



**Държавна комисия за енергийно и водно регулиране  
(ДКЕВР)  
България**

# **Годишен доклад за Европейската комисия**

**юли 2014 г.**

# Съдържание

<b>1. ПРЕДИСЛОВИЕ</b>	<b>3</b>
<b>2. ОСНОВНИ ПРОМЕНИ В ПАЗАРИТЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ И ГАЗ</b>	<b>4</b>
<b>3. ПАЗАР НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ</b>	<b>14</b>
3.1. Регулиране на мрежите	14
3.1.1. Отделяне	14
3.1.2. Техническа експлоатация	14
3.1.3. Мрежови тарифи за присъединяване и достъп	19
3.1.4. Трансгранични въпроси	21
3.1.5. Съответствие	24
3.2. Насърчаване на конкуренцията	25
3.2.1. Пазари на едро	25
3.2.2. Пазар на дребно	37
3.3. Сигурност на доставките (ако и доколкото НРО е компетентният орган)	44
3.3.1. Мониторинг върху баланса между доставките и потреблението	44
<b>4. ПАЗАР НА ПРИРОДЕН ГАЗ</b>	<b>44</b>
4.1. Регулиране на мрежите	44
4.1.1. Отделяне	44
4.1.2. Техническа експлоатация	45
4.1.3. Мрежови и LNG тарифи за присъединяване и достъп	48
4.1.4. Трансгранични въпроси	48
4.1.5. Съответствие	49
4.2. Насърчаване на конкуренцията	49
4.2.1. Пазари на едро	49
4.2.2. Пазар на дребно	52
4.2.3. Препоръки относно цените за доставка, разследвания и мерки за насърчаване на ефективна конкуренция	54
4.3. Сигурност на доставките	54
4.3.1. Мониторинг върху баланса между доставките и потреблението	55
4.3.2. Мерки за покриване на върховото потребление или недостига на доставчици	55
<b>5. ЗАЩИТА НА ПОТРЕБИТЕЛИТЕ И УРЕЖДАНЕ НА СПОРОВЕ В СЕКТОРИТЕ ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ И ПРИРОДЕН ГАЗ</b>	<b>59</b>
5.1. Защита на потребителите	59
5.2. Уреждане на спорове	62

## **1. Предисловие**

Настоящият документ представлява национален доклад, изготвен от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) до Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори и Европейската комисия в съответствие със задълженията за докладване, съгласно чл. 37, ал. 1 б. „д“ от Директива 2009/72/ЕО и чл. 41, ал. 1 б. „д“ от Директива 2009/73/ЕО.

С изменение и допълнение на Закона за енергетиката от 17.07.2012 г. и 05.07.2013 г. се осъществи транспониране на Директива 2009/72/ЕО и Директива 2009/73/ЕО в българското законодателство.

В изпълнение на законовите си задължения, ДКЕВР прие и измени редица подзаконовни нормативни актове, с оглед привеждането им в съответствие с действащото европейско и българско законодателство.

С направените промени всички потребители, присъединени на средно напрежение излязоха на свободния пазар и могат да договорят цената по която купуват електрическата енергия с лицензираните търговци на електроенергия. Тази промяна е част от стъпките за либерализиране на енергийния пазар в България.

По този начин се намали кръгът на потребителите, чиято цена на електрическата енергия се регулира от ДКЕВР, а именно това са всички домакинства, както и фирмите, присъединени на ниско напрежение.

Също така в резултат на законовите промени през 2013 г. се промени модела на образуване на цените за електрическа енергия за регулирания пазар, прилаган от ДКЕВР, в контекста на промяната на структурата на пазара на електрическа енергия и нарастването на дела на свободния пазар.

През 2013 г. ДКЕВР предприе редица стъпки за разработване на прозрачни правила за организиране на пазар на балансираща енергия и борсов пазар на електрическа енергия, в изпълнение на изискванията на горесцитираните Директиви на Европейската комисия. В тази връзка бяха приети нови Правила за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ) от 26.07.2013 г., допълнени и изменени от 09.05.2014 г. В резултат бяха създадени необходимите условия за стартиране на балансиращ и борсов пазари на електрическа енергия.

През 2013 година започна процедура по фактическото отделяне на „ЕСО“ ЕАД от „НЕК“ ЕАД – необходима стъпка към изграждането на интегриран вътрешен пазар с целева дата 2015 г.

През 2013 г. започна процедурата по сертифициране на оператора на преносната мрежа „Булгартрансгаз“ ЕАД, като независим преносен оператор, за изпълнението на изискванията за независимост.

Операторът на преносната система разработи Методика за определяне цена за достъп и пренос през газопреносни мрежи, която през 2014 г. ДКЕВР следва да одобри. В тази връзка Комисията е инициирала разработването на Указания за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение.

От особено значение е реализацията на междусистемната газова връзка Гърция – България (IGB), която ще свързва директно националните газопреносни мрежи на Гърция и България. Проектът цели да постигне диверсификация на източниците на доставки на природен газ за България и Югоизточна Европа. Газопроводът IGB е определен като проект от национално значение и в България, и Гърция, и като Проект от общ интерес (Project of Common Interest) от Европейската комисия.

**Боян Боев**  
**Председател на ДКЕВР**

## 2. Основни промени в пазарите на газ и електроенергия

### 2.1. Основни промени в пазара на електроенергия

#### Пазар на едро

В съответствие с Директива 2009/72/ЕО и съгласно Закона за енергетиката (ЗЕ), пазарът на електрическа енергия в Република България е либерализиран от 1.07.2007 г., като процеса на либерализация е поетапен и към 2013 г. на свободния пазар на електрическа енергия участват клиентите, присъединени към електроенергийната система на Високо (ВН) и Средно напрежение (СрН), като предстои включването на клиентите на Ниско напрежение (НН) представляващи битови клиенти и малки предприятия.

**Годишното нетно производство на страната през отчетния период – 2013 г. е в размер на 43 650 000 MWh, което е намаление на нетното производство спрямо 2012 г. с 7,5%.** Една от причините за това е отчетеният за втора поредна година спад на брутното вътрешно потребление на електрическа енергия в страната за 2013 г., което е с 2,4% по-ниско от потреблението през 2012 г. и с 3,7% по-ниско от това през 2011 г.

Втората причина е отчетения спад на годишния износ, който за 2013 г. е с 25,5% по-нисък от отчетените данни за 2012 г. Намаленият износ на електрическа енергия е в резултат на значителното увеличение от 01.07.2012 г. на т.нар. „добавки“ („добавка за зелена енергия“, „добавка високоефективно комбинирано производство“ и „добавка невъзстановяеми разходи“) към цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа, заплащани за енергията потребявана на вътрешния пазар, както и за износ. Увеличението на цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа намери негативно отражение върху износа на електрическа енергия за първото полугодие на 2013 г., което бе свързано и с ограничаване на електропроизводствени мощности и трудности при управлението на електроенергийната система.

Предвид обстоятелството, че „добавките“ към цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа отразяват разходи за енергия и с цел възстановяване на баланса в електроенергийната система, бяха предприети промени на законовата и подзаконова нормативна уредба отнасяща се за сектор „Електроенергетика“, като бе постигнато пълно разграничаване на мрежовите услуги от разходите за енергия в резултат, на което няколкократно се намалиха цените за пренос и достъп до електропреносната мрежа. След предприемането на тези мерки от 1 август 2013 г. се отчита значително увеличение на износа на електрическа енергия от страната, като се наблюдава стабилизация на електроенергийната система, най-вече при производителите на електрическа енергия – работещи с местни суровини и АЕЦ Козлодуй.

