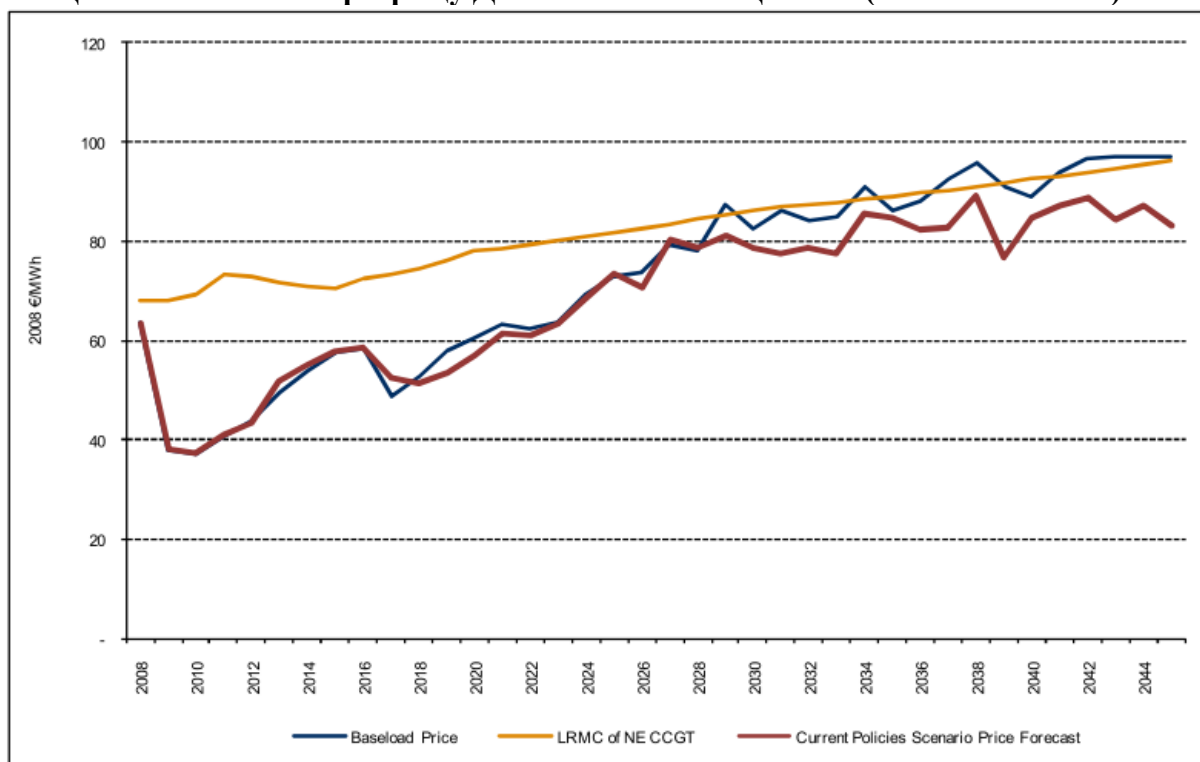
- - Емисии CO2 (без Белене)

▲ Проекции в Енергийна стратегия към 2020 г.

Източник: NERA Analysis, and Energy Strategy of Bulgaria for 2020

Фигура 10.50 показва, че при този сценарий цените се приближават до ДПР на нова ГТКЦ работеща на газ.

Фигура 10.50
Цени на Базов Товар срещу ДПР от Нови ГТКЦ на газ(Номинал €/МВч)



- Цена за базово натоварване
- ДПР на нови предприятия ГТЦК
- Ценова прогноза при сценарий на текущи политики

Източник: NERA Analysis

10.10. Извод

В тази глава определихме поредица сценарии разглеждащи дългосрочните перспективи за регионалния енергиен пазар на който Централата в Белене ще продава своята продукция. Тези сценарии изследват дългосрочните рискове относно разходите за гориво и CO₂ вследствие на несигурност в политиката, несигурност по отношение на условията на световните пазари на газа, както и сценарии свързани с наличността на въглища и УСВ технологии за производство към нови инвеститори на енергийния пазар в региона.

При всички сценарии описани в тази глава, дългосрочните разходи за базов товар се приближават до ниво близко до ДПР на нова технология, въпреки че най-ниските разходи за новопоявяваща се технология варират при различните сценарии. Следователно, в дългосрочен план, това моделиране демонстрира, че приходите привлечени от централата в Белене зависят до известна степен от разходите по изграждането и експлоатацията на алтернативните технологии за произвеждане на базовия товар, с които тя е в конкуренция. Поради това показваме допълнителен анализ на чувствителността във връзка с тези предположения в Приложение Б.

11. Извод

11.1. Институционална и Регулаторна Среда

В момента, българският енергиен пазар е в процес на преход от промишленост, в която доминира държавната собственост, централизираното планиране и регулиране към дерегулиран пазар, в който цените, производствените и инвестиционни решения се определят от частни инвеститори чрез процеси на конкуренция. Българският енергиен пазар, обаче, все още има да извърви път в този преход, тъй като по настоящем регулирането и държавната намеса все още преобладават на българския електроенергиен пазар на едро и дребно.

Нашият доклад представя прогнози за развитието на електроенергийния пазар за поредица от сценарии относно дългосрочните цени на суровините и други основни пазарни елементи, за да илюстрира рисковете, на които е изложена АЕЦ Белене. Предвид времевия хоризонт, през който проекта Белене ще се развива, ние сме допуснали в проекциите си, че българският електроенергиен пазар ще завърши прехода си към парадигмата на конкурентен пазар до времето на заработване на електроцентралата.

Затова нашите проекции допускат, че цените могат да се развиват, така както биха се развивали в един конкурентен пазар и че правителството и регулаторния орган няма да се намесват като повлияват директно пазарните цени или като определят или ограничават решенията относно инвестиране в електропроизводството. Например, нашето предположение, че инвестирането в нов електроенергиен производител ще се изплати от пазара може да не се окаже вярно, ако правителството се намеси със субсидиране на инвестиции в нов електроенергиен производител, като се разпорежи, например, компаниите, които са държавна собственост, като НЕК, да сключат дългосрочни Споразумения за Закупуване на Електроенергия. Подобни политики могат да доведат до прекомерно снабдяване в сравнение с нашите прогнози и да бъдат причина цените да останат под нивата, допуснати от нашите модели.

Прогнозата за конкурентен, дерегулиран електроенергиен пазар може също да бъде осуетена, ако поради политическо желание да се минимализират цените на електроенергията, които трябва да платят крайните потребители, правителствата в региона се намесят, за да предотвратят „резки скокове“ в цените във време на относителен недостиг, т.е. когато търсенето надвишава или е близо до наличния производствен капацитет. Последни примери за това как България ограничава износа в такова време илюстрира, че този риск към момента остава обективен.

11.2. Прогнози за пазарна цена

Приемайки за дадено предположението за конкурентен, дерегулиран електроенергиен пазар, нашият модел илюстрира редица рискове за проекта Белене, свързани с цените на суровините и основните елементи на електроенергийния пазар, както е показано на Фигура 11.1. Фигура 11.2. показва същата информация, но с моделирани цени, представени като средни стойности за 5-годишен период.²²⁷

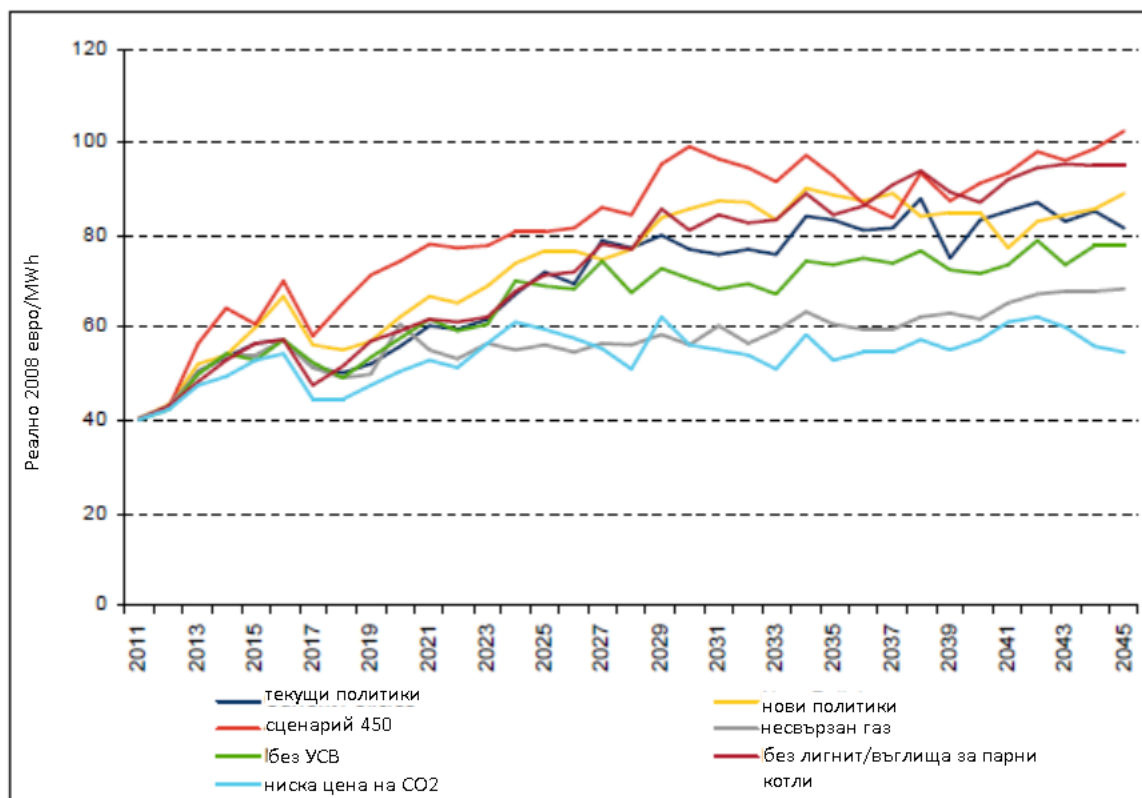
При благоприятно развитие, най-високите цени се получават от сценарий 450, при който правителствата по света предприемат много сериозни нови мерки за намаляването на емисиите на CO₂. При неблагоприятно развитие, най-ниските цени възникват от сценариите за ниски цени на CO₂ и несвързан газ и би имало допълнителни рискове от загуба за проекта Белене от

Бележка: Изчислението за 5-годишни средни стойности се въвежда постепенно през първите 5 години на моделиращия хоризонт. Следователно, наблюденията през 2011 са само моделираната цена за 2011, наблюденията за 2012 са средната стойност от цените за 2011 и 2012 и т.н..

Поверително

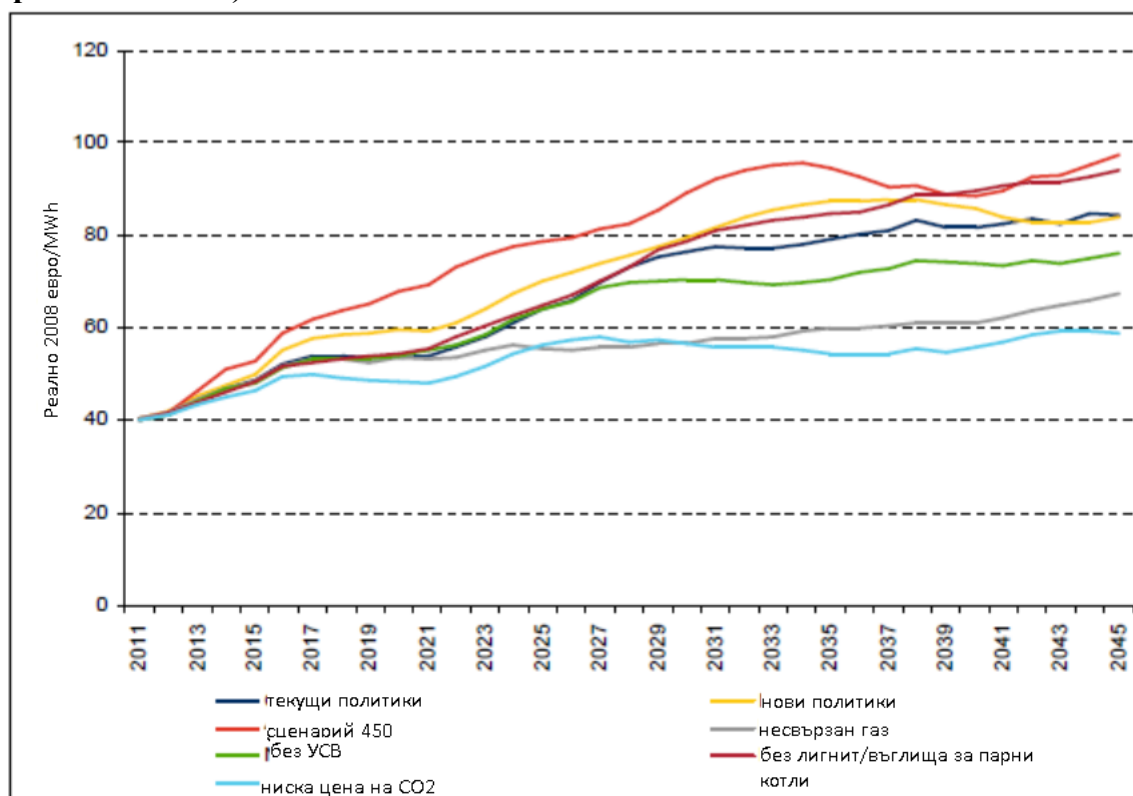
сценарий, в който цените на несвързания газ се комбинират с ниски цени на CO₂. Съществува несигурност по отношение на дългосрочните разходи по изграждането и експлоатацията на съоръжение за производство на електроенергия и тя би увеличила обсега на несигурност, илюстриран във фигурата. (Виж Приложение Б, където е обсъден този допълнителен източник на риск.)

Фигура 11.1: Прогнози за цена на базов товар в различните сценарии (2008 €/MWh)



Фигура 11.2

Прогнози за цена на базов товар за различни сценарии (2008 €/MWh – 5-годишна средна стойност)



Макар нашите прогнози да илюстрират рисковете, на които ще бъде изложена АЕЦ Белене, нашият анализ към момента не дава оценка на това дали електроцентралата ще има достатъчна възвръщаемост, за да компенсира инвеститорите за рисковете, съизмерни с проекта. За такава оценка е необходим подробен финансов модел, който да сравнява паричните потоци, спечелени от актива според сценариите, показани по-горе с прогнози за разходи по проекта.

Дори такова сравнение на приходите и разходите да показва, че АЕЦ Белене би спечелила достатъчно, за да покрие очакваните си разходи, включително възвръщаемост на капитала, реалните разходи за развитието на нови електроцентрали може значително да се различават от прогнозираните разходи, направени по време на плановете фази на проекта. Този риск е показан, например, от обявените преразходи при проектите Окийото 3 и Фламанвил АЕЦ, които по настоящем се разработват. Освен това, електроцентралата може да е изложена на значителен експлоатационен риск, отразяващ се на производството ѝ, което влияе върху приходите ѝ, както и влиянието ѝ върху околната среда, от което за собствениците на електроцентралата могат да възникнат потенциални задължения.

Също така, в нашия анализ допускаме, че мащабното развитие на нова атомна електроцентрала в региона няма да се случи в достатъчно големи размери, за да повлияе пазарните цени, на базата на това, че развитието на нова атомна електроцентрала изисква значителна политическа подкрепа и затова не може свободно да се развива от участници на пазара. Но ако това предположение не се окаже вярно и атомният капацитет е по-малко ограничен отколкото сме допуснали, съществува риск дългосрочните цени на електроенергията в региона да се определят от ДПР (Дългосрочните Пределни Разходи) за построяването и експлоатацията на нови атомни електроцентрали. В този случай, въпреки че приходите и разходите може да варират от година на година, наличната възвръщаемост за развиващите нови атомни

Поверително

електроцентрали ще бъде ограничена средно от самата капиталова стойност на една нова атомна електроцентрала.

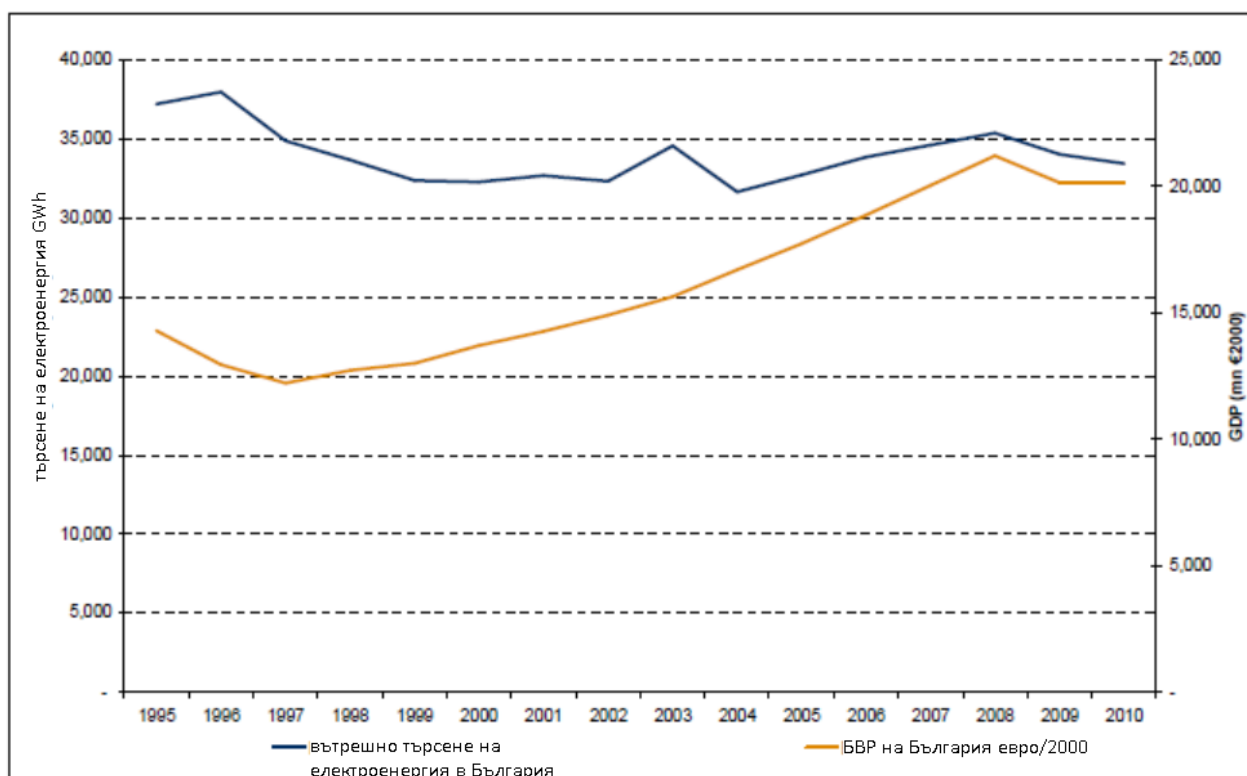
В заключение, нашият анализ на алтернативни източници на базов товар се ограничава до редица технологии, които по настоящем или се предлагат на пазара или широко се обсъждат за развитие като електроенергийни генератори, които да се предлагат на пазара (например УСВ). Възможно е с времето, особено предвид дългосрочността на проекта АЕЦ Белене, да се появят нови технологии, които да могат да произвеждат електричество в търговски мащаби на по-ниски цени от сегашните атомни генератори или другите технологии, разгледани в този доклад. Това би представлявало риск от по-неблагоприятно развитие за инвеститори в Белене.

Приложение А. Анализ на търсенето

А.1. Исторически тенденции

Фигура А.1 илюстрира БВП (брутен вътрешен продукт) и брутното потребление на електроенергия в България от 1995 година. Тя показва, че търсенето на електроенергия е нараснало по-бавно от БВП. С други думи, „електроенергийната интензивност“ на БВП е спаднала. От 2000 година, електроенергийната интензивност на България, измервана като ГВч електроенергия за единица БВП (на цени в евро от 2000г.) е спаднала с повече от 40%. България, обаче, все още остава икономиката с най-висока електроенергийна интензивност в ЕС, с потребление 6-7 пъти повече количество електроенергия за евро от БВП от 15-те страни от ЕС, например. Следователно остава значителен потенциал за мерки, свързани с енергийната ефективност и вероятно някаква степен на деиндустриализация, които да компенсират нарастването в търсенето на електроенергия, очакващо се през следващите години в резултат на нарастването на БВП. Например, документът „Енергийна стратегия на Република България до 2020 година“ прогнозира, че общата електроенергийна интензивност в България ще спадне с 50% до 2020 година.²²⁸

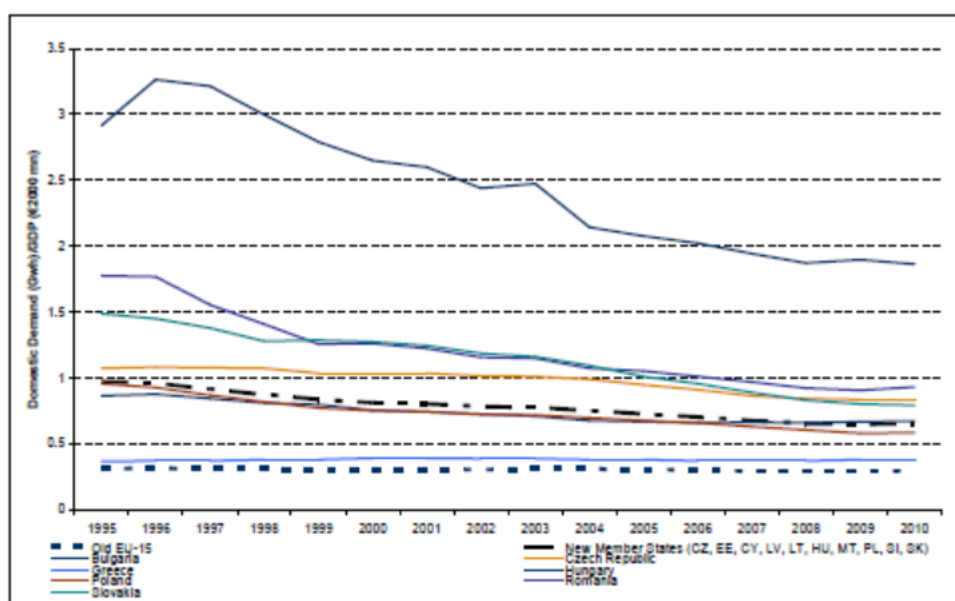
Фигура А.1
Електроенергийно потребление на България и БВП



Източник: Евростат и български НСИ. Данните за 2010 са базирани на осъщественото развитие към първото тримесечие на 2010.

Фигура А.2 показва електроенергийната интензивност на БВП, измерена в единици електроенергийно потребление (ГВтч) за единица БВП (измерен в евро за 2000) за определен брой страни от Централна и Източна Европа, включително и България. Средната интензивност за 15-те страни от ЕС също е включена в графиката. Тя показва, че разликата между страните от Източна Европа и 15-те страни от ЕС е с тенденция за намаляване. Тя също показва, че темпото, с което електроенергийната интензивност на страните от Източна Европа е намаляла с времето, се е забавило, заедно с тяхното приближаване до електроенергийната интензивност на 15-те страни от ЕС.

**Фигура А.2 Енергийна интензивност
от 1995**



Източник: NERA Келкюлейшън с използвани данни от Евростат

Този анализ прави два извода за нарастването на електроенергийното търсене в България:

- *Намаляващи различия в електроенергийната интензивност: в България потреблението на електроенергия за единица БВП е най-високо от всички страни от ЕС. Следователно, разликата между електроенергийната й интензивност на БВП и тази на 15-те страни от ЕС вероятно ще намалее с времето, поради заменянето например на активи от времето на бившия Съветски Съюз с по-модерни технологии; и*
- *Общо намаляване на потенциалната енергийна и електроенергийна интензивност. През последното десетилетие, има тенденция енергийната интензивност в 15-те страни от ЕС да намалява бавно – тенденция, която вероятно ще продължи и в бъдеще, особено след като правителствата на ЕС се стремят да постигнат целите си за 2020 за подобряване на енергийната ефективност.*

Нашият анализ улавя тези две тенденции, като разделя намаляването на електроенергийната интензивност на БВП на компонент „различие“ и „системна тенденция“ на намаляваща електроенергийна интензивност на БВП, постигната от 15-те страни на ЕС.

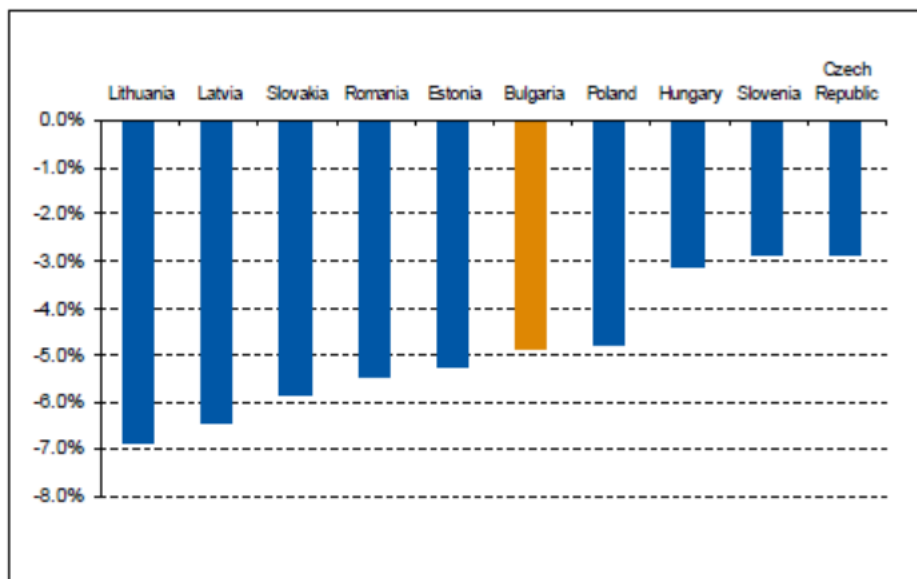
А.2. Приближаване на България до 15-те страни от ЕС

От 2000 година насам, голям брой страни от Източна Европа видяха как разликата в интензивността, дефинирана като разликата между тяхната електроенергийна интензивност на БВП и тази на 15 страни от ЕС намалява значително.

Средно, тази разлика е намаляла с 3% до 7% на година. За България, цифрата е 4.9% на година, така че разликата през 2010 беше около 40% по-малка през 2010 отколкото през 2000.²²⁹

Фигура А.3

Темпо, с което „Разликата“ спрямо средната интензивност на 15-те страни от ЕС намалява



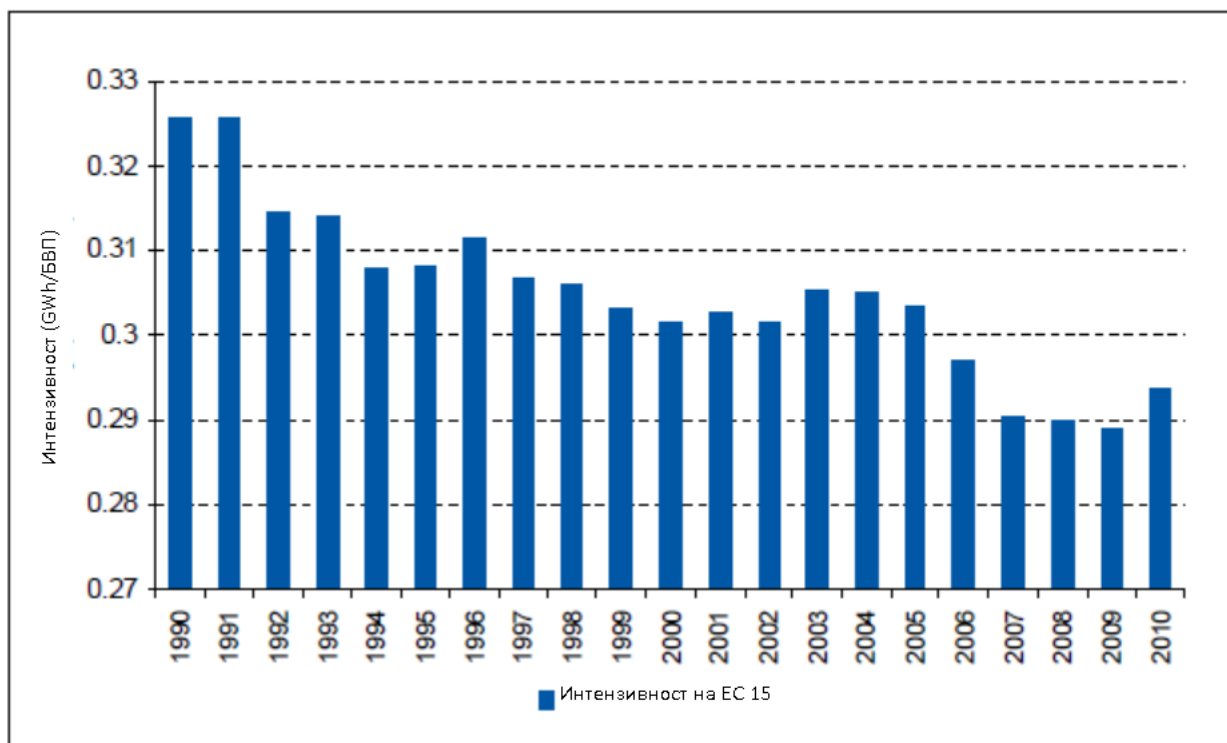
Източник: NEPA Келюлейшънс; използвани данни от Евростат за периода 2000-2010. Разликата се изчислява като 5-годишна средна стойност, за да намали краткосрочния ефект върху икономическия цикъл

За 15-те страни от ЕС, електроенергийната интензивност на БВП е намалявала с постоянно темпо, както е показано на Фигура А.4. От 1990, електроенергийната интензивност на БВП е намалявала средно с 0.5% на година, което ние допускаме, че ще продължи и в бъдеще.

Фигура А.4

Електроенергийна интензивност на 15-те страни от ЕС

²²⁹ Регресионният анализ дава подобна оценка на темп на сближаване NERA Economic Consulting



Източник: NEPA келюлегиънс с използвани данни от Евростат

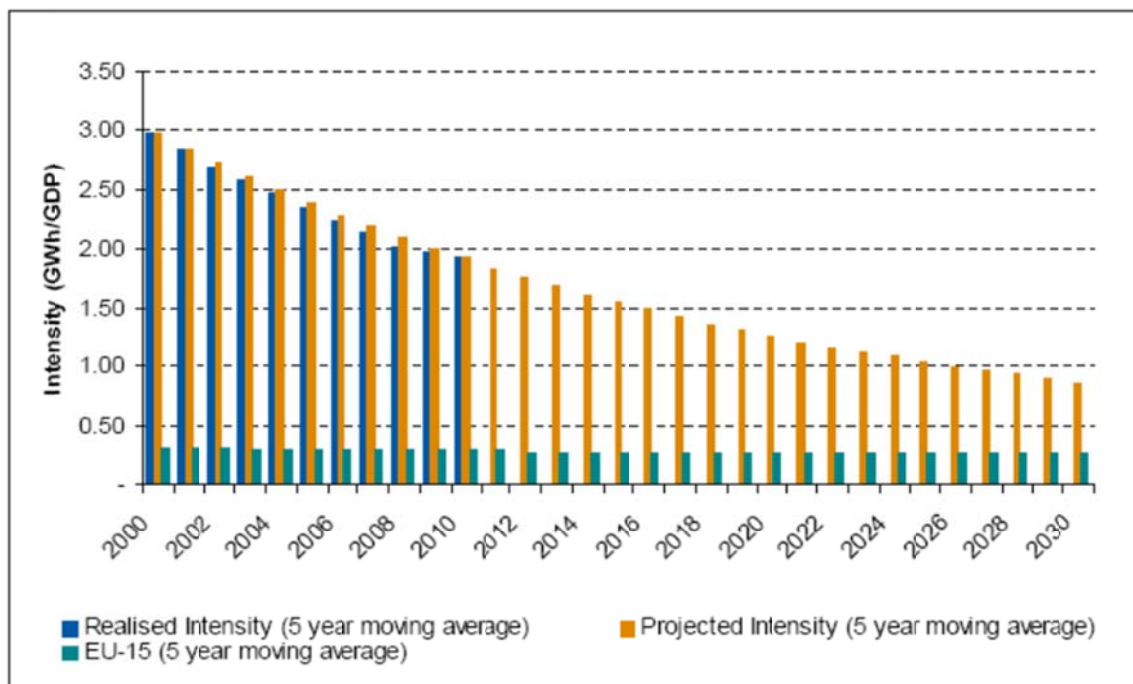
А.3. Прогнози за търсене

Както е описано по-горе, подобренията в ефикасността на потребление на електроенергия в България и намаляването на преносни загуби и т.н. означава, че увеличаването на електроенергийното потребление е било ограничено, въпреки бързото нарастване на БВП. На базата на тенденции, наблюдавани в икономически по-развити страни в ЕС, очакваме електроенергийната интензивност на България да продължи да намалява, макар и с по-бавни темпове отколкото през предходните десет години. Затова допускаме, че електроенергийната интензивност на българския БВП ще намалее, както е показано чрез съотношението на Фигура А.5.

Фигура А.6 съдържа прогнози относно БВП за България за следващите 10 години. Те сочат очаквано темпо на разтеж от около 4% на година. Тези дългосрочни прогнози за БВП, съчетани с намаляването на електроенергийната интензивност на БВП, показано на Фигура А.5 предполагат прогнозиран разтеж на търсене през следващите 10 години от 1-2% годишно.²³⁰ Следователно, на базата на предположението, че електроенергийната интензивност на България ще продължи да клони към западноевропейски нива, цялостното търсене на електроенергия вероятно ще продължи да се увеличава със значително по-бавни темпове от БВП. Нашият анализ затова посочва, че прогнозите за разтеж, направени от Европейската мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия (ЕМОПСЕ) (виж Таблица 5.3 в Раздел 5.1 по-горе) представляват разумна база за нашия пазарен модел.

Фигура А.5 Очаквана интензивност на електроенергията (5-годишна средна стойност)

Имайте предвид, че това са дългосрочни прогнози за българската икономика до 2030 година. Те не улавят промени, предизвикани от икономически колебания в близък план и потреблението не се очаква да следва модела на прогнозираната интензивност за дадената година – това проследяване показва просто „пътека на разтеж“ в дългосрочен план.



Източник: NERA Estimates

Фигура А.6
Прогнози на МВФ за разтеж на реалния БВП за България (%)

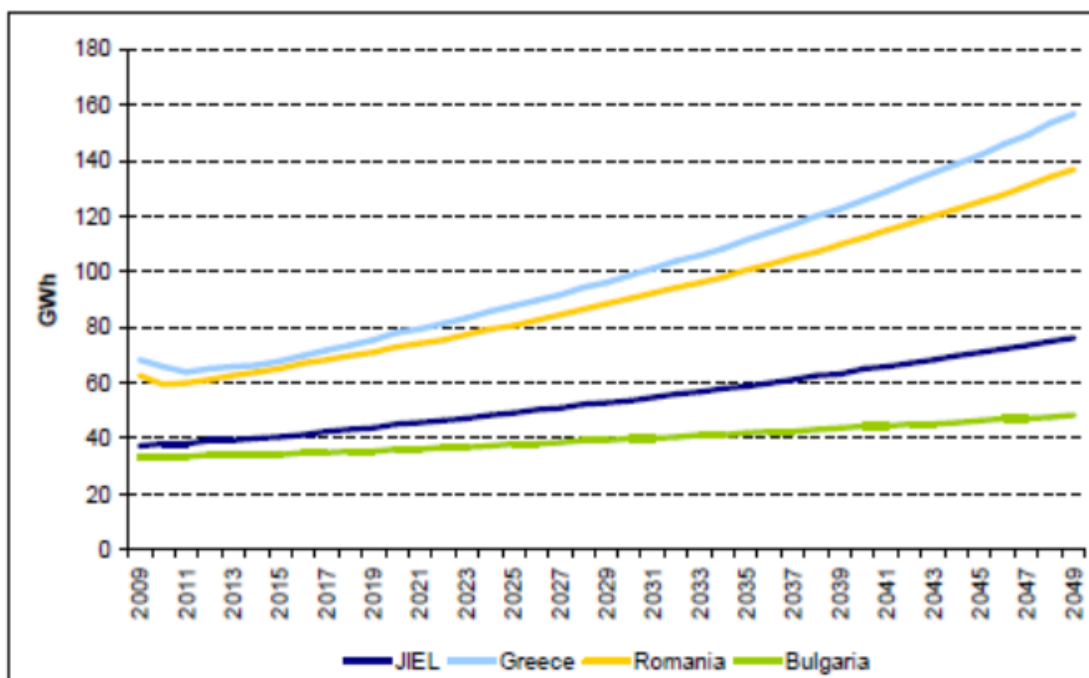


Източник: NERA Estimates

А.4. Прогнозирано търсене на по-широкия регионален пазар

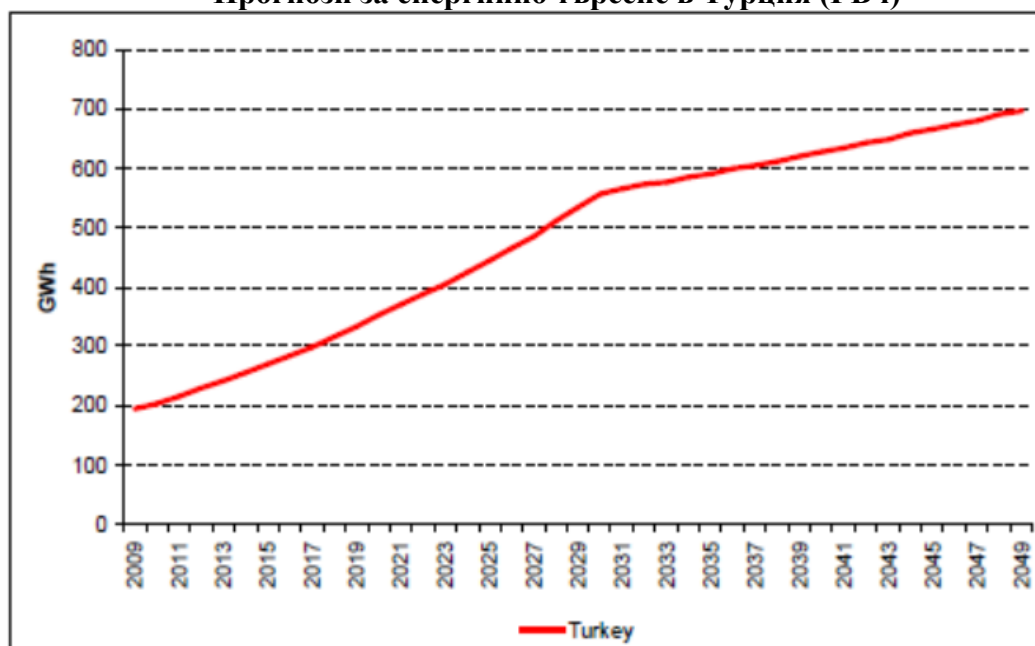
Ние прилагаме същите методи, описани по-горе за прогнозиране на търсенето и на други пазари в региона освен България. Резултатите са показани на Фигура А.7 и Фигура А.8, които показват нарастване на енергийното търсене за ЛЕЛ, Гърция, Румъния, България и Турция.