**Важен момент при разработването на новия пазарен модел е и направения анализ на структурата на потребление на електрическа енергия в страната, включващ анализ на потреблението на големите консуматори (клиенти Високо напрежение), потреблението на промишлени клиенти на Средно напрежение, които през 2013 г. преминаха към снабдяване по свободно договорени цени.** Тази мярка е свързана с изпълнение от страна на комисията на законовите задължения по прилагането на „третия либерализационен пакет“ в сектор енергетика, свързан с поетапното до пълно либерализиране на търговията с електрическа енергия и природен газ. Освобождаването на пазара на средно напрежение, бе свързано с подготовката на процедура, която успя да гарантира плавен преход на клиентите от регулирани по свободно договорени цени. За целта комисията издаде съответните лицензии на Доставчик от последна инстанция

(ДПИ) – НЕК ЕАД и Крайните снабдители, както и прие Методика, по която се образуват цените на техните клиенти. Първоначалната функция на „ДПИ“ имаше за цел да гарантира поетапното освобождаване на пазара за клиентите на средно напрежение, като в последствие неговата функция се ограничи до снабдяване на относително малък дял от пазарния сегмент, а именно за клиенти които не са избрали друг доставчик или за клиенти, които по една или друга причина временно не могат да се снабдяват с електрическа енергия по свободно договорени цени. Условието, при които работи ДПИ бяха детайлно уредени с приемането на Правилата за търговия с електрическа енергия през м.юли 2013 г.

**В резултат на предприетите действия от страна на ДКЕВР за поетапното либерализиране на пазара на електрическа енергия през 2013 г. може да се отчете увеличение на търговията по свободно договорени цени с 29,7% спрямо предходната година.**

Броят на търговските участници през 2013 г. нараства значително, като най-голяма динамика има при крайните клиенти на Ср.Н. Участниците с реални сделки на пазара към м. декември 2013 г. са общо 2157, от които 9 производители, 2096 потребители и 52 търговци на електрическа енергия, от които 13 са координатори на стандартни балансиращи групи.

За 2013 г. регулаторът е лицензирал 9 нови дружества за дейността „търговия с електрическа енергия“, с което общият брой на лицензираните търговци е 115. Комисията по искане на лицензиантите е прекратила 2 от действащите лицензии за дейността „търговия с електрическа енергия“, като общият брой на лицензиите за търговия с електрическа енергия през 2013 г. е 113.

Пазарът на електрическа енергия в Република България се характеризира като национален и същевременно е добре интегриран със съседните страни.

Дейността и организацията на пазара в страната и със съседните страни през 2013 г. се регламентират от „Правила за търговия с електрическа енергия“ и „Тръжни правила за разделяне и предоставяне на преносна способност по междусистемните сечения в контролната зона на Електроенергийния системен оператор („ЕСО“ ЕАД) и съседните му контролни зони за 2013 г.“ Правилата са съгласувани и одобрени от националния регулатор Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) на Р. България.

През 2013 г. „ЕСО“ ЕАД проведе тръжни процедури за разпределяне и предоставяне на преносна способност за търговски обмени по междусистемните сечения на българската ЕЕС с ЕЕС на Румъния, Сърбия, Гърция, Македония и Турция. Организиран са и са проведени търгове, съгласно общи тръжни правила на българо-румънската и българо-гръцката граница и за 50% от съгласуваните преносни способности за търговски обмени на българо-македонската, българо-сръбската и българо-турската граница.

Горепосочените правила са в съответствие с Регламент (ЕО) 714/2009 на Европейския парламент и на Съвета относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия, като уреждат сроковете и условията, които управляват разпределянето по прозрачен и равнопоставен начин на разполагаема преносна способност в двете посоки по междусистемните сечения.

С решение по протокол № 110 от 18.07.2013 г. по т. 1, от ДКЕВР бяха приети нови „Правила за търговия с електрическа енергия“. Правилата са публикувани в Държавен вестник, бр. 66 от 26.07.2013 г., в сила от 26.07.2013 г., изм. и доп., бр. 39 от 9.05.2014 г. Съгласно тези правила е създаден нов пазарен модел, като новата организация на пазара има за цел да осигури съответствие с разпоредбите на Закона за енергетика по отношение на правата за организиране на борсов пазар на територията на Р. България, както и осигуряване на всички необходими условия за гарантиране на

работа на балансиращ пазар, в неговата цялост. Стартирането на работещ балансиращ пазар, обхващащ всички търговски участници по веригата производство, пренос, разпределение и крайни клиенти е основната и най-важна стъпка за последващо организиране и функциониране на борсовия пазар на електрическа енергия, както и важно условие за изпълнение на ангажиментите на страната ни за пълна либерализация на търговията с електрическа енергия и природен газ. **Балансиращия пазар в България започва да функционира в края на първата половина от 2014 г.**

През 2013 г. бяха създадени основните правила, които регламентират организирането на административната процедура по регистрация на търговските участници, както на балансиращия, така и на борсовия пазар. Финалът на административното производство, свързано с лицензиране на българската енергийна борса приключи в началото на 2014 г.

**Пазарът на едро на електрическа енергия в България, от друга страна се характеризира и с наличието на законови и договорни задължения на Обществения доставчик „НЕК” ЕАД да изкупува електрическа енергия от производители при преференциални условия, изразяващи се в задължение за дългосрочно изкупуване на електрическа енергия (между 12 и 20 години) при цени за изкупуване значително надвишаващи пазарните нива на цените на електрическата енергия.** Такива задължения представляват дългосрочните споразумения за изкупуване на електрическа енергия между „НЕК” ЕАД с „Ей и Ес ЗС Марица Изток 1” ЕООД и „Контур Глобал Марица Изток 3” АД, както и наложените законови задължения на Обществения доставчик за задължително изкупуване на електрическа енергия от възобновяеми източници и високоефективно комбинирано производство. Следва да се подчертае, че съществуващите законови и договорни задължения за изкупуване на електрическа енергия и предоставянето на преференциални условия е в противоречие с въведените нови европейски изисквания за конкурентни пазарни условия.

### **Пазар на дребно**

Към сегмента „пазар на дребно“ с електрическа енергия през 2013 г. се включва доставката на електрическа енергия на клиенти на ниско напрежение – дребни стопански и битови клиенти.

През 2013 г. основната част от тези клиенти се снабдяват по регулирани цени, като на този етап една сравнително малка част от стопанските клиенти на ниско напрежение преминаха към доставка на електрическа енергия по свободно договорени цени.

Съгласно Закона за енергетика крайните снабдители доставят и продават електрическа енергия на „защитените потребители” – битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниво ниско напрежение, в съответната лицензионна територия, когато тези клиенти не се снабдяват от друг доставчик.

Разширяването на пазара на електрическа енергия по свободно договорени цени в сектора на малките стопански клиенти е в съответствие с изискванията на Закона за енергетиката и Директива 2009/72/ЕО.

**За осигуряване на потреблението за „малките“ клиенти ДКЕВР определя задължителни квоти за отделните типове производители, съгласно Закона за енергетиката, въз основа на които Обществения доставчик продава електрическа енергия на регулирания пазар. Изкупуваните по регулирани цени количества електрическа енергия от производителите, в рамките на определена от регулатора**

**„квота” за всеки производител, се определят на основата на принципите за равнопоставеност и прозрачност съгласно методика, приета от регулатора.**

Регулираната цена за „защитените потребители” в страната се образува като микс от цените на производителите на електрическа енергия от различни първични енергоизточници (ядрено гориво, въглища, водна енергия, ВИ). Останалата част от електропроизводството си производителите, предимно кондензационните централи продават енергията си на либерализирания пазар като равностойни участници. Електрическата енергия, произвеждана от възобновяеми енергийни източници се изкупува от Обществения доставчик по силата на различни по продължителност дългосрочни договори и по преференциални цени, част от които са значително по-високи от пазарните нива. Стимулирането на производството на енергията от възобновяеми източници през последните няколко години, допринесе до отделни диспропорции в структурата на инсталираните мощности, което от своя страна доведе до трудности в управлението на електроенергийната система както в технически, така и в икономически аспекти.

В изпълнение на Закона за енергетиката и действащата от 05.04.2013 г. Наредба №1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, за защитените потребители с решение на регулатора се утвърждават следните цени:

- за достъп и/или за пренос през електропреносната и електроразпределителните мрежи;

- по които крайните снабдителите продават електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение.

Регулираните от ДКЕВР цени за достъп и пренос на електроразпределителните дружества, съгласно Наредба №1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, се определят въз основа на признатите от регулатора необходими приходи за поддръжка и експлоатация на съответната електроразпределителна мрежа.

Основните групи потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи през 2013 г. са, както следва:

- небитови клиенти присъединени на средно напрежение;
- битови и небитови клиенти присъединени на ниско напрежение;

### **Задължения към обществото и защита на потребителите**

Разходите свързани със законови и договорни задължения за изкупуване на електрическа енергия се класифицират, като „задължение към обществото” и чл. 35 от Закона за енергетиката урежда правото на енергийните предприятия да бъдат компенсирани за извършените разходи, произтичащи от задължението им за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени от възобновяеми източници и от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и централите с дългосрочни договори.

Закона за енергетиката урежда изрично като принцип на ценообразуването, при определяне на регулираните цени да се осигури справедливо прехвърляне на тези разходи върху крайните клиенти на електрическа енергия.

В изпълнение на тези норми ДКЕВР трайно разработва и прилага модел на пълно компенсиране на такива разходи от 2009 г. до настоящия момент. До 31.07.2013 г. този модел предвиждаше задълженията към обществото да се включват към цената за пренос. През последните няколко години бе отчетена трайна тенденция към повишаване на тези разходи, като в периода 2012-2013 г. тяхното ниво доведе до изключително увеличение на общата дължима сума към цената за пренос, което на практика блокира българският износ на електрическа енергия. **В тази връзка бе разработен нов модел за компенсиране на тези разходи, като от м. Август 2013 г. бе утвърдена нова цена за „Задължения към обществото“, която се заплаща от клиентите на свободния пазар за количествата електрическа енергия потребени на територията на страната.** Тази нова цена има за цел да възстанови разходите на Обществения доставчик и се заплаща отделно от мрежовите услуги, администрирани от мрежовите компании.

Процедурата за компенсиране на разходите, произтичащи от наложени задължения към обществото на съответните енергийни предприятия, и механизмът, по който тези разходи се установяват по размер и се възстановяват на енергийните предприятия, които са ги претърпели, се определят в Методика, утвърдена от комисията. В тази връзка ДКЕВР е приела и прилагала последователно методики за компенсиране на разходите на обществения доставчик и крайните снабдители, произтичащи от наложени им задължения към обществото за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени от възобновяеми енергийни източници и от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

С промяната на Закона за енергетиката от 05.07.2013 г. и приложението на новия ценови модел е прието, че крайните снабдители продават на обществения доставчик количествата електрическа енергия, която са закупили по чл. 162 от ЗЕ и по чл. 31 от Закона за енергията от възобновяеми източници по цената, по която са я закупили. В тази връзка, с Решение по т. 3 от Протокол № 110/18.07.2013 г. ДКЕВР е приела Методика за компенсиране на разходите по чл. 35 от Закона за енергетиката и за разпределение на тези разходи между крайните клиенти присъединени към електроенергийната система. В Методиката детайлно са посочени начините за изкупуване и фактуриране на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници и високоефективно комбинирано производство, както и определянето на годишните количества и разходи за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници и високо ефективно комбинирано производство. Друг основен момент е и включването на реда за определяне на “цена за задължения към обществото”, съгласно чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ.

Цената за задължения към обществото се формира като разлика между действителните разходи за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници, топлофикационни и заводски централи и дългосрочни договори за количествата енергия, продавани на свободния пазар и разходите за производство на тази енергия по миксовата цена на „Обществения доставчик“.

Със закон за изменение и допълнение на Закона за енергетиката в сила от 28.02.2013 г. на комисията е предоставено право да променя цените на електроенергията повече от веднъж годишно, с цел повече гъвкавост и справедливост в ценообразуването.

Предвид измененията в нормативната уредба, като част от транспонирането на Третия енергиен либерализационен пакет, в частност Наредба № 3/21.03.2013 г. и предвидените в нея нови изисквания за съдържанието и обхвата на Общите условия на енергийните предприятия, предоставящи услуги от обществен интерес, и с оглед осигуряване на по-висока степен на защита на правата на клиентите и равнопоставеност между групите клиенти, е открита процедура по изменение на сега действащите Общи условия на енергийните предприятия.



## Инфраструктура

Разходите за експлоатация и поддръжка на преносната мрежа се възстановяват посредством утвърдените цени за пренос и достъп.

Утвърдените през 2013 г. цени са, както следва:

- Цената за пренос до електропреносната мрежа се заплаща от всички ползватели на мрежата на преносния оператор „НЕК“ ЕАД.

- Цената за достъп до електропреносната мрежа се заплаща на електроенергийния системен оператор „ЕСО“ ЕАД от всички ползватели на мрежата, без количествата по сделките с предмет „транзит на електрическа енергия“.

Регулираните от ДКЕВР цени: за достъп, заплащана на „ЕСО“ ЕАД и за пренос, заплащана на „НЕК“ ЕАД, за ползване на електропреносната мрежа, съгласно Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия, се определят въз основа на признатите от регулатора необходими приходи за поддръжка и експлоатация на електропреносната мрежа.

През 2013 г. Електроенергийният системен оператор „ЕСО“ ЕАД осъществява оперативното управление и регулира разпределението на електрическите товари на електроенергийната система при отчитане на приетите и потвърдени заявки за преносни капацитети на търговските участници, въз основа на действалите Правила за търговия с електрическа енергия и Тръжните правила представени по-горе.

Трансграничният преносен капацитет по междусистемните връзки се разпределя от тръжния оператор (Auction Operator) под формата на търговски права за пренос според действащите споразумения и съгласувани Тръжни правила с операторите на преносните системи на съседните страни. Тръжният оператор изчислява и определя преносните капацитети съгласно нормите и правилата на обединените европейски преносни оператори на електроенергия (ENTSO-E).

Преносната система и междусистемните връзки на страната със съседните страни осигуряват необходимия преносен капацитет за търговските обмени на електрическа енергия в региона.

## Сигурност на доставките

Съгласно Закона за енергетиката „ЕСО“ ЕАД изготвя краткосрочни и дългосрочни прогнози и планове за развитие на електроенергийната система с цел осигуряване на електроенергийния баланс на страната. Въз основа на прогнозите и плановете „ЕСО“ ЕАД предоставя на министъра на икономиката и енергетиката проект на електроенергиен баланс и списък на необходимите за страната източници, включително необходими нови производствени мощности и междусистемни електропроводи.

**Общата инсталирана мощност в страната за 2013 г. е 11 840 MW. Максималната разполагаема производствена мощност към годишния максимум е в размер на 10 132 MW, а върховият товар през януари 2013 г. е 6 672 MW.**

На този етап на развитие на вътрешния и на регионалния пазари на електрическа енергия електропреносната мрежа на страната няма значими проблеми, свързани със сигурност на доставките и претоварвания в електроенергийната система, включително и с трансграничните преносни капацитети. В резултат на високия дял на електроенергийните мощности от ВИ в страната през 2013 г., главно от слънчева и вятърна енергия, възникват определени трудности при тяхното балансиране.

Редки случаи на кратко претоварване възникват през междусистемни връзки с някои от съседните на Р. България страни (при по-високи товари през зимния период).

## Регулиране/Отделяне

През 2013 г. „Електроенергийният системен оператор“ ЕАД (ЕСО) е част от вертикално интегрирано предприятие. С подадено заявление № Е-ЗЛР-74/05.11.2013 г. от „НЕК“ ЕАД за издаване на разрешение за преобразуване с отделяне чрез придобиване, заявление № Е-ЗЛР-ПР-73/05.11.2013 г. от „НЕК“ ЕАД за прекратяване на лицензия № Л-147-04/17.12.2004 г. за дейността „пренос на електрическа енергия“ и заявление № Е-ЗЛР-И-75/05.11.2013 г. от „ЕСО“ ЕАД за издаване на лицензия за „пренос на електрическа енергия“ и за прекратяване на лицензия №Л-221-17/28.12.2006 г. за „управление на електроенергийната система“ „ЕСО“ ЕАД се отделя от „НЕК“ ЕАД. С Решение № Р-205 от 18.12.2013 г. „ЕСО“ ЕАД получава лиценз за извършване на дейността „пренос на електрическа енергия“, с права и задължения за дейността „координатор на специална балансираща група“ за срок от 35 години.

„ЕСО“ ЕАД изготвя ежегодно годишен отчет за изпълнение на мерките по посочените в програмата за съответствие цели, който се предоставя на регулатора за преглед и одобряване.