Фигура А.7
Прогнози за енергийно търсене според пазара (ГВтч)



Източник: NERA Estimates

Фигура А.8
Прогнози за енергийно търсене в Турция (ГВтч)



Източник: NERA Estimates

Приложение Б. Анализ на ДПР на Производството

Б.1. Разходи за нова електроцентрала

Както е отбелязано в основния доклад, ДПР на нововъведен производствен капацитет повлиява дългосрочните цени на електроенергията, тъй като пазарните цени трябва да се вдигнат достатъчно, за да изплатят новата инвестиция.

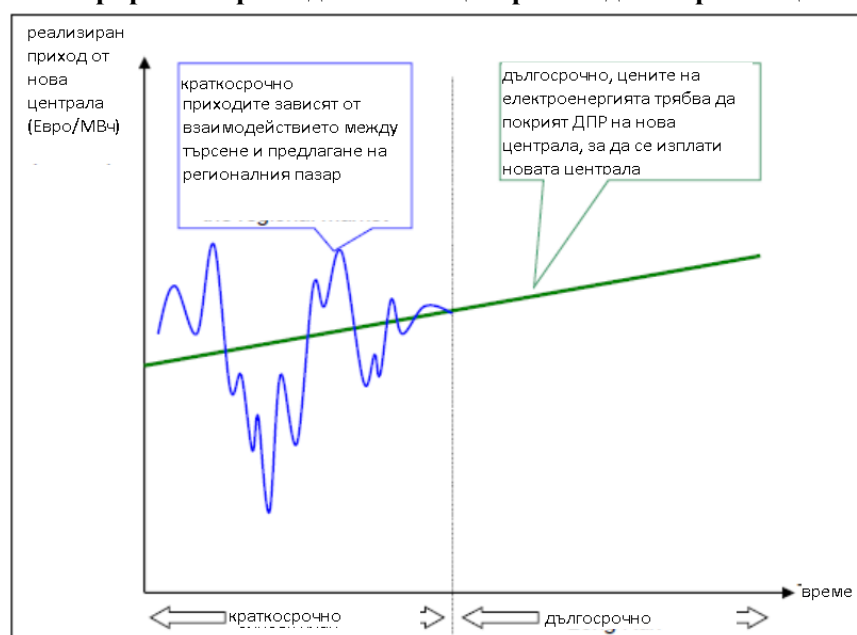
В краткосрочен план, пазарните цени значително се отклоняват от разходите по една нова централа поради взаимното влияние на търсенето и предлагането. В дългосрочен план, обаче, профилът на инсталиран производствен капацитет се развива посредством затваряне на предприятия и/или изграждането на нови генератори.

Ако погледнем достатъчно далеч в бъдещето, както показва нашият модел за случая с България, трябва да се построи нов капацитет, за да удовлетвори нарастващото търсене и да замени стари електроцентрали, които се закриват. Този нов капацитет ще се построи само ако цените са достатъчно високи, за да могат новите електроцентрали да покрият разходите си. Следователно, минималният приход, който изисква един генератор преди да излезе на пазара е равен на разхода по един нов такъв, както илюстрира Фигура Б.1. Вярно е също, че цените и приходите за потенциални нови участници в пазара могат само да надвишават разходите по едно ново въведение, тъй като в противен случай нов капацитет няма да излезе на пазара. Следва, че в дългосрочен план, цената на електроенергията ще отразява цената на новата електроцентрала.

Както показва нашият модел за периода до 2050, цените, които ще се постигнат от АЕЦ Белене ще бъдат близки до ДПР на нова централа, дори ако краткосрочни фактори причинят отклоняване на цените от това ниво за относително кратки периоди от време.

Фигура Б.1

Илюстриране на разходи за нова централа и дългосрочни цени на електроенергия



Б.2. ДПР на технологии за производство на базов товар

Б.2.1. Изчисляване на ДПР на нова електроцентрала

ДПР на нова електроцентрала е цената за МВч производство, необходима на една електроцентрала, за да може да покрие всичките си разходи за времето, през което ще бъде в експлоатация. ДПР на дадена производствена технология се състои от сумата от:

- Ежегодни капиталови разходи, включващи амортизация на и възвръщаемост на инвестирания капитал;
- Постоянни и променливи разходи за експлоатация и поддръжка;
- Разходи за гориво и CO₂ за МВч производителност; и
- Такси за пренос на електроенергия и други пазарни такси.

Тъй като ДПР се определя на база МВч, изчислението изисква да направим предположение за цялото количество електроенергия, което електроцентралата ще произведе за една година, за да разпределим постоянните разходи (годишни конструктивни разходи плюс постоянни разходи за експлоатация и поддръжка) върху определен обем производство. Предвид фокуса на този доклад върху технологии за производство на базов товар, както е обяснено по-долу, ние изчисляваме ДПР, допускайки че електроцентралата работи на 90% коефициент на натоварване.²³¹

Б.2.2. Кандидат технологии

Новите атомни електроцентрали обикновено работят при висок коефициент на натоварване на базов товар и така се конкурират с други термогенераторни технологии, които предоставят базов товар. Посочили сме редица алтернативни технологии, които могат да се конкурират за АЕЦ Белене в България в предоставянето на капацитет за производство на базов товар:

- Газови Турбини с Комбиниран Цикъл (ГТКЦ) са доказана технология, въведена на много места по света. Типично най-икономично за ГТКЦ е да използват природен газ за гориво;
- Въглищни електроцентрали с Пулверизирано Гориво (ПГ) Напредничав Свърх Критичен (НСК) също са доказани технологии, които могат да използват въглища за парни котли или лигнитни въглища за гориво; и
- Електроцентрали с Интегриран Комбиниран Цикъл на Газификация (ИКЦГ) използват развиваща се технология, която произвежда електроенергия от процес на комбиниран цикъл, използвайки газ, произведен от въглища като гориво.

Избрали сме тези технологии защото са преобладаващи сред развиваните нови технологии в Европа, което частично се потвърждава от наличието на оценки на разходи от редица източници. Изключили сме други технологии от нашия анализ защото са все още експериментални или недоказани или защото не са подходящи за използване за базов товар поради непостоянното си естество (например соларните и вятърни обновяеми енергийни източници).

Предвид настоящото политическо насърчаване на технологии с производство на ниско количество въглерод в Европа, анализирахме разходите за трите технологии със и без Технология на Улавяне и Съхранение на Въглерод (ТУСВ).²³² Например, последната Енергийна Стратегия на българското

Обърнете внимание, че прогнозите, направени от нашия модел не допускат никакъв коефициент на натоварване; коефициентът на натоварване е производителност, която ендогенно се избира от модела. Ние използваме предположението за 90% коефициент на натоварване, само за да конструираме диаграмите за ДПР, показани в това приложение, които илюстрират чувствителността на дългосрочните цени на електроенергията към промени в разходите за построяване, експлоатация и поддръжка на електроцентрала.

Тъй като ИКЦГ все още е развиваща се технология, разглеждаме единствено ИКЦГ снабдена с УСВ на базата на това, че тези технологии може да станат „доказани“ в подобни времеви рамки.

правителство изрази подкрепа за производство от местни въглищни ресурси, оборудвано с УСВ и посочи, че правителството би подкрепило УСВ чрез механизми, възприети на нивото на ЕС.

Б.2.3. Източници на данни за разходи за построяване и експлоатация на генератор

Няма достатъчно налична надеждна информация в публичното пространство относно разходите по развитието и експлоатацията на нов капацитет, а от проучванията, които са обществено достъпни, някои не казват изрично дали покриват всички елементи от разходите или само част от тях (например, само елемента на проектиране, поръчване и построяване). Още повече, оценките много се различават, дори когато е ясно, че покриват едни и същи елементи, отчасти поради променливостта на цените на суровините и икономическите условия през последните 3-5 години, които са се отразили на цените на производственото оборудване. Разходи, специфични за дадено място поради планови ограничения или състояние на инфраструктурното развитие допълнително усложняват картината.

Въпреки широкия спектър от публикувани оценки на разходи, ние открихме три актуални и надеждни източника, които сме използвали, за да изчислим разходите за нововъвеждане на производствените технологии, споменати по-горе:

- **Мот Макдоналд: Както е описано в Раздел 10.3.7, един доклад на Мот Макдоналд за 2010** за правителството на Великобритания²³³ предоставя ниски, средни и високи оценки на разходи за основни технологии, като разграничава „първо от рода си“ предприятие и „поредно от рода си“ предприятие²³⁴. Оценките на Мот Макдоналд покриват пълен набор от постоянни и променливи разходи, включително разходи за построяване и инфраструктура, разходи за лицензи, постоянни и променливи разходи за експлоатация и поддръжка, застрахователни разходи и разходи за електрическа мрежа.
- **Международна Агенция по Енергетика: МАЕ публикува предположенията си за производствени разходи, които са в основата на нейния доклад за СЕП 2010 (Световни Енергийни Перспективи).** МАЕ разграничава разходи за 2009, 2020 и 2035. МАЕ извършва оценки на разходите за два сценария: Сценарий „Нови Политики“ (СНП) и „сценарий 450“, които описахме в Раздел 10.3 по-горе.
- **Администрация за Енергийна Информация (АЕИ): АЕИ, част от Енергийния Департамент на САЩ публикува предположенията си, които са в основата на нейния доклад Годишен Енергиен Преглед 2011.** В случая с някои технологии за производство, например Газови турбини с комбиниран цикъл (ГТКЦ), АЕИ различава конвенционални и напреднали типове.

Макар тези проучвания да се фокусират върху други пазари, различни от България, най-вече великобританския (Мот Макдоналд), европейския (МАЕ) или американския (АЕИ) пазар, на практика разходите по една електроцентраля до голяма степен се определят от международните пазари и затова се отнасят и за България.

Представяме в Приложение В резултатите от нашето проучване на разходи за производство, докладвани от тези източници за редица потенциални технологии за производство на базов товар. Както описваме по-подробно в приложението, ние базираме основните си предположения за

Мот Макдоналд, "Актуализация на разходите за електропроизводство за Великобритания", Юни 2010. Виж: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/projections/71-uk-electricity-generation-costs-update-.pdf>.

Ние се съсредоточаваме върху оценките на „поредно от рода си“ предприятие поради това, че едно единствено предприятие „първо от рода си“, построено в Европа няма да повлияе съществено на цените на електроенергията и в дългосрочен план цените ще се определят от предприятия от типа „поредно от рода си“. Освен това, нашият модел предполага, че докато се построи нов тип предприятие в България, технологията може вече значително да се е развила.

разходи за построяване и експлоатация на данни от Мот Макдоналд и прилагаме темповете на промяна в разходите за построяване и експлоатация, прогнозиран от МАЕ.

Оценките на разходи, обаче, докладвани в тези източници не са предвидени като прогнози за разходи до 2080 и покриват подробно само периода до 2035. От там нататък, допускаме, че реалните разходи за построяване и експлоатация остават непроменени. Все пак краткият хоризонт на данните означава, че няма да отразяваме несигурността в дългосрочните пределни разходи (ДПР) на нов капацитет за производство на базов товар за такъв дълъг времеви хоризонт.

Например, разходите за построяване ще зависят от дългосрочните тенденции на цените на стоманата и другите суровини. Освен това, нашият анализ не може да улови риска от това, че нови технологии, които все още не са прогнозираны в проучвания на Мот Макдоналд, МАЕ или АЕИ, може да се появят с времето и да предоставят по-евтини източници на производство на базов товар от технологиите, разгледани в този доклад.

Б.3. Сценарий „Чувствителност на ДПР“

Б.3.1. Нашият подход

За всеки модел сценарий, разгледан в Глава 10 сме изчислили редица оценени ДПР за технологията за производство на базов товар, която според нашият модел предоставя пределния източник на нов базов товар на българския пазар. Например, в сценарий „450“, ние изчисляваме редица ДПР за ИКЦГ с УСВ, използващи въглища за парни котли като гориво. Главните ни изчисления на ДПР, показани по-долу допускат следното:

- Средната оценка за разходи за построяване и експлоатация от доклада на Мот Макдоналд за 2010 до правителството на Великобритания; и
- Реален WACC (претеглен среден разход на капитала) от 8% преди данъчно облагане.

За да илюстрираме степента на несигурност около нашите прогнози за ДПР, ние сме изчислили и високи и ниски ДПР, както следва:

- Допускаме високи и ниски разходи за построяване и експлоатация на базата на сценариите в доклада на Мот Макдоналд; и
- допълваме плюс/минус 1% за нашата главна оценка на WACC.

В.3.2. Случай „Текущи политики“

В сценария „Текущи политики“, нашият модел, описан в предишната глава сочи, че малко преди края на моделиращия хоризонт пределният източник на ново предлагане на базов товар на българския пазар е лигнитна електроцентраля. Отгук, фигура Б.2 показва нашата централна прогноза за ДПР на тази технология като непрекъсната линия, която достига около €96/MWh (на цени от 2010) през 2080. Тъмноквафявата част около централната прогноза за ДПР показва диапазона на ДПР, свързан с високите и ниски разходи за построяване и експлоатация, базирано на данни от Мот Макдоналд. По-светлоквафявата област извън този диапазон отразява допълнителни вариации в изчислените ДПР в резултат на добавянето на 1% към или изваждане на 1% от WACC.

Така ние изчислихме общ диапазон от около €89/MWh до €106/MWh (на цени от 2010) до 2080 година.

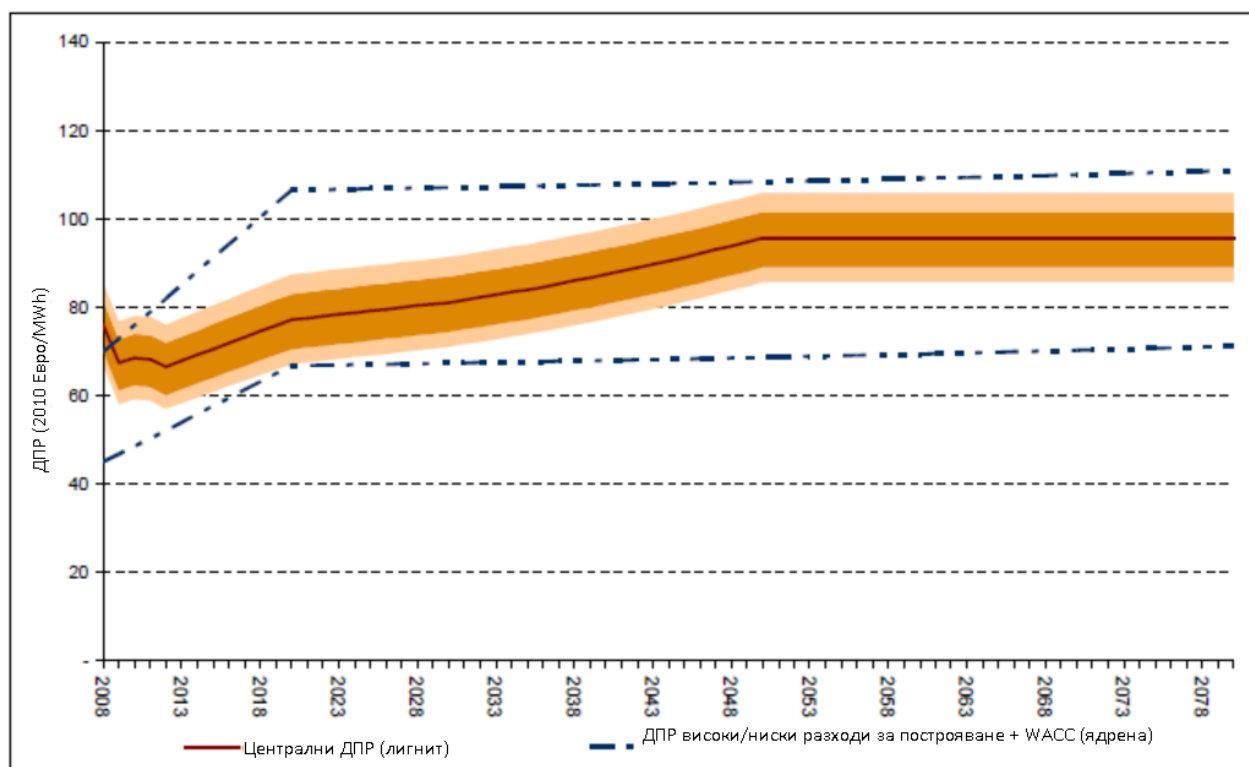
На фигура Б.2 показваме също ДПР на нова атомна електроцентраля, на базата на оценки на разходите за тази технология в доклада на Мот Макдоналд и нашите основни изчисления на цената

Поверително

на ядреното гориво (виж Приложение Д). Обсегът на изчислените ДПР за нова атомна централа е по-широк отколкото за новата лигнитна централа и те се увеличават значително в периода между 2008 и 2020, което отразява изчисленото от МАЕ увеличение на разходите по построяване и експлоатация на нови атомни електроцентрали във времето.