Изпълнението на програмата за съответствие осигурява и отчита независимостта на „ЕСО“ ЕАД, на лицата отговорни за управлението, включително на оперативното управление на електроенергийната система.

Разпределителните предприятия на територията на страната също изготвят и представят програми за съответствие, в които се посочват мерките за осигуряване на независимостта на оператора на разпределителните мрежи. Представените програми за съответствие регулаторът разглежда на свои заседания и одобрява или при необходимост предписва указания за допълнение на програмата, с цел гарантиране на независимостта на оператора от другите дейности на вертикално интегрираното предприятие. Разпределителното предприятие изготвя годишен отчет за изпълнението на тези мерки, които представя на регулатора за одобрение.

В края на 2013 г. „НЕК“ ЕАД е подало заявление за издаване на разрешение за преобразуване, както и заявление за прекратяване на лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“. В същото време, „ЕСО“ ЕАД е подало заявление за прекратяване на лицензия за управление на електроенергийната система и издаване на лицензия за пренос на електрическа енергия. **С Решение № Р-205 от 18.12.2013 ДКЕВР е дала разрешение за преобразуване на „НЕК“ ЕАД и „ЕСО“ ЕАД и е направила съответните промени в лицензиите на двете дружества, свързани с дейностите по пренос на електрическа енергия и управление на електроенергийната система.** Съответно, ДКЕВР е взела решения за прекратяване на лицензии и издаването на нова лицензия като същите влизат в сила от датата на вписването на преобразуването в търговския регистър.

Преобразуването на „НЕК“ ЕАД и „ЕСО“ ЕАД е свързано с изпълнението на задълженията по ЗЕ за правно, организационно и финансово отделяне или реструктуриране на дейности във връзка с въвеждането на изискванията на Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия.

Отделянето на „ЕСО“ ЕАД, като собственик на електропреносната мрежа, позволява на дружеството да стартира процес по сертифициране като независим преносен оператор, като следваща стъпка за развитието на конкурентен и финансово стабилен енергиен пазар съобразно изискванията на третия либерализационен пакет.

## 2.2. Основни промени в пазара на природен газ

С изменението на ЗЕ, обнародван в ДВ бр. 54 от 17.07.2012 г. беше транспониран Третият енергиен либерализационен пакет, и по-конкретно Директива 2009/73/ЕО (Директивата) на Европейския парламент и съвета от 13.07.2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ. Във връзка с транспонирането на Третия енергиен либерализационен пакет и изменението на ЗЕ през 2012 г., в съответствие с разпоредбата на § 199, ал. 1 от ЗЕ, комисията е приела през 2013 г. подзаконовни нормативни актове и правила.

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 27 на ЗЕ правомощие на ДКЕВР е да сертифицира операторите на газопреносни системи за спазване на изискванията за независимост и да наблюдава изпълнението на изискванията. Предвид законовите изисквания „Булгартрансгаз“ ЕАД е подало заявление за сертифициране на независим преносен оператор, като сертифицирането е в процес.

През 2013 г. на пазара на природен газ се включи втори търговец, който осъществява внос и същевременно продава на газоразпределителни дружества и крайни клиенти.

### Пазар на едро

Съгласно ЗЕ и Правилата за предоставяне на достъп до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи и в изпълнение на европейската директива за пълна либерализация на пазара на природен газ, от 01.07.2007 г. всички потребители имат право да избират своя доставчик на природен газ.

Газоснабдяването на територията на Република България се осъществява по газопреносна мрежа, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД и по газоразпределителни мрежи, собственост на съответните газоразпределителни дружества. На територията на страната съществува и транзитен газопровод, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, който транзитира природен газ до териториите на Гърция, Македония и Турция. Дейността по обществена доставка на природен газ се осъществява от „Булгаргаз“ ЕАД. Природният газ на входа на газопреносната мрежа се доставя по сключени договори с външни доставчици.

Обществената доставка и снабдяването с природен газ в съответствие със Закона за енергетиката са услуги от обществен интерес и като такива се осъществяват от лицензирани дружества. Природеният газ за нуждите на българския пазар се осигурява въз основа на договори между обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД от една страна и ООО „Газпром Экспорт“ от друга страна. Делът на местния добив за осигуряване на нуждите на вътрешния пазар е незначителен. „Булгаргаз“ ЕАД има сключен договор за покупко-продажба на природен газ от местен добив с „Петрокелик“ ЕООД. „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава и управлява преносните и транзитните газопроводи – високо налягане, както и подземното газово хранилище „Чирен“.

Дейността на оператора на газопреносната мрежа - „Булгартрансгаз“ ЕАД е отделена юридически, функционално и счетоводно от другите дейности във вертикално интегрираното предприятие.

Операторът на газопреносната мрежа осигурява:

- единното управление и надеждното функциониране на газопреносната мрежа;
- преноса на природен газ по газопреносната мрежа и отчитането му;
- поддържането на обектите и съоръженията на газопреносната мрежа в съответствие с техническите изисквания и с изискванията за безопасност при работа;
- развитието на газопреносната мрежа в съответствие с дългосрочните прогнози и планове за развитие на газоснабдяването и извън тях, когато е икономически обосновано;
- поддържането и развитието на спомагателните мрежи.

Дейността по обществена доставка на природен газ се осъществява от „Булгаргаз” ЕАД, съгласно издадена от ДКЕВР лицензия за дейността „обществена доставка на природен газ“.

На „Булгартрансгаз” ЕАД са издадени лицензии за дейностите „пренос на природен газ“ и „съхранение на природен газ“.

Природният газ на входа на газопреносната мрежа се доставя от два външни доставчика (ООО „Газпром Экспорт” и „Овергаз Инк.“ АД) и един вътрешен доставчик от местен добив („Петроkelтик” ЕООД). „Овергаз Инк.“ АД организира вноса и транспортирането на природен газ по газопреносната мрежа до негови клиенти. „Булгартрансгаз” ЕАД е собственик на газопреносната мрежа, към която са присъединени газоразпределителните дружества и около 250 пряко присъединени потребители.

Съгласно чл. 176, ал. 1 на ЗЕ, добивните предприятия или търговците на природен газ, от една страна, и общественият доставчик на природен газ, крайните снабдители с природен газ, операторите на съоръжения за съхранение на природен газ, операторите на съоръжения за втечен природен газ, търговците на природен газ или клиентите – от друга, сключват сделки с природен газ помежду си при свободно договорени цени.

За отчетната 2013 г. количествата, търгувани по свободно договорени цени от търговци на природен газ, съгласно сключени договори за пренос на природен газ с оператора на газопреносната система, са: 98,3 млн. м<sup>3</sup> с „Дексия България“ ООД (доставени от добивното предприятие „Петроkelтик“ ЕООД) и 272,4 млн. м<sup>3</sup> с „Овергаз Инк.“ АД.

Общественият доставчик „Булгаргаз” ЕАД търгува на регулирани от ДКЕВР цени, като дела му в продажбата на природен газ за 2013 г. е 87%. Останалите 13% са реализирани от търговците „Дексия България“ ООД и „Овергаз Инк.“ АД.

Местният добив на природен газ през 2013 г. е 176 млн. м<sup>3</sup>, реализирани от „Петроkelтик“ ЕООД и „Проучване и добив на нефт и газ” АД. Налице е спад на количествата природен газ от местен добив за последните три години, като в сравнение с 2011 г. (406 млн. м<sup>3</sup>) през 2013 г. добивът е намалял с 43%.

„Булгартрансгаз“ ЕАД експлоатира подземното газохранилище (ПГХ) „Чирен”, което е с капацитет на активен газ около 450 млн. м<sup>3</sup>. През 2013 г. в него са нагнетени 335,47 млн. м<sup>3</sup> природен газ, а добитото количество е 238,53 млн. м<sup>3</sup>.

## **Пазар на дребно**

При регулирането на цените за разпределение и снабдяване с природен газ, ДКЕВР отчита особеностите на пазара, вкл. и факта, че необходимата инфраструктура за разпределение на природен газ в страната все още е в процес на изграждане и присъединените битови клиенти към газоразпределителните мрежи са малко. Прилаганият от ДКЕВР регулаторен механизъм осигурява балансиращи стимули за газоразпределителните дружества за продължаващо развитие на мрежите и присъединяване на нови потребители с цел постепенно увеличаване на консумацията им.

С оглед стимулиране на инвестициите за газоразпределителните дружества ДКЕВР прилага метод на регулиране „горна граница на цени”. Нормата на възвръщаемост на капитала се утвърждава от ДКЕВР за всяко газоразпределително дружество.

Извършването на мониторинг на пазара на природен газ от ДКЕВР стимулира конкуренцията на дребно, като следи за недопускане на дискриминация между всички участници на пазара, както и между участниците от една и съща категория и допринасяне за ефективната конкуренция и правилното функциониране на пазара. В тази връзка ДКЕВР при осъществяване на контролните си правомощия извършва планови проверки на енергийните дружества, както и извънредни проверки по постъпили жалби и сигнали. Като дейност, насърчаваща конкуренцията на пазара, може

да се посочи и фактът, че ДКЕВР утвърждава пределни цени за продажба на природен газ, като газоразпределителните компании имат правото да продават на крайни потребители на цени, по-ниски от утвърдените.

Съгласно разпоредбите на ЗЕ и на Правилата за предоставяне на достъп до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи, всички потребители имат право да избират своя доставчик на природен газ, което право е гарантирано и в условията на лицензиите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител”.

## **Регулиране/Разделяне**

С изменението на ЗЕ от 17.07.2012 г., в чл. 21, ал. 1, т. 27 е предвидено правомощието на ДКЕВР да сертифицира операторите на преносни системи: сертифицира операторите на електропреносната мрежа и на газопреносни мрежи за спазване на изискванията за независимост, наблюдава тяхното спазване и изпраща съответните уведомления до Европейската комисия (ЕК). В чл. 81а, ал. 1 от ЗЕ е предвидено, че Комисията сертифицира всеки оператор на преносна мрежа за изпълнението на изискванията за независимост и наблюдава тяхното спазване от сертифицирания оператор. ЗЕ предвижда процедурите за сертифициране да се отриват по инициатива на комисията, по искане на преносния оператор или по мотивирано искане на Европейската комисия. Комисията приема проект на решение за сертифициране или отказва сертифициране в срок 4 месеца от датата на откриване на процедурата. В случай, че в посочения срок комисията не се произнесе изрично, се смята, че проектът на решение за сертифициране е приет.

По отношение на газоразпределителните предприятия, в Р. България не се прилагат параграфи 1, 2 и 3 на чл. 26 от Директивата, тъй като няма нито едно дружество, което да има повече от 100 000 присъединени клиенти. Съгласно чл. 44, ал. 4 от ЗЕ на лицата, на които е издадена лицензия за разпределение на природен газ, не се издават лицензии за други дейности, подлежащи на лицензиране по ЗЕ, освен лицензия за снабдяване с природен газ от краен снабдител, ако присъединените към газоразпределителната мрежа на тази територия клиенти са по-малко от 100 000.

## **Общи изводи**

При изпълнение на регулаторните си правомощия комисията се ръководи от следните основни принципи:

- осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите;
- осигуряване на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия и между видовете клиенти;
- създаване на стимули за развитието на конкурентен пазар за дейности в енергетиката, където има условия за това.

Като част от изискванията на Третия енергиен либерализационен пакет и с оглед осигуряване на безпрепятствен и недискриминационен подход при осигуряването на достъп до газовите мрежи и тяхното развитие в интерес на участниците на пазара на природен газ, беше избран моделът Независим преносен оператор, като оптимално решение за гарантиране на недискриминационен достъп до газовите мрежи и осигуряване на прозрачност и ефективност на дейностите на преносния оператор.

### **3. Пазар на електроенергия**

#### **3.1. Регулиране на мрежите**

##### **3.1.1. Отделяне**

Разпоредбата на чл. 9 от Директива 2009/72/ЕО се изисква да бъде гарантирано отделянето на дейностите по преноса, доставката и производството на електрическа енергия, като бъде изключена всякаква форма на контрол между предприятия, осъществяващи тези дейности.

С транспонирането на Директива 2009/72/ЕО, в чл. 21, ал. 1, т. 27 от ЗЕ е вменено правомощието на ДКЕВР да сертифицира оператора на електропреносната мрежа за спазване на изискванията за независимост, да наблюдава тяхното спазване и изпраща съответните уведомления до Европейската комисия. В чл. 81а, ал. 1 е доразвито правомощието на Комисията, като е предоставена възможност служебно да бъде открита процедура за сертифициране или по искане на преносния оператор, както и по мотивирано искане на Европейската комисия. Сертифицирането или отказа за сертифициране се приема с проект на решение от регулатора в срок от четири месеца от датата на постъпване на искането за сертифициране или от образуването на производството по негова инициатива или по искане на Европейската комисия. В случай че в посочения срок комисията не се произнесе изрично, се смята, че проектът на решение за сертифициране е приет.

Във връзка със сертифицирането на собственици на преносни системи или оператори на преносни системи, които са контролирани от лице или лица от трети държави, Директива 2009/72/ЕО в чл. 49 „Транспониране“ го отлага, като процедурата по чл. 11 от директивата следва да се прилага от 3 март 2013 г. Предвид изложеното, Комисията не е извършвала сертифициране на такива лица. Въпреки това в националното законодателство изрично е предвидено в чл. 81б от ЗЕ каква е процедурата за сертифициране на такива лица и какви са основанията за отказ. В края на 2013 г. „НЕК“ ЕАД е подало заявление за издаване на разрешение за преобразуване, както и заявление за прекратяване на лицензия за дейността „пренос на електрическа енергия“. В същото време, „ЕСО“ ЕАД е подало заявление за прекратяване на лицензия за управление на електроенергийната система и издаване на лицензия за пренос на електрическа енергия.

Искането за преобразуване е свързано с изпълнението на задълженията по ЗЕ за правно, организационно и финансово отделяне или реструктуриране на дейности във връзка с въвеждането на изискванията на Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия.

Отделянето на „ЕСО“ ЕАД, като собственик на електропреносната мрежа, позволява на дружеството да стартира процес по сертифициране като независим преносен оператор, като следваща стъпка за развитието на конкурентен и финансово стабилен енергиен пазар съобразно изискванията на третия либерализационен пакет.

##### **3.1.2. Техническа експлоатация**

Функционирането на пазара на електрическа енергия в страната се регламентира чрез Правилата за търговия с електрическа енергия. В средата на 2013 г. са приети нови Правила за търговия с електрическа енергия. Въведените общи принципи в Правилата за търговия съдържат и конкретни изисквания, свързани с изпълнение на постановките на

Директива 2009/72/ЕО и Регламент (ЕО) № 714/2009 съгласно изискванията на Третия либерализационен пакет.

През 2013 г. пазарът на балансираща електрическа енергия продължава да не е организиран на пазарен принцип, като единственият доставчик на балансираща енергия е Общественият доставчик, чрез регулиращите мощности, с който разполага. ЕСО поддържа баланса между производството и потреблението, сигурността и качеството на доставките в ЕЕС, като ползва балансиращата енергия, предоставена от производителите по силата на договорни отношения.

Енергията за покриване на енергийния недостиг през 2013 год. е 79 677 MWh, спрямо 65 673 MWh, през 2012 г., и представлява 1,15% от регистрираните графици до краен потребител. Енергията за покриване на енергийния излишък през 2013 г. е 249 421 MWh, спрямо 239 467 MWh през 2012 г., и представлява 3,62 % от регистрираните графици до краен потребител. Изхождайки от броя на участниците и сключените сделки на пазара, небалансите бележат незначителен ръст, при значително увеличаване на търгуваните обеми.

От м. септември 2012 г. „ЕСО“ ЕАД регистрира координатори на балансиращи групи, като към м. декември 2013 г. техният брой е 13, съгласно публичния регистър, „ЕСО“ ЕАД продължи да тества новия пазарен модел и информационните системи, чрез които ще администрира пазара при новите условия.

Формирането на балансиращи групи води до намаляване на финансовия риск в резултат на ефекта на нетиране в групата. Процентът на отклонение от графичите за участниците, подлежащи на балансиране, е сравнително малък и показва добри прогнози и неголеми допълнителни разходи за балансиране.