Това сравнение показва, че ДПР на една нова атомна електроцентрала може да са подобни на ДПР на най-евтината алтернативна технология за базов товар, което предполага, че в дългосрочен план, една нова атомна електроцентрала би била конкурентна на българския пазар. Диапазонът от ядрените цени е по-широк, обаче, което подчертава, че конкурентността на нова атомна електроцентрала може да зависи от специфичните разходи за развитието на даден проект.

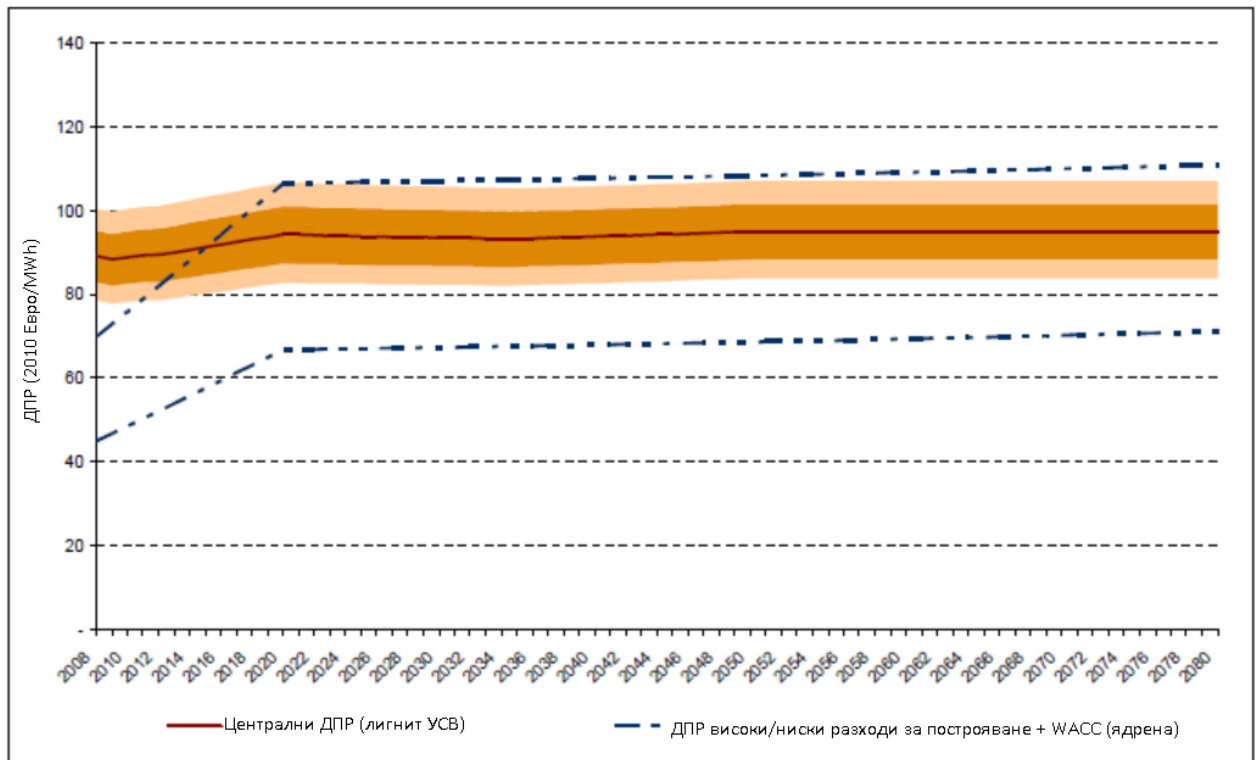
Фигура Б.2
ДПР на нова лигнитна централа, Цени на суровини по“Текущи Политики“



Източник: NERA Analysis

В случая с текущите политики, нашият модел показва също, че новите лигнитни централи с УСВ стават все по-конкурентни с времето и към края на моделиращия хоризонт са пределния източник на ново предлагане на базов товар. Оттук, фигура Б.3 показва диапазона на ДПР, изчислени в случая „нови политики“ за нови лигнитни електроцентрали с УСВ. Към края на моделиращия хоризонт, този диапазон от разходи е подобен на диапазона от разходи, изчислени за новата лигнитна електроцентрала, показани на фигура Б.2. ДПР на лигнит с УСВ, обаче, се явяват високи, когато се сравняват с ДПР на лигнит с неотслабваща сила в близък план.

Фигура Б.3
ДПР на нова лигнитна централа + УСВ, Цени на суровини по „Текущи Политики“

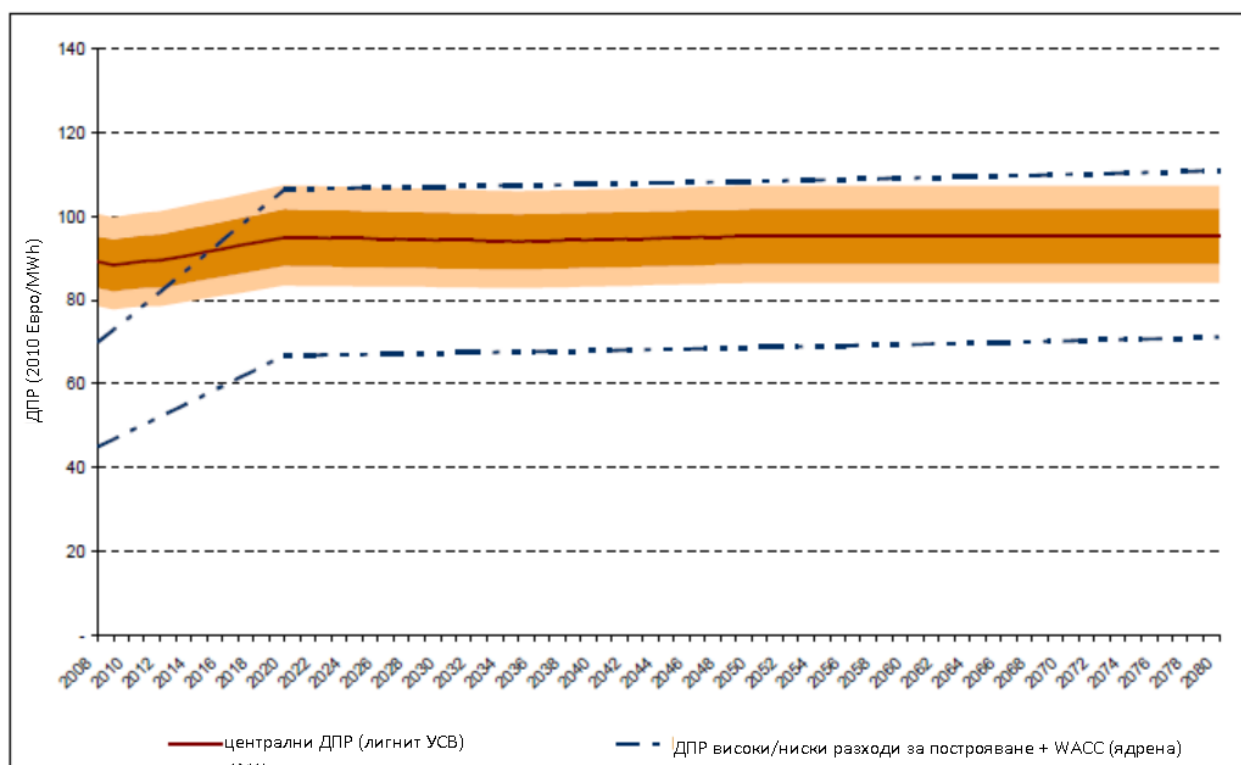


Източник: NERA Analysis

Б.3.3. Сценарий „Нови политики“

Сценарият „нови политики“ за цени на суровини се характеризира с по-високи цени на въглерода от сценария „текущи политики“, които, както показваме в глава 10 са достатъчно високи да направят лигнитното производство с УСВ най-евтината нова технология за базов товар. Това се случва, защото цената на CO₂ е достатъчно висока да компенсира намаляването на ефикасността, предизвикана от употребата на оборудване за улавяне на въглерода и допълнителните постоянни разходи по развитието и експлоатацията на централи, оборудвани с технология за УСВ. Оттук, във фигура Б.4, показваме диапазона на ДПР изчисленията за тази технология. В този сценарий, централната оценка на ДПР по прогноза ще достигне €94/MWh (на цени от 2010) през 2080 с диапазон между €84/MWh и €107/MWh (на цени от 2010).

Фигура Б.4
ДПР на нова лигнитна централа + УСВ, Цени на суровини по „Нови Политики“



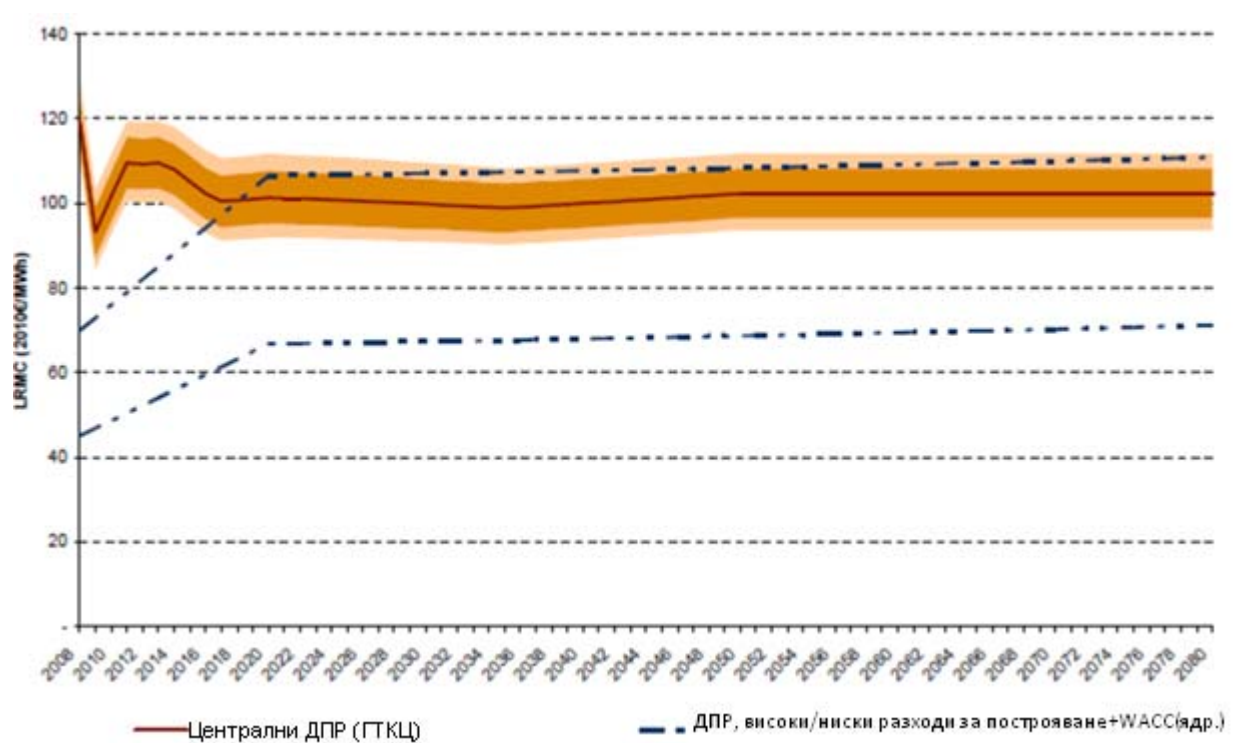
Източник: NERA Analysis

Б.3.4. Сценарий 450

В сценария за цени на суровини „450“, нашият модел демонстрира, че най-евтината нова технология е електроцентрала с ИКЦГ с УСВ, използваща въглища за парни котли като гориво. Това става, защото цените на CO₂ са дори по-високи отколкото в случая „нови политики“, а цените на въглища за парни котли на международния пазар са по-ниски.

Отгук, фигура Б.5 показва диапазона на ДПР на ИКЦГ, оборудван с УСВ, които варират от €94/MWh до €108/MWh (на цени от 2010). Сравнено с подобни данни от сценариите на текущи и нови политики, новата ядрена технология се явява значително по-конкурентна в сравнение с алтернативните технологии.

Фигура Б.5



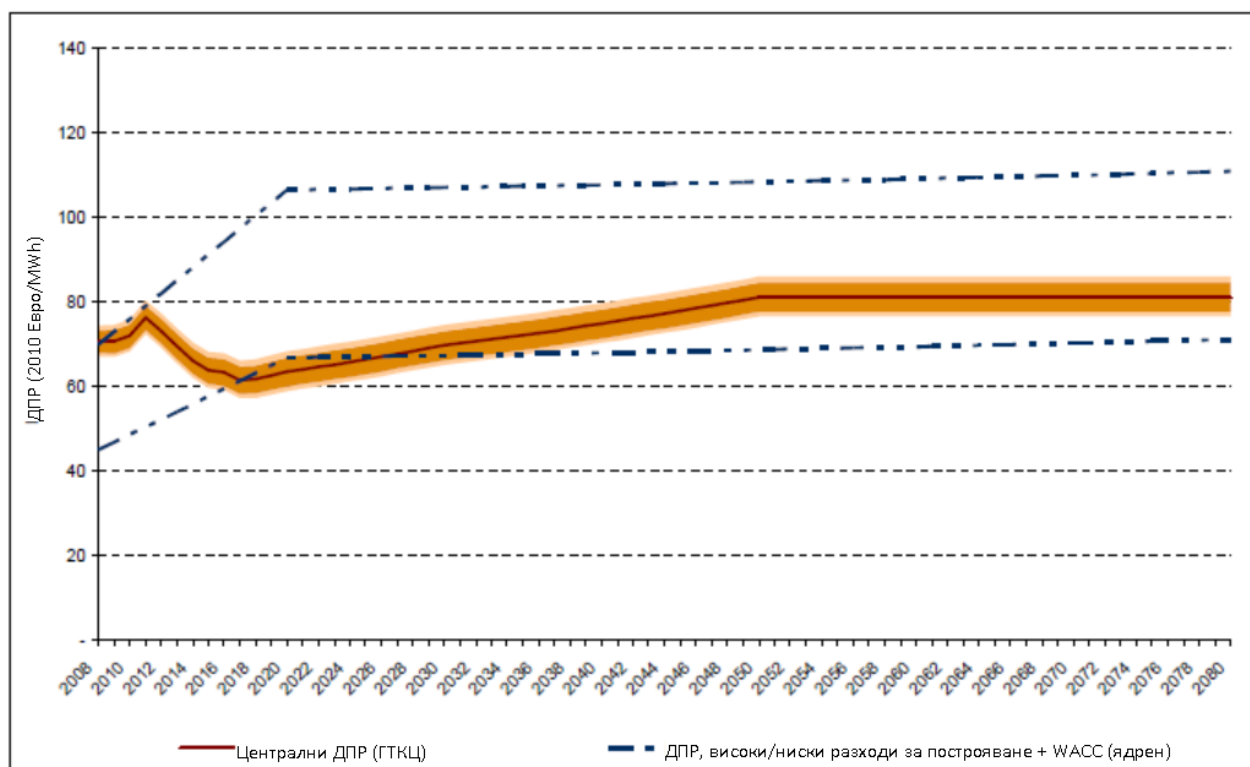
Източник: NERA Analysis

Б.3.5. Сценарий за цената на несвързан газ

Сценарият за „цената на несвързания газ“ прави същите предположения както сценария за „текущи политики“, но допуска по-ниски цени на газта. Оттук следва, че ГТКЦ, използващи газ като гориво става най-евтината нова технология. Фигура Б.6 показва диапазона на ДПР, свързани с диапазона на разходите по построяване и експлоатация и WACC. Този диапазон е по-стеснен за ГТКЦ, използващи газ за гориво отколкото за производствени технологии, използващи въглища за гориво, показани на фигурите по-горе, защото постоянните разходи за построяване, експлоатация и финансиране представляват по-малка част от общите разходи на една ГТКЦ, използваща газ като гориво, т.е. ГТКЦ, използващи газ като гориво са с по-малка капиталова интензивност от електроцентралите, използващи лигнитни въглища или въглища за парни котли.

В този сценарий за цени на суровини, дългосрочните цени на базовия товар са в долния край на диапазона на ДПР, изчислени за нова атомна електроцентрала, достигайки около €80/MWh (на цени от 2010) до 2050.

Фигура Б.6
ДПР на нова ГТКЦ, Случай „Цена на Несвързан Газ“

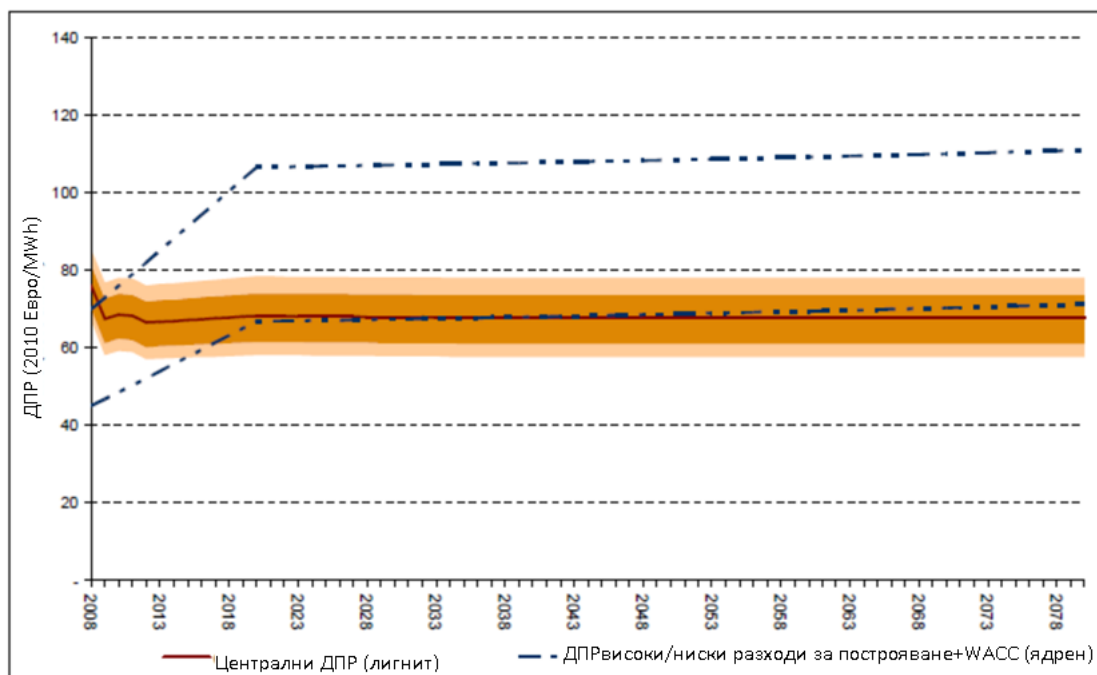


Източник: NERA Analysis

Б.3.6. Сценарий с ниска цена на CO2

Нашият модел показва, че при сравнително ниски цени на CO₂, новите лигнитни централи остават пределната нова технология на моделирания хоризонт. Фигура Б.7 показва, че диапазона на ДПР за нова лигнитна централа, използваща лигнит с неотслабваща сила в този сценарий са разположени около долния край на диапазона на сравняеми разходи за нови атомни електроцентрали.