„ЕСО“ ЕАД определя за всеки период на сетълмент две цени на балансираща енергия. Средната цена за 2013 г., за енергиен недостиг е 186,33 лв./MWh, спрямо 171,48 лв./MWh за 2012 г. Средната цена за енергиен излишък е 28,27 лв./MWh, спрямо 26,21 лв./MWh за 2012 г.

Цената на балансиращата енергия се определя по механизъм, регламентиран в Правилата за търговия с електрическа енергия, като „ЕСО“ ЕАД балансира само сделките, реализирани по свободно договорени цени.

В таблицата по-долу са представени конкретни стойности на цените на електрическата енергия, които са търгувани на балансиращия пазар през 2013 г.

<b>Балансираща енергия при недостиг</b>	
Минимална цена, EUR/MWh	95,26
Максимална цена, EUR/MWh	95,43
Средна цена, EUR/MWh	95,33

<b>Балансираща енергия при излишък</b>	
Минимална цена, EUR/MWh	12,79
Максимална цена, EUR/MWh	14,00

Средна цена, EUR/MWh	13,70
----------------------	-------

От началото на 2014 г., „ЕСО“ ЕАД е собственик и оператор на електропреносната мрежа на високо и средно напрежение в страната с дължина около 15 130 км. Дружеството притежава лицензия за пренос на електрическа енергия, включително за координиране на специални балансиращи групи за период от 35 години, издадена през декември 2013 г.

„ЕСО“ ЕАД изготвя програма за съответствие, подлежаща на разглеждане и одобряване от регулатора, в която се представят конкретните мероприятия по изпълнение на условията по лицензията и на посочените по-горе изисквания. Програмата включва и конкретни задължения на служителите. „ЕСО“ ЕАД изготвя ежегодно годишен отчет за изпълнение на мерките по посочените в програмата цели, като същият се предоставя на регулатора за одобряване.

Четири електроразпределителни предприятия на територията на страната изготвят и представят на регулатора програми за съответствие, в които се посочват мерките за осигуряване на независимостта на оператора на разпределителните мрежи. Представените програми за съответствие регулаторът разглежда на свои заседания всяка година и одобрява или при необходимост предписва указания за допълнение на програмата, с цел гарантиране на независимостта на оператора от другите дейности на вертикално интегрираното предприятие. Разпределителното предприятие изготвя годишен отчет за изпълнението на тези мерки, който отчет представя на регулатора за одобрение.

### **Стандарти за сигурност и надеждност, качество на услугата и доставките**

Относно сигурността на доставките и за гарантиране спазването на стандартите и изискванията за качество на услугите и доставките на електрическа енергия, ДКЕВР наблюдава и ежегодно извършва преглед на изпълнението на приетата през 2010 г. „Методика за отчитане изпълнението на целевите показатели и контрол на показателите за качество на електрическата енергия и качество на обслужването на мрежовите оператори, обществените доставчици и крайните снабдители“. За гарантиране интересите на потребителите е предвидено комисията да коригира необходимите приходи на енергийното предприятие за всеки ценови период от регулаторния период в зависимост от изпълнението на показателите за качество на енергията и за качество на обслужването през предходната година. През 2010 г. за първи път е приложен корекционен фактор, отразяващ изпълнението на приетите целеви показатели за качество на енергията и качество на обслужването.

Като показател за качество при тези отношения се отчита и времето за отговор или предприемане на необходимите коригиращи мерки от страна на енергийните предприятия, като същите са разделени на: общи показатели за качество на търговските услуги и гарантирани показатели. Гарантираните показатели са залегнали като задължения в одобрените от комисията „Общи условия на договорите за продажба на електрическа енергия“ и „Общи условия на договорите за пренос на електрическа енергия през електроразпределителните мрежи на потребителите на крайния снабдител“.

При прилагането на Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия се прилага обобщен коефициент за корекция, включващ изпълнение на определените в Методиката целеви стойности за качество на енергията, за непрекъснатост на снабдяването и за качество на обслужването.



При неизпълнение на целевите стойности, необходимите приходи на дружествата се намаляват с определена с решение на комисията максимална негативна корекция за всяка година от регулаторния период.

Въведеният регулаторен механизъм за извършване на корекции в необходимите приходи на електроразпределителните дружества, съобразно постигнатото изпълнение на показателите за качество на електрическата енергия, който се прилага от 2010 г., насърчава дружествата да подобрят качеството на доставките на електроенергия.

Стойността на максималната негативна корекция се обвързва с очакваната възвращаемост, която дружеството ще получи от направените инвестиции с цел подобряване на показателите.

По този начин Методиката осигурява стимули на разпределителните оператори да развиват и правят необходимите инвестиции в техните мрежи, а наблюдението от страна на регулатора за изпълнението на изискванията за качество на услугите и доставките на електроенергия е в съответствие с Член 37 (1) (з) от Директива 2009/72/ЕО.

### **Мониторинг на времето, необходимо за свързване и ремонт**

Законът за енергетиката урежда задълженията на преносното, съответно на разпределителните предприятия да присъединяват всички обекти на производители и потребители към съответната мрежа. Съгласно чл. 116, ал. 7 от ЗЕ условията и редът за присъединяване, преустановяване на присъединяването или снабдяването и границите на собственост между електрическите съоръжения се определят с наредба на Комисията. Указания за образуване на цените за присъединяване на потребители към електроразпределителната мрежа, общите условия на договорите за снабдяване и разпределение на електрическата енергия и правилата за работа с потребителите се одобряват от ДКЕВР и са публично известни, като се поставят на видно място в центровете за работа с клиенти на дружествата и на интернет страниците на снабдителните и електроразпределителните дружества. В резултат на чувствително нарастване през 2013 г. на електроенергийните мощности в страната, главно от възобновяема енергия, възникват определени трудности при присъединяването на нови мощности към електропреносната и електроразпределителните мрежи поради ограничен капацитет.

**Общият брой присъединени централи за производство на енергия от възобновяеми източници през 2013 г. е 121 с обща инсталирана мощност около 52,21 MWp. Общата инсталирана мощност на вятърна енергия в страната през 2013 г. възлиза на 682,4 MW при годишно производство около 1 372 000 MWh. През 2013 г. инсталираната мощност на фотоволтаици (PV) възлиза на около 1 019,77 MW при производство 1 349 000 MWh. През 2013 г. инсталираната мощност на електрически централи работещи с биомаса възлиза на около 37,62 MW при производство 49 800 MWh.**

Средно време необходимо за изготвяне на предварителен договор и писмено становище за условията за присъединяване на потребител съгласно заложените целеви показатели в Методиката е 30 дни.

В ДКЕВР ежегодно постъпва информация за жалби свързани с присъединяването на нови потребители. Това са жалби за отказ или забавено присъединяване към електроразпределителната мрежа, неправилно определена цена и условия за присъединяване.

Жалбите, свързани с правото на потребителя да бъде присъединен, за да се снабди с електрическа енергия се разглеждат от ДКЕВР по действащата Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката.

Във връзка с постъпили жалби от потребители на електрическа енергия, както и предвид интензивното присъединяване през 2012 г. на нови мощности ВИ към електроенергийната система, през 2013 г. ДКЕВР извърши проверки на електроразпределителните предприятия и крайните снабдители на електрическа енергия, като бяха установени редица нарушения свързани с качеството на електрическата енергия (отклонения от установените норми на ниво на напрежение) и процедурите по присъединяване на нови електропроизводствени мощности ВИ.

### **Мерки за наблюдение на защитата**

„ЕСО” ЕАД през 2013 г. осъществява дейностите по лицензията за управление на ЕЕС. Те се предопределят от възложените чрез Закона за енергетика задължения за координиране, планиране и управление работата на ЕЕС. По-подробно тези дейности се регламентират в Наредба за условията и реда, при които се осъществява дейността на операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите; Правила за управление на електроенергийната система; Правила за търговия с електрическа енергия; Правила за условията и реда за достъп до електропреносната и електроразпределителните мрежи.

Всички планови или координационни дейности на „ЕСО” ЕАД през 2013 г. се основават на прогнозите на товарите и електропотреблението за съответните цели: инвестиционно планиране с прогнозен период над пет години, помесечно годишно планиране, подневно месечно планиране, подневно седмично планиране, почасово денонощно или вътрешно дневно препланиране.

Паралелната работа през 2013 г. на България със съседните страни, членки на ENTSO-E, се осъществява чрез междусистемни електропроводи и се основава на принципите на взаимната изгода, солидарност и взаимна помощ при аварийни ситуации - за гарантиране на сигурно, качествено и ефективно снабдяване на потребителите с електрическа енергия. Наличните междусистемни електропроводи на Българската ЕЕС създават необходимите технически условия за обмен на значителни количества електроенергия при нормални и аварийни режими на работа.

За оценка сигурността и планиране режима на работа на преносната електрическа мрежа от страна на „ЕСО” ЕАД през 2013 г. се използват изчислителни модели, като ежедневно се събира и обработва информация, както в рамките на ЦДУ, така и в рамките на ENTSO-E, съгласно процедурата за ежедневно прогнозиране на ограниченията в ЕЕС ден напред (DACF - Day Ahead Congestion Forecast). Като резултат от процедурата, се получава актуален модел за потокоразпределение, отразяващ състоянието на съседните и на Българската ЕЕС, който съдържа: топология, товар и генерация. Въз основа на този модел ЦДУ извършва ежедневна проверка на сигурността на работата на ЕЕС и спазването на критерия “n-1”.

Всяка година ДКЕВР съгласува Тръжни правила за разпределяне и предоставяне на преносна способност по междусистемните сечения в контролната зона на „Електроенергиен системен оператор” ЕАД и контролните зони на съседните оператори.

Регламент № 714/2009 на Европейския съюз предвижда системните оператори да прилагат пазарни подходи при управление на претоварванията по междусистемните си сечения, да публикуват разполагаемите преносни способности (капацитети) и да ги разпределят на годишна, месечна, седмична и дневна база по прозрачен и недискриминационен начин.

Установеното регионално сътрудничество и оперативни договорености за координирано разпределение на трансграничния капацитет, както и съгласуваната взаимопомощ при аварийни събития осигуряват безопасното и сигурно функциониране, както на външния, така и на вътрешния пазар на електроенергия.

### **3.1.3. Мрежови тарифи за присъединяване и достъп**

В зависимост от приетия метод на регулиране комисията използва различен подход при оценяване на икономическата ефективност на ценовите елементи и регулиране на мрежовите тарифи на преносната мрежа и на разпределителните мрежи.

При регулирането на мрежовата тарифа за пренос през преносната мрежа, където комисията използва метод на регулиране „Норма на възвръщаемост”, като всички ценови елементи се оценяват ежегодно при утвърждаване на новата тарифа. Поради това, че в страната има само едно регулирано дружество за пренос на електрическа енергия по мрежите ВН, няма сравнима база въз основа на която да се оценяват разходите. Във връзка с това, ДКЕВР използва като критерии за оценка на годишното ниво на разходите ежегодно събираната информация, при отчитане и на специфичните обстоятелства по отношение на законовите изисквания за сигурност и техническа обезпеченост на снабдяването.

При регулирането на мрежовите тарифи за електроразпределителните предприятия и крайните снабдители Комисията прилага метод на регулиране чрез стимули. Чрез прилагането на метода "Горна граница на приходи" комисията утвърждава необходимите приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и ги анализира и коригира за всяка следваща година от регулаторния период. Предвидените корекции на необходимите приходи са свързани с индекса на инфлация, коефициента на ефективност, изпълнението на целевите показатели за качество, разликата между прогнозни и действителни разходи за закупуване на енергия, както и разходи предизвикани от промяна в структурата на потребление. В допълнение към методите се прилагат показатели, отчитащи качеството на изпълнение на дейността (качество на електрическата енергия, качество на обслужването), при което признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират предвид изпълнението на определените от комисията целеви показатели. Отчита се и разликата по изпълнението на прогнозните инвестиции и реализираните инвестиции. Необходимите приходи се намаляват в съответствие с разликата между отчетеното неизпълнение на целевите показатели за качество и допустимото отклонение.

Тарифите за пренос и разпределение на електрическата енергия до крайните потребители се утвърждават от Комисията по предложения на дружествата в срокове и форма определени съгласно Наредба № 1 за регулиране цените на електрическата енергия и приетите към нея Указания. Отделните групи потребители и тарифни структури се определят по предложения на дружествата и същите са групирани според нивото на напрежение и по зони в денонощието.

От август 2013 г. стартира третия регулаторен период за дружествата в сектор „Електроенергетика” регулирани по метода „горна граница на приходите”, като при

прилагането на общ подход при утвърждаване на цените на дружествата, комисията се е съобразила както с изводите от текущия анализ на постигнатите резултати, така и с целта на прилагания метод на регулиране – създаване на условия, при които дружествата да намаляват разходите си за осъществяване на дейността и същевременно да осигуряват необходимите инвестиции, с цел подобряване на качеството на услугите.

При определяне на необходимите приходи на електроразпределителните дружества се признават технологични разходи съгласно Указания на комисията за образуване на цените за пренос на електрическата енергия през електроразпределителните мрежи, като нивата на технологичните разходи през 2013 г. са коригирани два пъти в резултат на извършени анализи и оценка, като нивата на технологичните разходи.

Важен момент по отношение регулирането на мрежовите тарифи на електроразпределителните дружества през 2013 г. е извършеното поетапно намаление на признатите нива на технологичните разходи. С решение № Ц-13 от 05.03.2013 г. комисията извърши корекция на признатите технологични разходи от 15% на 12%, тъй като въз основа на анализ бе остановено, че отчетените технологични разходи надвишават регулаторно признатите през 2012 г. Със стартирането на третия регулаторен период, за електроразпределителните дружества комисията определи нови целеви стойности за технологичните разходи, съобразно представените отчети, като за отделните компании, са както следва:

- „ЧЕЗ Разпределение България” АД – 10%;
- „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД – 10%;
- „Енерго-Про България Мрежи” АД – 11%;
- „ЕРП Златни пясъци” АД – 5%.

Към 30.12.2013 г. ДКЕВР извърши още една корекция в нивото на признатите технологични разходи, въз основа на прието становище с входящ номер Вх. № Е-12-00-1201/18.12.2013 на Научно-технически съюз на енергетиците в България, според което ясно се регламентира допустимото ниво на техническите загуби. Прилагането на този подход има за цел да постигне пълно съответствие с изискванията на закона за енергетиката за признаване като ценообразуващ елемент единствено техническите загуби, свързани с разпределението на електрическа енергия. В този смисъл, комисията прилага единна политика за непризнаване на други технологични или търговски загуби от продажба на електрическа енергия, за които енергийните дружества не водят отделна отчетност.

По експертно мнение на екипа от Научно-технически съюз на енергетиците в България, съществуват реални възможности, електроразпределителните предприятия в България да свалят технологичните разходи до 8,5%, като екипът препоръчва на независимия регулатор на този етап да приеме за технологични разходи 8,5%, с тенденция да намалява за следващи периоди.

С Решение № Ц-43/30.12.2013 г. на Комисията и след преглед и анализ на представеното становище от екип от Научно-технически съюз на енергетиците в България, както и на основата на информация на ERA (General Secretary) от 11.06.2013 г. за достигнати от 14 страни стойности в размер от 5 до 8% и отчетена тенденция към намаляване размера на технологичните разходи чрез оптимизиране на разходите за изпълнение на дейностите по инвестиционните и ремонтни програми, както и че с въвеждане на система за управление на качеството, дружествата са постигнали подобряване сигурността на доставките на електрическа енергия, се налага извод, че технологичните разходи при пренос на електрическа енергия през

електроразпределителните мрежи могат да бъдат намалени с до 2%, с изключение на „ЕРП Златни пясъци“ АД. След последната корекция през разглежданата година по дружества са както следва:

- „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 8%;
- „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД – 8%;
- „Енерго-Про България Мрежи“ АД – 9%;
- „ЕРП Златни пясъци“ АД – 5%.