Фигура Б.7
ДПР на Нова Лигнитна Централa, Случай „Ниска цена на CO₂“



Източник: NERA Analysis

Б.3.7. Сценарий без УСВ

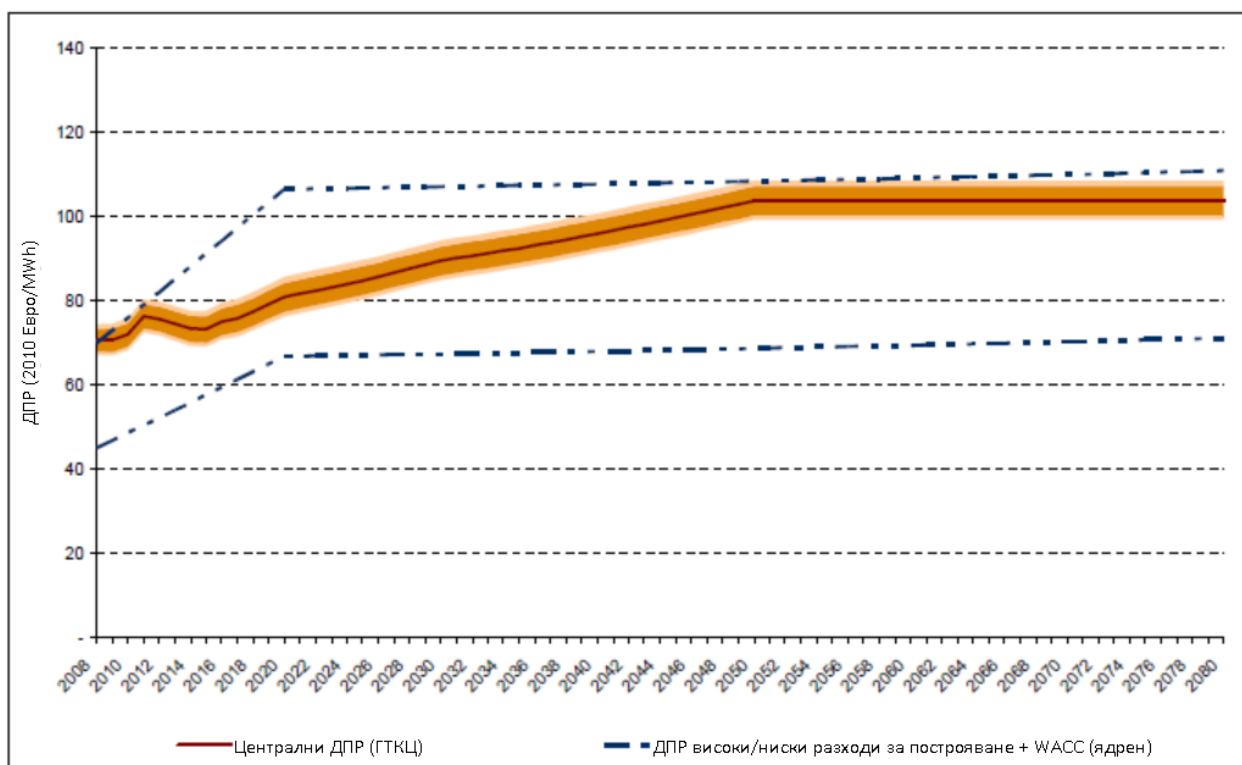
В сценарий „без УСВ“, моделът избира да построи нов лигнитен капацитет на моделиращия хоризонт като пределното ново предприятие. Оттук, тъй като нашите предположения за цена на суровина са същите както в случая с „текущите политики“, ДПР на нова централа в този сценарий е показан на фигура Б.2 по-горе.

Б.3.8. Сценарий без ново производство, използващо лигнит и въглища с неотслабваща сила като гориво

Ако допуснем, че не могат да се построят нови лигнитни и въглищни електроцентрали в региона, например поради ограничения, свързани с горивото или околната среда, тогава нашият модел разработва ГТКЦ, използващи газ като гориво като алтернативна технология на производство. Фигура Б.8 показва, че ДПР на нови ГТКЦ е разположено към горния край на диапазона на разходите, които изчисляваме за нова атомна централа.

Фигура Б.8

ДПР на Нова ГТКЦ, Случай „Без ново производство, използващо лигнит или въглища с неотслабваща сила“



Източник: NERA Analysis

Приложение В. Информация за производствените разходи

Това приложение съдържа подробни данни от Американската администрация за енергийна информация (EIA), Международната агенция по енергетика (IEA) и Мот Макдоналд относно производствените разходи при използването на гамата от технологии, изброени в Раздел Б.2.

В.1. Газови турбини с комбиниран цикъл

Таблица В.1 показва обхвата на оценките за капиталовите разходи, фиксираните и променливите разходи за експлоатация и поддръжка (O&M) от тези източници за новите ГТКЦ.

По отношение на данните на Мот Макдоналд, показваме обхвата на оценките за сценарий „пореден от рода си“ при условие, че ГТКЦ са вече изградена технология. Оценките за капиталовите разходи на МАЕ са най-ниски от трите източника, а тези на Мот Макдоналд (капиталови разходи и фиксирани разходи за експлоатация и поддръжка) са най-високи. Освен това сравнихме тези оценки на разходите с такива, взети от конфиденциални източници от сектора и така открихме, че оценките на Мот Макдоналд най-цялостно обхващат оценките за изграждане на нови електроцентрали ГТКЦ, вероятно защото МАЕ и Американската администрация за енергийна информация (EIA) изключват определени категории разходи като например разходи за регулиране, за издаване на лицензи и за обществено допитване.

Въпреки че използвахме оценката за разходи на Мот Макдоналд за нашия пазарен модел (вж. Раздел 10.3.7), Мот Макдоналд не предлага оценка за бъдещи разходи. МАЕ предлага оценка на разходите за 2009, 2020 и 2035, затова приложихме темповете на промяна на разходите, прогнозирани от МАЕ, към оценките на разходите, взети от изследването на Мот Макдоналд, за да направим прогноза за новите начални разходи в бъдеще. Ние допускаме, че след 2035 разходите ще се запазят константни в реално изражение. Нашите прогнози са показани в Таблица В.2.

Таблица В.1
Обхват на оценките за разходи за ГТКЦ

		Общо капиталови разходи (без лихви по време на строителство) 2010 €/kW	Общо фиксирани разходи за експлоатация и и поддръжка 2010 €/kW/yr	Общо променливи разходи за експлоатация и и поддръжка 2010 €/MWh
Мот Макдоналд	Ниски	724	20.5	2.1
	Високи	890	40.5	2.9
МАЕ	Ниски	510	10.2	NA
	Високи	656	13.1	NA
Американската администрация за енергийна информация (EIA)	Ниски	705	10.4	2.2
	Високи	722	10.5	2.5

Източник: Мот Макдоналд²³⁵, МАЕ²³⁶, Американската администрация за енергийна информация (EIA)²³⁷, Евростат²³⁸, ЕЦБ²³⁹, Анализ NERA. Бележки: Ниските и високи оценки на Мот Макдоналд са взети от ниски-средни-високи оценки на Мот Макдоналд при сценарий „пореден от рода“. Ниските и високи оценки на МАЕ са взети от настоящите и бъдещите централи.

²³⁵ Мот Макдоналд, „Актуализирани производствени разходи за електричество в ОК“ ("UK Electricity Generation Costs Update"), Юни 2010, стр. 56, 83. Достъпен онлайн: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/projections/71-uk-electricity-generation-costs-update-.pdf>.

²³⁶ МАЕ, „Производство на електроенергия в новите политики и 450 сценарии – предполагаеми инвестиционни разходи, разходи за експлоатация и поддръжка и производителност в Перспективи за световната енергетика на МАЕ 2010“ ("Power Generation in the New Policies and 450 Scenarios - Assumed investment costs, operation and maintenance costs and efficiencies in the IEA World Energy Outlook 2010", Excel spreadsheet).

²³⁷ Американска администрация за енергийна информация, „Предположения към Годишни енергийни перспективи 2011“ ("Assumptions to the Annual Energy Outlook 2011"), Юли 2011, Таблица 8.2, стр. 97.

²³⁸ Евростат ИИПЦ е взет от уебсайта на Евростат: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/hicp/data/database>.

²³⁹ Информацията за обменните курсове е взета от уебсайта на ЕЦБ: <http://sdw.ecb.europa.eu/browse.do?node=2018794>.

Таблица В.2
Нашите основни предположения за разходите за нови ГТКЦ

		2009	2035	След 2035
Общо капиталови разходи (без лихви по време на строителство)	2010 €/kW	819	1,053	1,053
Общо фиксирани разходи за експлоатация и поддръжка	2010 €/kW/yr	29.7	38.1	38.1
Общо променливи разходи за експлоатация и поддръжка	2010 €/MWh	2.5	2.5	2.5

Източник: Мот Макдоналд, МАЕ, Анализ NERA. Фиксираните разходи за експлоатация и поддръжка, показани в таблицата, не включват разходите за пренос на газ.

В.2. Електроцентрали на пулверизирано гориво (въглища за парни котли)

Обхватът на оценката на разходите за централи на пулверизирани въглища / ултра суперкритично горене (УСК) е показан в Таблица С.3. Що се отнася до ГТКЦ, според нас оценките на разходите, представени от МАЕ са най-ниски от гледна точка на капиталовите разходи, но не и от гледна точка на фиксираните разходи за експлоатация и поддръжка, тъй като оценките на МАЕ са по-високи от тези на Американската администрация за енергийна информация (EIA). Това сравнение обаче може да бъде изопачено, тъй като МАЕ не публикува оценките на променливите разходи за експлоатация и поддръжка, които може да е добавило към общите разходи за експлоатация и поддръжка.

Оценките за разходите на Американската администрация за енергийна информация (EIA) попадат в обхвата на оценките за разходите на Мот Макдоналд (съсредоточаваме се върху оценките на Мот Макдоналд „пореден от рода“ въз основа на това, че електроцентралите на ПГ са вече изградена технология), но оценките за фиксираните разходи за експлоатация и поддръжка на Американската администрация за енергийна информация (EIA) са по-ниски от средата на оценките на Мот Макдоналд. Тази разлика може да се дължи на това, че Мот Макдоналд взема предвид повече видове разходи отколкото Американската администрация за енергийна информация (EIA). Оценките на променливите разходи за експлоатация и поддръжка на Мот Макдоналд и на Американската администрация за енергийна информация (EIA) са сравними. Следователно, като цяло Мот Макдоналд изглежда прави по-високи оценки на разходите от оценките на Американската администрация за енергийна информация (EIA) и на МАЕ.

Що се отнася до ГТКЦ, приемаме средната оценка на Мот Макдоналд „пореден от рода“ за наша централна оценка, показано в Таблица В.4, тъй като изследването на Мот Макдоналд представлява най-подробното проучване и оценките за разходите в него съвпадат с нашия опит в сектора.

Таблица В.3
Обхват на оценките за разходи на ПГ

		Общо капиталови разходи (без лихви по време на строителство) 2010 €/kW	Общо фиксирани разходи за експлоатация и и поддръжка 2010 €/kW/yr	Общо променливи разходи за експлоатация и поддръжка 2010 €/MWh
Мот Макдоналд-ПГ, суперкритична технология на въглища със серочистване	Ниски	1,799	46.8	2.1
	Високи	2,248	79.8	2.9
МАЕ Въглища за парни котли-ултра супер критични	Ниски	1,464	29.1	NA
	Високи	1,596	32.1	NA
Американската	Ниски	2,047	21.4	3.1

Поверително

администрация за енергийна информация (EIA) Scrubbed Coal New	Високи	2,047	21.4	3.1
---	--------	-------	------	-----

Източник: Мот Макдоналд²⁴⁰, МАЕ²⁴¹, Американската администрация за енергийна информация (EIA)²⁴², Евростат²⁴³, ЕЦБ²⁴⁴, Анализ NERA. Бележки: Ниските и високи оценки на Мот Макдоналд са взети от ниски-средни-високи оценки на Мот Макдоналд при сценарий „пореден от рода“. Ниските и високи оценки на МАЕ са взети от настоящите и бъдещите централи.

Таблица В.4
Нашите основни предположения за разходите за нови ПГ

		2009	2035	След 2035
Общо капиталови разходи (без лихви по време на строителство)	2010 €/kW	2,041	2,224	2,224
Общо фиксирани разходи за експлоатация и поддръжка	2010 €/kW/yr	63.9	70.3	70.3
Общо променливи разходи за експлоатация и поддръжка	2010 €/MWh	2.3	2.3	2.3

Източник: Мот Макдоналд, МАЕ, NERA

В.3. Кондензационни електроцентрали на лигнитни въглища

Не са ни известни изследвания, които да съдържат надеждни данни относно новите разходи за изграждане на електроцентрали на лигнитни въглища. Въпреки това, въз основа на данни от конфиденциални източници от сектора, допускаме, че електроцентралите на лигнитни въглища са с 30% по-високи разходи за построяване от електроцентралите на въглища за парни котли, които произтичат от огромните размери на оборудването, необходимо за лигнитни въглища, които имат по-ниска калорична стойност на тон, отколкото въглищата за парни котли. Предполагаме еднакви променливи разходи за експлоатация и поддръжка като тези за въглищата за парни котли, като добавяме към фиксираните разходи за експлоатация и поддръжка на въглищата за парни котли допълнителните разходи, свързани с минното оборудване (вж. Раздел 10.3.3).

В.4. ГТКЦ с улавяне на CO₂

Въпреки че технологията за улавянето и съхранението на CO₂ все още е в процес на въвеждане за големите електроцентрали, някои организации прогнозираят, че тя ще играе все по-голяма роля на пазара на електроенергия на ЕС през следващите десетилетия и очакват значителни намаления в разходите за производство с включено улавяне и съхранение на CO₂ през този период. Обхватът на оценките на разходите за ГТКЦ с улавяне и съхранение на CO₂ е показан в Таблица В.5.

За нуждите на нашия пазарен модел използваме средната оценка на Мот Макдоналд „пореден от рода“ за наша централна оценка. След това прилагаме същата промяна на разходите, прогнозирана от МАЕ, към тази централна оценка, за да направим прогноза за разходите за изграждане на ГТКЦ + улавяне и съхранение на CO₂ в бъдеще, както е показано в Таблица В.6.

²⁴⁰ Мот Макдоналд, „Актуализирани производствени разходи за електричество в ОК“ ("UK Electricity Generation Costs Update"), Юни 2010, стр. 56, 83. Достъпен онлайн: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/proiections/71-uk-electricity-generation-costs-update-pdf>

²⁴¹ МАЕ, „Производство на електроенергия в новите политики и 450 сценарии – предполагаеми инвестиционни разходи, разходи за експлоатация и поддръжка и производителност в Перспективи за световната енергетика на МАЕ 2010“ ("Power Generation in the New Policies and 450 Scenarios - Assumed investment costs, operation and maintenance costs and efficiencies in the IEA World Energy Outlook 2010", Excel spreadsheet.

²⁴² Американска администрация за енергийна информация, „Предположения към Годишни енергийни перспективи 2011“ ("Assumptions to the Annual Energy Outlook 2011"), Юли 2011, Таблица 8.2, стр. 97.

²⁴³ Еврозона ИПЦ е взет от уебсайта на Евростат: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/hicp/data/database>.

²⁴⁴ Информацията за обменните курсове е взета от уебсайта на ЕЦБ: <http://sdw.ecb.europa.eu/browse.do?node=2018794>.

При обхвата на предположените цени на CO₂ в нашия пазарен модел, технологиите за улавяне и съхранение на CO₂ ще останат неосъществими най-рано до 2020 г. По тази причина предполагаем, че до този период те ще са се превърнали в „доказана“ технология в резултат на различните демонстративни програми, които се провеждат в няколко пазара в ЕГ. Затова използвахме оценки на разходите „пореден от рода“, а не „първи от рода“ за нашия модел.

Таблица В.5
Обхват на оценките на разходите за ГТКЦ с улавяне и съхранение на CO₂

		Общо капиталови разходи (без лихви по време на строителство) 2010 €/kW	Общо фиксирани разходи за експлоатация и и поддръжка 2010 €/kW/yr	Общо променливи разходи за експлоатация и и поддръжка 2010 €/MWh
Мот Макдоналд	Ниски	1,073	30.8	6.0
	Високи	1,382	55.9	8.7
МАЕ	Ниски	918	18.2	NA
	Високи	1,180	23.3	NA
Американската администрация за енергийна информация (EIA)	Ниски	1,483	21.8	4.6
	Високи	1,483	21.8	4.6

Източник: Мот Макдоналд²⁴⁵, МАЕ²⁴⁶, Американската администрация за енергийна информация (EIA)²⁴⁷, Евростат²⁴⁸, ЕЦБ²⁴⁹, Анализ NERA. Бележки: Ниските и високи оценки на Мот Макдоналд са взети от ниски-средни-високи оценки на Мот Макдоналд при сценарий „пореден от рода“. Ниските и високи оценки на МАЕ са взети от настоящите и бъдещите централи.

Таблица В.6
Нашите основни предположения за разходите за нови ГТКЦ с улавяне и съхранение на CO₂

	2009	2035	След 2035
Общо капиталови разходи (без лихви по време на строителство) 2010 €/kW	1,246	1,562	1,562
Общо фиксирани разходи за експлоатация и поддръжка 2010 €/kW/yr	43.3	55.5	55.5
Общо променливи разходи за експлоатация и поддръжка 2010 €/MWh	7.2	7.2	7.2

Източник: Мот Макдоналд, МАЕ, NERA. Фиксираните разходи за експлоатация и поддръжка, показани в тази таблица, ще включват разходите за пренос на газ.

В.5. Интегриран комбиниран цикъл на газификация (ИКЦГ) с улавяне и съхранение на CO₂

Обхватът на оценката на разходите от нови източници е показан в Таблица В.7. Що се отнася до ГТКЦ с улавяне и съхранение на CO₂, използваме средната оценка на Мот Макдоналд „пореден от рода“ за наша централна оценка и прилагаме темповете на промяна на разходите, прогнозирани от МАЕ за наша централна оценка, както е показано в Таблица В.8.

²⁴⁵ Мот Макдоналд, „Актуализирани производствени разходи за електричество в ОК“ ("UK Electricity Generation Costs Update"), Юни 2010, стр. 56, 83. Достъпен онлайн: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/projections/71-uk-electricity-generation-costs-update-pdf>

²⁴⁶ МАЕ, „Производство на електроенергия в новите политики и 450 сценарии – предполагаеми инвестиционни разходи, разходи за експлоатация и поддръжка и производителност в Перспективи за световната енергетика на МАЕ 2010“ ("Power Generation in the New Policies and 450 Scenarios - Assumed investment costs, operation and maintenance costs and efficiencies in the IEA World Energy Outlook 2010", Excel spreadsheet.

²⁴⁷ Американска администрация за енергийна информация, „Предположения към Годишни енергийни перспективи 2011“ ("Assumptions to the Annual Energy Outlook 2011"), Юли 2011, Таблица 8.2, стр. 97.

²⁴⁸ Евростат ИПЦ е взет от уебсайта на Евростат: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/hicp/data/database>.

²⁴⁹ Информацията за обменните курсове е взета от уебсайта на ЕЦБ: <http://sdw.ecb.europa.eu/browse.do?node=2018794>.

Таблица В.7
Обхват на оценките на разходите за ИКЦГ с улавяне и съхранение на CO₂

		Общо капиталови разходи (без лихви по време на строителство) 2010 €/kW	Общо фиксирани разходи за експлоатация и и поддръжка 2010 €/kW/yr	Общо променливи разходи за експлоатация и и поддръжка 2010 €/MWh
Мот Макдоналд	Ниски	2,540	61.6	9.4
	Високи	3,034	101.5	12.2
МАЕ	Ниски	2,222	44.4	NA
	Високи	2,521	50.3	NA
Американската администрация за енергийна информация (EIA)	Ниски	3,852	49.9	6.4
	Високи	3,852	49.9	6.4

Източник: Мот Макдоналд²⁵⁰, МАЕ²⁵¹, Американската администрация за енергийна информация (EIA)²⁵², Евростат²⁵³, ЕЦБ²⁵⁴, Анализ NERA.
Бележки: Ниските и високи оценки на Мот Макдоналд са взети от ниски-средни-високи оценки на Мот Макдоналд при сценарий „пореден от рода“.
Ниските и високи оценки на МАЕ са взети от настоящите и бъдещите централи.

Таблица В.8
Нашите основни предположения за нови ИКЦГ с улавяне и съхранение на CO₂

		2009	2035	След 2035
Общо капиталови разходи (без лихви по време на строителство)	2010 €/kW	2,786	2,664	2,664
Общо фиксирани разходи за експлоатация и поддръжка	2010 €/kW/yr	81.0	77.2	77.2
Общо променливи разходи за експлоатация и поддръжка	2010 €/MWh	10.7	10.7	10.7

Източник: Мот Макдоналд, МАЕ, Анализ NERA

В.6. Пулверизирано гориво (въглища за парни котли) с улавяне и съхранение на CO₂

Обхватът на оценката на разходите за централи на пулверизирани въглища / ултра суперкритично горене (УСК) с улавяне и съхранение на CO₂ е показан в Таблица В.9. Що се отнася до други технологии за улавяне и съхранение на CO₂, използваме средната оценка на Мот Макдоналд „пореден от рода“ за наша централна оценка и прилагаме темповете на промяна на разходите, прогнозираните от МАЕ, както е показано в Таблица В.10.

Таблица В.9
Обхват на оценките на разходите за пулверизирано гориво с улавяне и съхранение на CO₂

	Общо капиталови разходи (без лихви по време на строителство)	Общо фиксирани разходи за експлоатация и и поддръжка	Общо променливи разходи за експлоатация и и поддръжка
--	--	--	---

²⁵⁰ Мот Макдоналд, „Актуализирани производствени разходи за електричество в ОК“ ("UK Electricity Generation Costs Update"), Юни 2010, стр. 56, 83. Достъпен онлайн: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/proiections/71-uk-electricity-generation-costs-update-pdf>.

²⁵¹ МАЕ, „Производство на електроенергия в новите политики и 450 сценарии – предполагаеми инвестиционни разходи, разходи за експлоатация и поддръжка и производителност в Перспективи за световната енергетика на МАЕ 2010“ ("Power Generation in the New Policies and 450 Scenarios - Assumed investment costs, operation and maintenance costs and efficiencies in the IEA World Energy Outlook 2010", Excel spreadsheet.

²⁵² Американска администрация за енергийна информация, „Предположения към Годишни енергийни перспективи 2011“ ("Assumptions to the Annual Energy Outlook 2011"), Юли 2011, Таблица 8.2, стр. 97.

²⁵³ Евростат ИПЦ е взет от уебсайта на Евростат: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/hicp/data/database>.

²⁵⁴ Информацията за обменните курсове е взета от уебсайта на ЕЦБ: <http://sdw.ecb.europa.eu/browse.do?node=2018794>.

Поверително

		2010 €/kW	2010 €/kW/yr	2010 €/MWh
Мот Макдоналд-ПГ, суперкритична технология на въглища със серочистване и улавяне и съхранение на CO ₂	Ниски	2,535	71.9	9.4
	Високи	3,019	107.2	12.2
МАЕ ултра суперкритични въглища + улавяне и съхранение на CO ₂	Ниски	2,273	45.2	NA
	Високи	2,470	49.5	NA

Източник: Мот Макдоналд²⁵⁵, МАЕ²⁵⁶, Американската администрация за енергийна информация (EIA)²⁵⁷, Евростат²⁵⁸, ЕЦБ²⁵⁹, Анализ NERA.
Бележки: Ниските и високи оценки на Мот Макдоналд са взети от ниски-средни-високи оценки на Мот Макдоналд при сценарий „пореден от рода“.
Ниските и високи оценки на МАЕ са взети от настоящите и бъдещите централи.

Таблица В.10
Нашите основни предположения за нови ПГ с улавяне и съхранение на CO₂

		2009	2035	След 2035
Общо капиталови разходи (без лихви по време на строителство)	2010 €/kW	2,777	2,919	2,919
Общо фиксирани разходи за експлоатация и поддръжка	2010 €/kW/yr	90.1	95.9	95.9
Общо променливи разходи за експлоатация и поддръжка	2010 €/MWh	10.7	10.7	10.7

Източник: Мот Макдоналд, МАЕ, Анализ NERA

В.7. Пулверизирано гориво (лигнитни въглища) с улавяне и съхранение на CO₂

Не са ни известни изследвания, които да съдържат надеждни данни относно новите разходи за изграждане на централи на лигнитни въглища с улавяне и съхранение на CO₂. Въпреки това, както се вижда при електроцентралите на лигнитни въглища без улавяне и съхранение на CO₂, допускаме, че електроцентралите на лигнитни въглища са с 30% по-високи разходи за построяване от електроцентралите на въглища за парни котли с улавяне и съхранение на CO₂.

Предполагаме еднакви променливи разходи за експлоатация и поддръжка като тези за въглищата за парни котли с улавяне и съхранение на CO₂, като добавяме към фиксираните разходи за експлоатация и поддръжка на въглищата за парни котли с улавяне и съхранение на CO₂ допълнителните разходи, свързани с минното оборудване.

В.8. Нова атомна

Обхватът на оценките на разходите за атомна електроцентрала е показан в Таблица В.11. За други технологии анализът ни се основава на обхвата на оценките за разходи „пореден от рода“ от изследването на Мот Макдоналд, с темповете на промяна, прогнозираните от МАЕ.

²⁵⁵ Мот Макдоналд, „Актуализирани производствени разходи за електричество в ОК“ ("UK Electricity Generation Costs Update"), Юни 2010, стр. 56, 83. Достъпен онлайн: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/proiections/71-uk-electricity-generation-costs-update-pdf>.

²⁵⁶ МАЕ, „Производство на електроенергия в новите политики и 450 сценарии – предполагаеми инвестиционни разходи, разходи за експлоатация и поддръжка и производителност в Перспективи за световната енергетика на МАЕ 2010“ ("Power Generation in the New Policies and 450 Scenarios - Assumed investment costs, operation and maintenance costs and efficiencies in the IEA World Energy Outlook 2010", Excel spreadsheet.

²⁵⁷ Американска администрация за енергийна информация, „Предположения към Годишни енергийни перспективи 2011“ ("Assumptions to the Annual Energy Outlook 2011"), Юли 2011, Таблица 8.2, стр. 97.

²⁵⁸ Еврозона ИПЦ е взет от уебсайта на Евростат: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/hicp/data/database>

²⁵⁹ Информацията за обменните курсове е взета от уебсайта на ЕЦБ: <http://sdw.ecb.europa.eu/browse.do?node=2018794>

Таблица В.11
Обхват на оценките за разходи за атомна електроцентрала

		Общо капиталови разходи (без лихви по време на строителство) 2010 €/kW	Общо фиксирани разходи за експлоатация и и поддръжка 2010 €/kW/yr	Общо променливи разходи за експлоатация и и поддръжка 2010 €/MWh
Мот Макдоналд	Ниски	2,789	52.5	1.7
	Средни	3,322	70.1	2.1
	Високи	3,735	87.8	2.3
МАЕ	Ниски	1,821	36.4	NA
	Средни	2,769	55.4	NA
	Високи	2,769	55.4	NA
Американската администрация за енергийна информация (EIA)	Ниски	3,843	63.9	1.5
	Средни	3,843	63.9	1.5
	Високи	3,843	63.9	1.5

Източник: Мот Макдоналд²⁶⁰, МАЕ²⁶¹, Американската администрация за енергийна информация (EIA)²⁶², Евростат²⁶³, ЕЦБ²⁶⁴, Анализ NERA.
Бележки: Ниските и високи оценки на Мот Макдоналд са взети от ниски-средни-високи оценки на Мот Макдоналд при сценарий „пореден от рода“. Ниските и високи оценки на МАЕ са взети от настоящите и бъдещите централи.

²⁶⁰ Мот Макдоналд, „Актуализирани производствени разходи за електричество в ОК“ ("UK Electricity Generation Costs Update"), Юни 2010, стр. 56, 83. Достъпен онлайн: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/proiections/71-uk-electricity-generation-costs-update-pdf>.

²⁶¹ МАЕ, „Производство на електроенергия в новите политики и 450 сценарии – предполагаеми инвестиционни разходи, разходи за експлоатация и поддръжка и производителност в Перспективи за световната енергетика на МАЕ 2010“ ("Power Generation in the New Policies and 450 Scenarios - Assumed investment costs, operation and maintenance costs and efficiencies in the IEA World Energy Outlook 2010", Excel spreadsheet.

²⁶² Американска администрация за енергийна информация, „Предположения към Годишни енергийни перспективи 2011“ ("Assumptions to the Annual Energy Outlook 2011"), Юли 2011, Таблица 8.2, стр. 97.

²⁶³ Евростат ИППЦ е взет от уебсайта на Евростат: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/hicp/data/database>.

²⁶⁴ Информацията за обменните курсове е взета от уебсайта на ЕЦБ: <http://sdw.ecb.europa.eu/browse.do?node=2018794>.

Приложение Г. Технически допускания

Г.1. Подробни технически допускания за генерирането на енергия

Таблица Г.1

Допускания, свързани с техническите характеристики на българските термални генератори

Централа	Единица	Технология/ Гориво	Капацитет (MW)	Начална дата	Предвиждан краен срок за излизане от експлоатация	Излъчени ННУ ефективност	Принудително	Планирано
							Прекъсване (%)	Прекъсване (%)
Белене	NU 1	Ядрено гориво	1,011	01/01/2017	01/01/2075 г.	Не е налично	2.0%	8.0%
Белене	NU 2	Ядрено гориво	1,011	01/01/2018	01/01/2075 г.	Не е налично	2.0%	8.0%
Бобов дол	1	Кафяви въглища	171	01/01/1973	31/12/2011 г.	26.9%	9.0%	24.6%
Бобов дол	2	Кафяви въглища	171	01/01/1974	31/12/2012 г.	26.9%	9.0%	24.6%
Бобов дол	3	Кафяви въглища	171	01/01/1975	31/12/2015 г.	26.9%	9.0%	24.6%
Девня	1	Въглища за парни котли	152	01/01/1965	01/01/2025 г.	29.2%	10.5%	14.4%
Девня	2	Въглища за парни котли	20	01/01/1973	01/01/2033 г.	29.2%	10.5%	14.4%
Девня	3	Въглища за парни котли	20	01/01/1973	01/01/2033 г.	29.2%	10.5%	14.4%
Девня	4	Въглища за парни котли	8	01/01/1973	01/01/2033 г.	29.2%	10.5%	14.4%
Девня	5	Въглища за парни котли	8	01/01/1973	01/01/2033 г.	29.2%	10.5%	14.4%
Девня	6	Въглища за парни котли	10	01/01/1973	01/01/2033 г.	29.2%	10.5%	14.4%
Габрово	ST 1	Въглища за парни котли	6	01/01/1988	01/01/2048 г.	29.2%	10.5%	14.4%
Габрово	ST 2	Въглища за парни котли	6	01/01/1988	01/01/2048 г.	29.2%	10.5%	14.4%
Габрово	ST 3	Въглища за парни котли	6	01/01/1988	01/01/2048 г.	29.2%	10.5%	14.4%
Козлодуй	NU 1	Ядрено гориво	0	10/01/1974	31/12/2002 г.	Не е налично	0.0%	0.0%
Козлодуй	NU 2	Ядрено гориво	0	11/01/1975	31/12/2002 г.	Не е налично	0.0%	0.0%
Козлодуй	NU 3	Ядрено гориво	0	01/01/1981	31/12/2006 г.	Не е налично	0.0%	0.0%
Козлодуй	NU 4	Ядрено гориво	0	06/01/1982	31/12/2006 г.	Не е налично	0.0%	0.0%
Козлодуй	NU 5	Ядрено гориво	953	09/01/1988	09/01/2028 г.	Не е налично	5.0%	10.0%
Козлодуй	NU 6	Ядрено гориво	953	12/01/1993	12/01/2033 г.	Не е налично	5.0%	10.0%
Марица 3	1	Лигнитни въглища	23	01/01/1951	01/01/1999 г.	22.8%	10.4%	24.6%
Марица 3	2	Лигнитни въглища	23	01/01/1951	01/01/1999 г.	22.8%	10.4%	24.6%
Марица 3	3	Лигнитни въглища	23	01/01/1971	31/12/2012 г.	22.8%	10.4%	24.6%
Марица изток (AES3C)	1 1	Лигнитни въглища	300	09/01/2010	01/01/2070 г.	33.2%	5.0%	12.3%
Марица изток (AES3C)	1 2	Лигнитни въглища	300	09/01/2010	01/01/2070 г.	33.2%	5.0%	12.3%
Марица изток (BRIKEL)	1 1	Лигнитни въглища	40	01/01/1958	31/12/2012 г.	25.3%	10.0%	16.4%
Марица изток (BRIKEL)	1 2	Лигнитни въглища	40	01/01/1961	31/12/2011 г.	25.3%	10.0%	16.4%
Марица изток (BRIKEL)	1 3	Лигнитни въглища	40	01/01/1961	31/12/2011 г.	25.3%	10.0%	16.4%
Марица изток (BRIKEL)	1 4	Лигнитни въглища	40	01/01/1961	31/12/2011 г.	25.3%	10.0%	16.4%
Марица изток 2	1	Лигнитни въглища	144	01/01/1966	31/12/2011 г.	30.5%	5.0%	12.3%
Марица изток 2	2	Лигнитни въглища	144	01/01/1969	01/01/2029 г.	30.5%	5.0%	12.3%
Марица изток 2	3	Лигнитни въглища	144	01/01/1969	01/01/2029 г.	30.5%	5.0%	12.3%
Марица изток 2	4	Лигнитни въглища	144	01/01/1969	01/01/2029 г.	30.5%	5.0%	12.3%
Марица изток 2	5	Лигнитни въглища	199	01/01/1987	01/01/2047 г.	30.0%	5.0%	12.3%
Марица изток 2	6	Лигнитни въглища	199	01/01/1988	01/01/2048 г.	30.0%	5.0%	12.3%

Поверително

Марица изток 2	7	Лигнитни въглища	199	01/01/1991	01/01/2051 г.	28.0%	5.0%	12.3%
Марица изток 2	8	Лигнитни въглища	199	01/01/1996	08/01/2010 г.	29.2%	5.0%	12.3%
Марица изток 3	ST 1	Лигнитни въглища	199	01/01/1978	01/01/2038 г.	31.4%	5.0%	12.3%
Марица изток 3	ST 2	Лигнитни въглища	199	01/01/1979	01/01/2039 г.	31.4%	5.0%	12.3%
Марица изток 3	ST 3	Лигнитни въглища	199	01/01/1980	01/01/2040 г.	31.4%	5.0%	12.3%
Марица изток 3	ST 4	Лигнитни въглища	199	01/01/1980	01/01/2040 г.	31.4%	5.0%	12.3%
Пещера Биовет	GT 1	Газови турбини с отворен цикъл	17	09/01/2005	01/01/2065 г.	36.9%	10.0%	16.4%
Плевен	ST 1	Парни котли на газ	12	01/01/1988	01/01/2048 г.	36.9%	10.0%	16.4%
Плевен	ST 2	Парни котли на газ	12	01/01/1988	01/01/2048 г.	36.9%	10.0%	16.4%
Плевен	ST 3	Парни котли на газ	12	01/01/1988	01/01/2048 г.	36.9%	10.0%	16.4%
Пловдив Север	CC 4	Газови турбини с отворен цикъл	0	01/01/2012	01/01/2042 г.	36.9%	10.0%	16.4%
Пловдив Север	ST 1	Парни котли на газ	25	01/01/1980	01/01/2040 г.	36.9%	10.0%	16.4%
Пловдив Север	ST 2	Парни котли на газ	25	01/01/1980	01/01/2040 г.	36.9%	10.0%	16.4%
Пловдив Север	ST 3	Парни котли на газ	25	01/01/1980	01/01/2040 г.	36.9%	10.0%	16.4%
Република	ST 3	Лигнитни въглища	25	01/01/1958	01/01/2018 г.	28.6%	6.7%	14.8%
Република	ST 4	Лигнитни въглища	25	06/01/1958	01/01/2018 г.	28.6%	6.7%	14.8%
Република	ST 5	Лигнитни въглища	55	03/01/1965	01/01/2025 г.	28.6%	6.7%	14.8%
Русе Изток	ST1	Въглища за парни котли	0	01/01/1964	01/01/2024 г.	29.2%	10.5%	14.4%
Русе Изток	ST2	Въглища за парни котли	0	01/01/1964	01/01/2024 г.	29.2%	10.5%	14.4%
Русе Изток	ST3R	Въглища за парни котли	54	01/01/1966	01/01/2026 г.	29.2%	12.0%	16.4%
Русе Изток	ST4	Въглища за парни котли	95	01/01/1971	31/12/2015 г.	29.2%	12.0%	16.4%
Русе Изток	ST5	Въглища за парни котли	0	01/01/1985	01/01/2045 г.	29.2%	10.5%	14.4%
Русе Изток	ST6	Въглища за парни котли	0	01/01/1985	01/01/2045 г.	29.2%	10.5%	14.4%
Шумен	ST 1	Парни котли на газ	18	01/01/1981	01/01/2041 г.	36.9%	10.0%	16.4%
София	ST 1R	Парни котли на газ	75	01/01/1988	01/01/2048 г.	36.9%	10.0%	16.4%
София Изток	ST 1	Лигнитни въглища	186	01/01/1988	01/01/2048 г.	28.6%	6.7%	14.8%
Варна (TETVARN)	1	Въглища за парни котли	180	01/01/1968	31/12/2011 г.	29.2%	10.0%	13.7%
Варна (TETVARN)	2	Въглища за парни котли	180	01/01/1968	31/12/2011 г.	29.2%	10.0%	13.7%
Варна (TETVARN)	3	Въглища за парни котли	180	01/01/1969	31/12/2012 г.	29.2%	10.0%	13.7%
Варна (TETVARN)	4	Въглища за парни котли	180	01/01/1977	31/12/2013 г.	29.2%	10.0%	13.7%
Варна (TETVARN)	5	Въглища за парни котли	180	01/01/1978	31/12/2014 г.	29.2%	10.0%	13.7%
Варна (TETVARN)	6	Въглища за парни котли	180	01/01/1979	31/12/2015 г.	29.2%	10.0%	13.7%
Варна Когенерация	IC 1	Въглища за парни котли	2	22/11/2004	01/11/2064 г.	29.2%	10.5%	14.4%
Варна Когенерация	IC 2	Въглища за парни котли	2	22/11/2004	01/11/2064 г.	29.2%	10.5%	14.4%
Варна Когенерация	IC 3	Въглища за парни котли	2	16/04/2009	01/04/2069 г.	29.2%	10.5%	14.4%
Варна Когенерация	IC 4	Въглища за парни котли	2	16/04/2009	01/04/2069 г.	29.2%	10.5%	14.4%

Източник: Анализ на NERA въз основа на данните според Платс Пауървизжън и НЕК относно капацитета на Козлодуй и Белене, изготвен от HSBC.

Г.2. Модел за използвана хидроенергия

За да изчислим стойността на хидро капацитета по месеци с помощта на събраната информация, използвахме следната процедура:

Поверително

- Първо, събрахме информация по месеци във връзка с производството и инсталираната мощност за периода 2008-2010 г. за България, Румъния, Гърция и Турция и изчислихме косвените месечни коефициенти на натоварване. Тези данни са представени по-долу, на Фигура Г.1.
- След това изчислихме коефициентите на натоварване за всяка година. За целите на модела приемаме годишен коефициент на натоварване, равен на средната аритметична стойност на наблюдаваните коефициенти на натоварване между 2008 и 2010 г.
- Изготвихме коефициентите на натоварване за една година въз основа на средните стойности за периода 2008-2010 г., представени в Таблица Г.2.

Фигура Г.1**Хидро коефициенти на натоварване за минали периоди**

Източник: Изчисления на NERA въз основа на данните от Евростат (Инсталирана мощност, таблица 113а и Генерирана енергия от таблица 105м)

Таблица Г.2 Годишни хидро коефициенти на натоварване за минали периоди

	Полша	Румъни	Гърци	Българ	Турция
200	35%	31%	11%	11%	27%
200	45%	28%	29%	16%	28%
201	55%	36%	36%	25%	31%*

2008 г. Източник: Изчисления на NERA въз основа на данните от Евростат (Инсталирана мощност, таблица 113а и Генерирана енергия от таблица 105м)

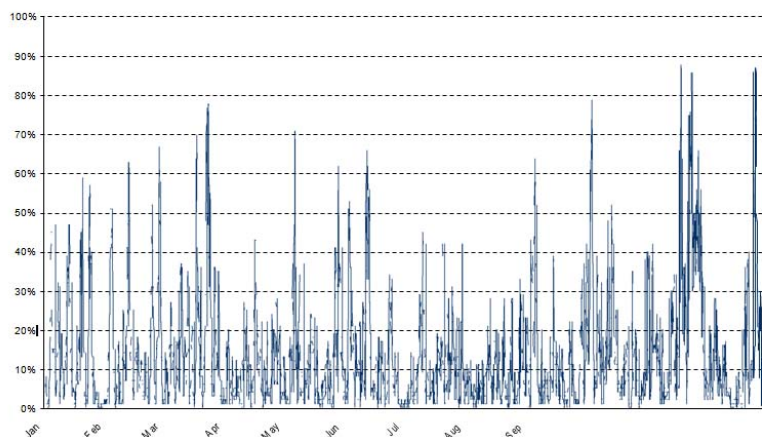
Информация за Турция от TEIAS (Турската корпорация за пренос на енергия)

Г.3. Модел за използвана вятърна енергия

Моделът за вятърна енергия се основава на данни от т.нар. мрежа „50 херца” в източната част на Германия. Трансформирахме въпросния модел, за да демонстрираме какъв е коефициентът на натоварване по отношение на вятърните активи в България според прогнозите на Еврелектрик.

Фигура Г.3

Модел на коефициент на натоварване при използване на вятърна енергия за България 2008 г.



Източник: Анализ на NERA въз основа на данни от *Еврелектрик* и *50 херца*.

Приложение Д. Ядрени горива

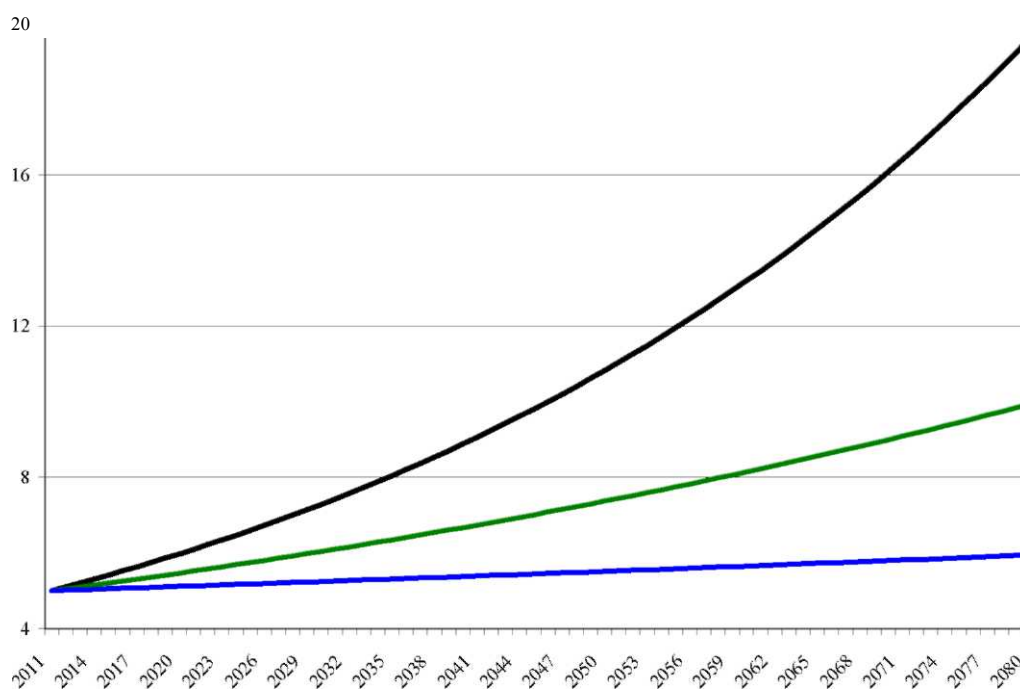
Д.1. Възможни сценарии за цените на ядрените горива

Изготвихме няколко възможни сценария във връзка с цените на ядрените горива (с ниски, средни и високи стойности), както е обсъдено и посочено по-долу на Фигура Д.1. Тези сценарии се базират на цени, включващи начална цена със стойности от 2011 г., както и реални нива на повишение.

Въпросните сценарии обхващат широк спектър от възможни резултати по отношение на индустриалната ядрена енергетика в глобален план и представят възможно най-реалистичните прогнози за цените на ядреното гориво.

Фигура Д.1

Сценарии за разходи по отношение на ядреното гориво (2011 г. евро/МВч)



черен цвят – високи стойности (BC)

зелен цвят – средни стойности (CC)

син цвят – ниски стойности (HC)

Източник: Анализ на NERA

Д.1.1. Начална цена

Всички сценарии, свързани с ядреното гориво, започват с една и съща стойност (за 2011 г., в евро), възлизаща на 5 евро/МВч.²⁶⁵ Тази сума се основава на изчисление на разходите за

²⁶⁵ При модела, който използваме във връзка с ядреното гориво, разходите възлизат на 5.08 евро/МВч, като в тази цена се включва и разходната цена за закупуване carrying charges.

Поверително

ядрено гориво, свързано с потенциалния реактор, който предстои да бъде построен в Белене, както и на пазарните цени в момента.

Артикул	Мерна единица	Допускане
Модел на реактора		VVER 1000/AES-92
Нетно производство на електрическа енергия	ГВ	1.010
Разход на гориво	ГВд/тУ	47.2
Термална ефективност	%	35.00%
Уран („жълт кекс“)	евро/кг от U3O8	76.00 евро
Преобразуване на уран (от сместа U3O8 в UF6 - уранов хексафлуорид)	евро/кг уран	9.00 евро
Обогатяване	евро/кг-разделителни работни единици (SWU)	106.00 евро
Производство	евро/кг уран (U)	165.00 евро
Ниво на обогатяване (проба обогатен уранов продукт)	% уран U235 в горивото	4.28%
Методи за проверка и вземане на проби от хвостовете при процеса на обогатяване	% U235 в хвостовете	0.30%
Загуби при преобразуването	%	0.5%
Загуби при производството	%	1.0%
Периоди за дозареждане (преди датата за зареждане на гориво)		
Закупуване на уран	Месеци	24
Преобразуване	Месеци	18
Обогатяване	Месеци	12
Производство	Месеци	6
Отстъпка	%	10%

Д.1.2. Сценарий с високи стойности

При този сценарий цената на ядреното гориво се базира на тази от 2011 г. (в евро) и възлиза на 5 евро/ МВч. Очаква се реално повишение от 2.0% за целия прогнозен период.

Производствените резултати, които отговарят на този сценарий, включват:

- Значително и времеемко изграждане на нови атомни електроцентрали, които използват горива, произведени въз основа на уран и продължаване използването на редица съществуващи атомни електроцентрали (например чрез допълнителни лицензи или разрешителни за удължаване периода на експлоатация), което води до високи нива на търсене на ядрено гориво. Нивото на инсталирана мощност на атомните електроцентрали в световен мащаб, заложено в настоящия сценарий, се очаква да надхвърли 525 ГВе през 2020 г., или 700 ГВе през 2030 г. Това отговаря на сценария с високи стойности, включен в Червената книга на Международната агенция за атомна енергия, както и на други оптимистични прогнози, свързани с производството на атомна електроенергия. Тези прогнози обаче са много по-малко вероятни като резултат от очакваното негативно

Поверително

въздействие върху ядрената индустрия заради инцидента във Фукушима Дайичи в началото на 2011 г.

- Построени са едва няколко реактора с бързи неутрони, т.нар. „бридери“, както и само няколко реактора, работещи с елемента торий.
- Минимално е и използването на преработено плутониево гориво от смесен окис (по-скоро като резултат от политическите и регулаторни пречки, отколкото поради други икономически причини);
- Източниците на уран, наподобяващи източниците на гориво, които се използват в наши дни, и които обаче водят до по-високи производствени разходи в сравнение с настоящите източници на уран, заедно с по-малко икономичните запаси от уран, се използват усилено, за да се отговори на повишеното търсене;
- Обогащаването на уран се осъществява по досегашния начин (например чрез напредналата технология за центрофугиране на „Уренко“), като досега са направени само няколко минимални подобрения по отношение на ефективността и продуктивността.

Д.1.3. Средни стойности

При този сценарий цената на ядреното гориво се базира на тази от 2011 г. (в евро) и възлиза на 5 евро/ МВч. Очаква се реално повишение от 1.0% за целия прогнозен период.

Производствените резултати, които отговарят на този сценарий, включват:

- Изграждане на нови атомни електроцентрали, които използват горива, произведени въз основа на уран и продължаване използването на съществуващи атомни електроцентрали (например чрез допълнителни лицензи или разрешителни за удължаване периода на експлоатация), което води до търсене на ядрено гориво, което до известна степен е по-ниско в сравнение със сценария с висока стойност. Нивото на инсталирана мощност на атомните електроцентрали в световен мащаб, заложено в настоящия сценарий, се очаква да бъде около 485 ГВе през 2020 г., или около 625 ГВе през 2030 г. Това отговаря на средните прогнозни стойности от страна на Американската администрация за енергийна информация, както и на съществуващите прогнози в ядрената индустрия. Този развой обаче е по-малко вероятен като резултат от очакваното негативно въздействие върху ядрената индустрия заради инцидента във Фукушима Дайичи в началото на 2011 г.;
- Част от ядрената мощност се базира на реактори с бързи неутрони, т.нар. „бридери“, както и на такива, работещи с елемента торий;
- Понякога се използва преработено плутониево гориво от смесен окис (в някои държави все още съществуват политически и регулаторни пречки);
- Източниците на уран, наподобяващи източниците на гориво, които се използват в наши дни, не водят до завишаване на производствените разходи (като се вземе предвид и инфлацията), в резултат на подобрени нива на продуктивност в минната индустрия и откриването и използването на допълнителни източници на уран;
- Някои минимални подобрения в технологията за обогащаване на уран като успешното търговско разпространяване на огромния проект за напреднали технологии за центрофугиране (Advanced Centrifuge Project) на Американската корпорация за обогащаване на уран (USEC) осъществяват процеса на центрофугиране с минимална ефективност и по-големи подобрения във връзка с продуктивността в сравнение с настоящата технология за центрофугиране на „Уренко“.

Д.1.4. Ниски стойности

При този сценарий цената на ядреното гориво се основава на тази от 2011 г. (в евро) и възлиза на 5 евро/ МВч. Очаква се реално повишение от 0.25% за целия прогнозен период.

Производствените резултати, които отговарят на този сценарий, включват:

- Изграждане на нови атомни елетроцентрали, които използват горива, произведени въз основа на уран и продължаване използването на съществуващи атомни електроцентрали (например чрез допълнителни лицензи или разрешителни за удължаване периода на експлоатация), което води до търсене на ядрено гориво, по-ниско в сравнение с това в основния сценарий. Нивото на инсталирана мощност на атомните електроцентрали в световен мащаб, заложено в настоящия сценарий, се очаква да достигне около 450 ГВе през 2020 г. и около 525 ГВе през 2030 г. Това отговаря на сценария с ниски стойности на Червената книга на Международната агенция за атомна енергия, както и на прогнозите, свързани с производството на атомна електроенергия. Този сценарий е по-вероятен като резултат от очакваното негативно въздействие върху ядрената индустрия заради инцидента във Фукушима Дайичи в началото на 2011 г.;
- В сравнение с основния сценарий, все по-голяма част от ядрената мощност в бъдеще ще включва реактори с бързи неутрони, т.нар. „бридери”, както и такива, работещи с елемента торий;
- Налице е все по-широко политическо и законодателно приемане на преработването на отработеното гориво в някои държави, като вече използваните суровини започват дори да изместват употребата на уран;
- Източниците на уран, наподобяващи източниците на гориво, които се използват в наши дни, водят до леко понижаване на производствените разходи, които са актуални в момент, в резултат на подобрени нива на продуктивност в минната индустрия и откриването и използването на допълнителни източници на уран;
- Някои минимални подобрения в технологията за обогатяване на уран като успешното търговско разпространяване на огромния проект за напреднали технологии за центрофугиране (Advanced Centrifuge Project) на Американската корпорация за обогатяване на уран (USEC) осъществяват процеса на центрофугиране с минимална ефективност (с използването на повече SWU (разделителни работни единици) на КВч енергия) и по-големи подобрения във връзка с продуктивността в сравнение с настоящата технология за центрофугиране на „Уренко” (вж. Приложение Д.3, където са обсъдени подробно технологиите за обогатяване на уран).

Д.1.5. Въздействие на инцидента във Фукушима Дайичи

От написаното по-долу, във връзка с възможните сценарии, става ясно, че основен фактор е търсенето на ядрено гориво. Нивото на търсене на ядрено гориво се определя от броя функциониращи атомни електроцентрали, което от своя страна е свързано както със съществуващите, така и с новите атомни електроцентрали.

Когато обаче се случи инцидент като Фукушима Дайичи, перспективите за капацитета на действащите атомни електроцентрали вече са по-различни в резултат на промените, засягащи както съществуващите атомни електроцентрали (например, решението на Германия веднага да затвори част от атомните си електроцентрали, а други по-рано от планираното), така и плановете за нови атомни електроцентрали (например, не е ясно каква ще е съдбата на

Поверително

бъдещите атомни електроцентрали в Япония; Италия промени плановете си да подготви нови проекти, свързани с ядрена енергетика, а Швейцария изказа съмнения относно бъдещето на атомните електроцентрали като цяло).

Резултатът от горепосочените промени е, че в наши дни сценариите с по ниски стойности, свързани с ядреното гориво, се считат за по-вероятни. Но определени бъдещи събития (като например производството на нов тип реактори с по-високо ниво на безопасност) може да означава, че търсенето на ядрено гориво ще се повиши.

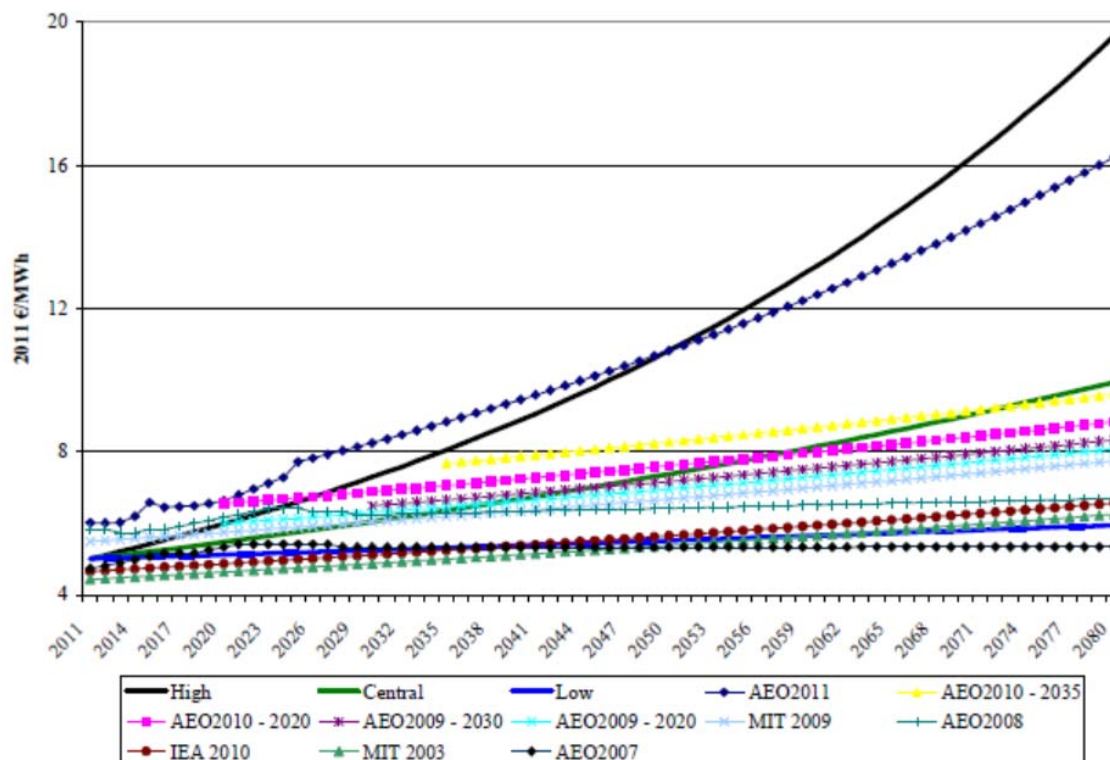
Непрекъснатите програми за изграждане на атомни електроцентрали в Китай, САЩ, Великобритания и други държави провокират част от негативните коментари, свързани с инцидента във Фукушима Дайичи. Съвсем наскоро Саудитска Арабия също обяви, че планира създаването на инвестиционна програма за изграждането на огромна атомна електроцентрала, Чешката република също обмисля да построи допълнителни атомни електроцентрали, които да се целят в износ на ток за Европа/Германия, Виетнам обмисля развиването на програма за ядрена енергетика, а други държави от Югоизточна Азия планират да построят първата си атомна електроцентрала.

Д.1.6. Външни прогнози

Десет прогнози за най-вероятните цени на ядрено гориво (при всяка от тях за база е използвана цената за 2011 г. в евро/МВч) се сравняват със сценариите, посочени по-горе. Прогнозите са изведени от анализите и докладите, изготвени от три организации - Годишния енергиен преглед (АЕО) на Министерството на енергетиката от избрани години, Международната агенция по енергетика (IEA), както и проучвания, изготвени от изследователи в Масачузетския технологичен институт (MIT).

Фигура Д.2 представя съпоставка между цената на ядреното гориво/сценариите за разходите и цената на ядреното гориво/очакваните разходи от други избрани източници.

Фигура Д.2**Сценарии с външни прогнози за цени на ядрено гориво (евро/МВч за 2011 г.)**



Източник: Министерство на енергетиката на САЩ, Американската администрация за енергийна информация, Годишен енергиен преглед (АЕО) – прогнози за стойността на разходите за ядрено гориво от различни години; Масачузетския технологичен институт (MIT), Доклад от 2003 г. относно бъдещето на ядрената енергетика и актуализиране на доклада от 2009 г.; Предвиждани разходи за производство на електроенергия, издание от 2010 г., изготвен от Международната агенция по енергетика /IEA/, Организацията за икономическо сътрудничество и развитие /ОЕСД/ и от Агенцията за атомна енергия /NEA/

Паричните стойности във всяка прогноза са конвертирани според стойността на еврото от 2011 г., като (1) се взема предвид инфлацията и стойностите се изчисляват според цената на долара през 2011 г., а за целта се използва БВП дефлатор на щатска валута, публикуван от Федералната банка на Сейнт Луис, (2) доларите се конвертират в евро при постоянно ниво на обменен курс на стойност 0.75 евро за долар.

Освен това някои прогнози изискват допълнителни изчисления, чрез които да се конвертират в общия формат от цена в евро (според стойностите за 2011 г.) на МВч за всяка година от прогнозата.

- Прогнозата на АЕО за 2011 г. беше изпратена на NERA от Администрацията за енергийна информация (EIA) по имейл. Тази прогноза включваше отделна цена за всяка година от 2010 г. до 2035 г.; NERA просто конвертира мерните единици (центове/КВч, със стойност на долара от 2009 г.) в необходимите мерни единици, използвайки методите за конвертиране, представени по-горе. Относно периода след 2035 г., според NERA цените ще продължат да се вдигат средно с процента за последните десет години от прогнозата (2026-2035 г.). Този процент е 1.36 % на година (реална стойност).

Поверително

- Прогнозите от *Международната агенция по енергетика /IEA/ (Предвиждани разходи за производство на електроенергия, издание от 2010 г., изготвени от Международната агенция по енергетика /IEA/, Организацията за икономическо сътрудничество и развитие /OECD/ и Агенцията за атомна енергия /NEA/*, както и прогнозите от Годишния енергиен преглед /АЕО/ за 2009 и 2010 г. бяха включени в оригиналните доклади при изравнена ценова основа. За да се конвертират тези изравнени цени в годишни, NERA изчисли стойността на първоначалните цени (P_i), която се изразява в следното уравнение:

$$P_i(1 + 0.5\%)^t = P_{i,year}^{adjusted} \text{ (изравнени цени спрямо } P_i)$$
, като се взема предвид прогнозната изравнена цена ($P_{i,year}^{adjusted}$) и като се приема реален годишен процент на увеличение, възлизащ на 0.5% (според Масачузетския технологичен институт) и продължителност на проектния жизнен цикъл, равняващ се на 60 години (според Годишния енергиен преглед). Съответно NERA повиши началните цени, които се получиха след очакваното реално повишение от 0.5% на година.
- Оригиначните прогнози на Масачузетския технологичен институт, както и в Годишните енергийни доклади за 2007 и 2008 г. са изчислени в долари за милион британски термални единици (MMBtu). За да се конвертират въпросните цени в долари за МВч, се използва количеството топлина, произведено от една атомна електроцентрала, възлизащо на 10,400MMBtu на МВч (според допусканията на Масачузетския технологичен институт). Колкото до Годишния енергиен преглед за 2011 г., според NERA цените ще продължат да растат и ще надхвърлят нивата, заложили в Годишния енергиен преглед, като ръстът на покачване ще се равнява на средното ниво от последните десет години от прогнозния период (в случая, 2021-2030 г.). Тези нива, за Годишните енергийни прегледи от 2008 и 2007 г. съответно са 0.14% и 0.003%.
- В допълнение, прогнозите на Масачузетския технологичен институт за 2003 и 2009 г. включват начална годишна цена (съответно 0.47 и 0.67 долара за MMBtu), реално ниво на покачване (0.5 % на година) и процент отделена топлина (10,400). NERA екстраполира тези цени при темп от 0.5 % на година, за да се стигне до прогнозата, заложила от Масачузетския технологичен институт.

Д.2. Разходи и цени на ядрено гориво

Прилагаме следните пояснения, за да обясним стандартното използване на сценариите относно цените на ядрено гориво. **Д.2.1.**

Компоненти на разходите за ядрено гориво

За разлика от повечето горива за генериране на електричество, ядреното гориво е сложен продукт, при който са необходимо множество стъпки между добива на природния ресурс и използването му за производство на енергия. Цените на суровините, свързани с урана (т.е. U3O8) са донякъде съизмерими с цените на суровини като въглищата и природния газ, с изключение на това, че въглищата и втечненият природен газ може да се изгарят директно в електроцентралата, докато U3O8 трябва да се превърща в ядрено гориво, преди да се използва в атомната електроцентрала.

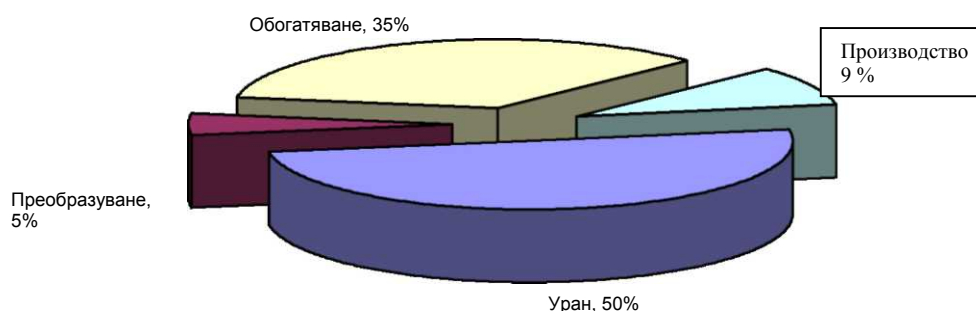
Урановата руда от мините се използва за първоначална суровина като част от сложен, многоетапен процес, известен като „преден край на ядрения горивен цикъл”. Крайният продукт, получен от въпросния процес заедно с ядрено-горивни смеси, получени с помощта на високо-инженерни технологии, се зареждат в активната зона на реактора.

Предният край на ядрения горивен цикъл включва добив, преработка и фрезование,

Поверително

преобразуване, обогатяване, и производство на ядрено гориво. Съотношението между относителния дял на посочените компоненти като част от цялостния процес и общите разходи за производство на ядрено гориво е представено на Фигура Д.3.

Фигура Д.3 Компоненти на разходите за ядрено гориво



Източник: Анализ на NERA, който се основава на следните използвани компоненти: Уран = 76 евро/кг за уран U3O8; Преобразуване = 9 евро/кг, уранов хексафлуорид UF6, обогатяване = 106 евро/кг – SWU разделителни работни единици; Производство = 165 евро/кг; ниво на обогатяване на горивото = 4.28%; и методи за проверка и вземане на проби при хвостовете (например U-235 съдържание на потока на отпадъците от обогатяване) = 0.30%.

Д.2.2. Годишни разходи за гориво

Електроенергийната индустрия прие конвенция относно разходите за ядрено гориво, която е подобна на спогодбата за изкопаемите/фосилни/ горива. Това доведе до цени за ядрено гориво, деноминирани в евро/МВч (или дори за евро/ ММВтu). Според конвенцията разходите за гориво на една атомна електроцентрала могат директно да се сравняват с разходите за гориво на централите, захранвани с въглища или природен газ (въпреки че това сравнение може да изглежда напълно неподходящо).

За целите на разходите за ядрено гориво в конвенцията, базирана на евро/МВч, се използва счетоводен подход, който включва реални данни за предишни периоди, свързани с разходите за ядрено гориво, както и планирани бъдещи действия от страна на атомната електроцентрала.

При реакторите с лека вода обаче, както и при други модели реактори с дозареждане на партиди, разходите за ядрено гориво може да се приемат за постоянни оперативни разходи.

Д.2.3. Крайни цени за разходи на гориво

Реалните разходи за ядреното гориво на една атомна електроцентрала включват разходите, свързани с всички елементи от цялостния процес, заедно с други счетоводни пера като разходи за закупуване.

Изготвили сме една „обща“, крайна цена по отношение на ядреното гориво, в евро/МВч (т.е. тази цена включва разходите за уран, преобразуване, обогатяване и производство на гориво).

Поверително

Впоследствие изготвихме сценарии, свързани с общата цена, вместо да предвиждаме отделен сценарий за всеки от елементите на разходите за ядрено гориво, след което създадохме сложен набор от сценарии за комбинираните общи разходи.

Общата цена е заложена във всеки един от сценариите, така че при евентуална промяна процентът на повишение да е един и същ при всички елементи, формиращи цената. Основната движеща сила при разходите за ядрено гориво е търсенето – по-висока или по-ниска степен на търсене ще се отрази по един и същи начин върху всички елементи, формиращи цената.

Д.2.4. Разходите за ядрено гориво са постоянни разходи

Видът на цената (т.е. евро/МВч) предполага, че разходите за ядрено гориво ще варират по отношение на количеството, произведено от една атомна електроцентрала (т.е. подобно на разходите за гориво на електроцентрала, която използва въглища или природен газ). Това обаче не е точно така.

Разходите за ядрено гориво при реактори, където се използва дозареждане на партидите (например при реактори с лека вода) не попадат нито в графа променливи, нито при пределните разходи. Според нас ядреното гориво е постоянен разход, а цената му в евро/МВч се преобразува в сума за постоянни годишни разходи.

Причината за този подход е резултат от подхода, свързан с дозареждане на партидите. При него разходите за ядрено гориво се изчисляват преди периода за дозареждане, а самото дозареждане се осъществява на регулярни, планирани интервали (например, на всеки 18 месеца), като планираните прекъсвания за дозареждане на реакторите се осъществяват независимо от минималните промени в ежедневната и ежечасова работа на атомните електроцентрали. Ето защо, разходите за ядрено гориво са постоянни при моделите реактори с партиди за дозареждане на гориво (в зависимост от произвежданото електричество) и не може да се смятат за променливи или пределни разходи.

За целите на енергийната индустрия, често се изготвят анализи на пределните разходи в краткосрочен период (SRMC) за определена електроцентрала или технология.

Пределните разходи в краткосрочен период обикновено се определят като промяна в общите разходи в резултат на малка или временна промяна в производството. Ако една електроцентрала работи при 1,000 МВ електричество и производството се намали на 999 МВ за един час, разликата в общите разходи ще отрази т.нар. пределни разходи в краткосрочен период.

По отношение на технологиите за производство на електроенергия, основаващи се на горивото, пределните разходи в краткосрочен период включват най-вече разходите за гориво. Тъй като технологиите, зависещи основно от горивото се характеризират от различно ниво на ефективност (процент на отделяне на топлина) при различни условия (например, ниска мощност при студено запалване в сравнение с операциите при пълно натоварване), често пределните разходи в краткосрочен период представляват комбинация от кривата, отразяваща пределното ниво на отделяне на топлина (MMBtu/KBч) и разходите за единица гориво (евро/MMBtu).

Реакторите с лека вода с партиди за дозареждане на гориво се зареждат по време на планирани прекъсвания дори и ако производството по време на експлоатационния цикъл е по-малко от

очакваното. Само ако прекъсването се проточи прекалено дълго, ще се получи промяна във времето за прекъсвания, свързани с дозареждане.

Дозареждането на ядреното гориво се планира доста по-рано и се основава на определени стойности за изгаряне на горивото за няколко горивни цикъла (обикновено един цикъл продължава между 1 и 2 години за водно-водните реактори и за реакторите с кипяща вода при всяка гореща касета, която остава в активната зона за 2 или 3 експлоатационни цикъла). Горивото се произвежда в съответствие с предвижданите проекти месеци преди планираното прекъсване за дозареждане. Прекъсванията, свързани с дозареждане са основна част от поддръжката, включваща множество контрактори, сериозно планиране и цял набор от критични дейности. Промяната на графика на подобни събития не е никак лесна задача.

Съответно, разходите за ядрено гориво при ядрените електроцентрали с партиди за дозареждане не са показател за пределните разходи в краткосрочен период, въпреки че често се използват за тази цел. Вместо това, разходите за ядрено гориво е по-подходящо да се смятат за постоянни оперативни разходи за подобен тип ядрени електроцентрали.

Д.2.5. Осчетоводяване на разходите за ядрено гориво

Разходите за ядрено гориво възникват години *преди* производството и зареждането на самото гориво и обикновено се амортизират по време на експлоатационния период за планирано производство *след като* горивото се зарежда в активната част на реактора.

Този метод за осчетоводяване на ядреното гориво се създава като механизъм за възстановяване на разходите за ядрено гориво по отношение на тарифите за клиенти или в договорите за производство на мощности. Тъй като разходите за ядрено гориво възникват доста преди горивото да бъде заредено, се налага значителна инвестиция в ядрено гориво и компоненти на ядреното гориво (например, уран) преди горивото да се използва, за да произвежда електричество. Също така, в Щатите и в други държави²⁶⁶ съществуват счетоводни и данъчни закони, които позволяват някои елементи от ядреното гориво да се капитализират и амортизират. Този счетоводен подход обикновено води до амортизиране на разходите за гориво по време на експлоатационния цикъл като начин за възстановяване на разходите за гориво на цени за комунални услуги.

Обичайният подход към възстановяването на разходите за ядрено гориво е, че е разрешено капитализирането на ядреното гориво и получаването на регулирана възвращаемост на този актив. Капитализирането на актива ядрено гориво се амортизира, когато горивото започва да се използва. Разходите за горивото от всяко дозареждане се амортизира при предвижданото производство от страна на електроцентралата по време на предстоящия (бъдещ) амортизационен цикъл. Тази изкуствено образувана цена в евро/МВч се добавя към общите разходи, които се използват, за да се изчислят цените за електроенергия към крайните потребители.

Всички разминавания с реалната сума (например защото планираното производство на електроцентралата се различава от реалното производство) се прилагат като корекции към общите разходи за по-късни периоди (например, когато са нагоре).

²⁶⁶ Описаните счетоводни практики се наблюдават в САЩ, както и в няколко европейски държави. Не сме изготвили подробен преглед на счетоводните практики за отчитане на горивото по отношение на всички атомни електроцентрали; възможно е да съществуват и други счетоводни методи за отчитане, при условия като тези, които сме посочили.

Поверително

Въпреки че тази счетоводна и законова конвенция е доста удобна, това не означава, че ядреното гориво е променлив или определен разход при моделите реактори с партиди за дозареждане.

Независимо от подхода за действително възстановяване на разходите за ядрено гориво, рядко съществува изискването ядреното гориво да е съобразено с пазарната цена. Вместо това се използват цените за закупуване на уран, обогатяване, преобразуване и производство, които са били актуални в момента на извършване на въпросните дейности и по този начин се изчислява общата стойност на ядреното гориво.

Това означава, че цената на урана и други компоненти на ядреното гориво може да отрази цените 3-4 години преди ядреното гориво да бъде заредено в реактора. Този период може да е дори още по-дълъг, ако закупуването на елементите е реализирано чрез сключването на дългосрочни договори, като цената не е тясно свързана с цените към настоящия момент.

При традиционните електроцентрали, захранвани с изкопаеми горива, се използват заменяеми суровини като въглища, природен газ или дистилят. Ако този тип електроцентрали закупят гориво предварително или придобият стокови запаси от гориво, обичайната практика е закупуването на гориво или стоковите запаси да се маркират (преди да бъдат използвани за производство на електроенергия) според пазарната цена към настоящия момент. Това означава, че традиционните електроцентрали е много вероятно да включват горивото в графа променливи разходи, които са близки по стойност до пазарната цена на горивото към настоящия момент, дори и цената за закупуване на горивото да е била по-различна.

Всяка електроцентрала използва различен подход по отношение на закупуването на гориво. На разположение има информация за завършени сделки с ядрени горива, което за някои по-малки електроцентрали, с един ядрен реактор например, може да се окаже най-доброто решение. По-големите ядрени електроцентрали обикновено купуват всичко поотделно за ядреното гориво, т.е. закупуват всеки елемент от ядрения цикъл отделно, вместо да купуват готово ядрено гориво. Тези електроцентрали обикновено могат да избират различни срокове за изпълнение (от една до десет години, например), както и договори с множество доставчици за всеки сегмент от горивния цикъл. Целта е разходите да се запазят максимално ниски, като се минимизира и потенциалният риск от покачване на цените или от прекъсване на доставките.

NERA
Economic Consulting

Консултантска компания NERA
Стратфорд Плейс No.15
Лондон W1C 1 BE
Обединено кралство
Тел.: +44 20 7659 8500
Факс: +44 20 7659 8501
www.nera.com

NERA UK Limited, registered in England and Wales, No 3974527 Registered Office: 15 Stratford Place, London W1C 1BE