### **3.1.4. Трансгранични въпроси**

#### **Достъп до трансграничната инфраструктура, включително и процедурите за разпределение на капацитет и управление на претоварването**

Относно оперативното управление и разпределяне на наличния преносен капацитет по междусистемните електропроводи, между „ЕСО“ ЕАД като оператор на електроенергийната система на Р. България и операторите на съседните електроенергийни системи са подписани меморандуми за сътрудничество. Предоставянето и разпределянето на наличната преносна способност по междусистемните електропроводи се координира и изпълнява чрез прилагането на тръжни правила, изготвени съвместно от българския системен оператор „ЕСО“ ЕАД и операторите на преносни системи на съседните страни. Тръжните правила се съгласуват с регулаторните органи на страните.

През 2013 г. „ЕСО“ ЕАД проведе тръжни процедури за разпределяне и предоставяне на преносна способност за търговски обмени по междусистемните сечения на българската ЕЕС с ЕЕС на Румъния, Сърбия, Гърция, Македония и Турция.

През 2013 г. са организирани и проведени търгове, съгласно общи тръжни правила на българо-румънската и българо-гръцката граница и за 50% от съгласуваните преносни способности за търговски обмени на българо-македонската, българо-сръбската и българо-турската граница.

На българо-румънска граница „ЕСО“ ЕАД провежда годишните и месечни търгове за 100% от съгласуваната преносна способност за търговски обмени, а Transelectrica (Румъния) провежда дневните търгове и търговете в рамките на деня. На българо-гръцката граница „ЕСО“ ЕАД провежда месечни търгове за 100% от съгласуваната преносна способност за търговски обмени, а IPTO (Гърция) провежда годишните и дневните търгове, както и администрира вторичния пазар за прехвърляне на търговски права за пренос (ТПП).

През 2013 г. ЕСО изготви и договори с EMS (Сърбия) общи правила за съвместни тръжни процедури за разпределение на преносни способности по българо-сръбското междусистемно сечение. Общите правила бяха съгласувани от ДКЕВР. В съответствие с тези правила през м. декември 2013 г., „ЕСО“ ЕАД проведе годишния търг и месечния за януари 2014 г. Съгласно тези общи правила EMS (Сърбия) може да провежда дневните тръжни процедури от 01.01.2014 г. за останалата неразпределена и неизползвана преносна способност. Вторичният пазар за прехвърляне/връщане на ТПП ще се администрира от „ЕСО“ ЕАД.

През 2013 г. „ЕСО” ЕАД проведе и дневни търгове за неразпределени, неизползвани, върнати или отнети ТПП за междусистемните сечения със Сърбия, Македония и Турция.

Координирането на ремонтната програма на междусистемните електропроводи от системните оператори от югоизточна Европа през 2013 г. се осъществява от работна група “Annual Maintenance Schedule”. Тази група изработва и съгласува ремонтната програма на междусистемните и някои основни вътрешни електропроводи за година-напред, в съответствие с "Policy 4" от “Operation Handbook” на ENTSO-E. Членове на работна група “Annual Maintenance Schedule” са представителите на системните оператори на България, Румъния, Сърбия, Македония, Албания, Гърция, Босна и Херцеговина, Хърватия, Унгария и Турция. Текущият координатор на групата се избира на ротационен принцип, като за 2013 г. е системният оператор на Сърбия, а за 2014 г. е системният оператор на Албания. За 2015 г. ще е системният оператор на Турция.

За оценка сигурността и планиране режима на работа на преносната електрическа мрежа от страна на „ЕСО” ЕАД през 2013 г. се използват изчислителни модели, като ежедневно се събира и обработва информация както в рамките на ЦДУ, така и в рамките на ENTSO-E, съгласно процедурата за ежедневно прогнозиране на ограниченията в ЕЕС ден напред (DACF - Day Ahead Congestion Forecast). Като резултат от процедурата се получава актуален модел за потокоразпределение, отразяващ състоянието на съседните и на Българската ЕЕС, който съдържа топология, товар и генерация. Въз основа на този модел, ЦДУ извършва ежедневна проверка на сигурността на работата на ЕЕС и спазването на критерия “n-1”.

Размерът на допълнителната услуга "първично регулиране" се планира въз основа на задълженията, определени от подгрупата "System Frequency" при "System Operations Committee" на ENTSO-E. Първично регулиране се предоставя само от блокове на термични електроцентрали. Непрекъснато се контролира работата на управляващите и регулиращите системи в електрическите централи и системните автоматики в подстанциите. Периодично се организират и провеждат системни изпитания за проверка готовността на електрическите централи да предоставят допълнителни услуги и изпълнение на защитния план и плана за възстановяване.

Редки случаи на кратко претоварване възникват през междусистемни връзки с някои от съседните на Р. България страни (при високи товари през зимния период).

### **Използването на приходи за междусистемните връзки**

В изпълнение на изискванията на чл.16, параграф 6 от Регламент (ЕО) № 714/2009 г. на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергията на Регламент (ЕО) № 1228/2003 (в сила от 03 март 2011г.), всички приходи от разпределението на капацитета по междусистемните електропроводи се използват за следните цели:

- а) гарантиране на действителната наличност на разпределения капацитет; и/или
- б) поддържане или увеличаване на междусистемните капацитети чрез мрежови инвестиции, по-специално в нови междусистемни електропроводи.

В случаите, когато приходите не могат да бъдат използвани ефективно за посочените по-горе цели, те може да бъдат използвани при условие одобрението на регулаторните органи на съответните държави-членки до максимална сума, която се определя от тези регулаторни органи като приход, който се взема предвид от

регулаторните органи при одобряване на методиката за изчисляване на мрежовите тарифи и/или фиксирането на мрежовите тарифи.

### **Сътрудничество**

През 2013 г. ДКЕВР осъществява сътрудничество с регулаторните органи на съседните страни по отношение на въпроси, свързани с трансграничния пренос в региона. Основното направление е свързано с договаряне на споразумения с регулаторните органи на съседните страни, които осигуряват сигурността на електроснабдяването и доставките на електрическа енергия.

Дейността и организацията на либерализирания пазар в страната и със съседните страни през 2014 г. се регламентират от „Правила за търговия с електрическа енергия” и от „Тръжни правила за разделяне и предоставяне на преносна способност по междусистемните сечения в контролната зона на Електроенергийния системен оператор („ЕСО” ЕАД)” и съседните му контролни зони за 2013 г. Правилата са съгласувани и одобрени от националния регулатор Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) на Р. България.

Междусистемният трансграничен преносен капацитет под формата на търговски права за пренос се разпределя и съгласува двустранно от тръжните оператори на съседните системи на база правилата за управление на електроенергийната система и действащите Тръжни правила одобрени от регулатора и в съответствие с правилата на европейската организация на операторите на електропреносни системи (ENTSO-E). „ЕСО” ЕАД е пълноправен член на Европейската мрежа на системните оператори за пренос на електричество (ENTSO-E) и работи в режим на паралелна работа с европейските ЕЕС. Паралелната работа се осъществява в съответствие с "Operation Handbook" на ENTSO-E и се основава на принципите на взаимната изгода, солидарност и взаимна помощ при аварийни ситуации за гарантиране на сигурно, качествено и ефективно снабдяване на потребителите с електрическа енергия.

През 2013г. ЕСО проведе тръжни процедури за разпределяне и предоставяне на преносна способност за търговски обмени по междусистемните сечения на българската ЕЕС с ЕЕС на Румъния, Сърбия, Гърция, Македония и Турция.

През 2013 г., ЕСО изготви и договори с EMS (Сърбия) общи правила за съвместни тръжни процедури за разпределение на преносни способности по българо-сръбското междусистемно сечение. Общите правила бяха съгласувани от ДКЕВР с протоколно решение №179/29.11.2013 г. В съответствие с тези правила през м. декември 2013 г., ЕСО проведе годишния търг и месечния за януари 2014 г. Съгласно тези общи правила, EMS (Сърбия) ще провежда дневните тръжни процедури от 01.01.2014 г. за останалата неразпределена и неизползвана преносна способност. Вторичният пазар за прехвърляне/върщане на ТПП ще се администрира от ЕСО.

Тези Общи тръжни правила с процедура за разпределение на преносните способности в рамките на деня между българския и румънския, съответно българския и гръцкия електроенергийни системни оператори увеличават гъвкавостта на пазара на електрическа енергия, включително гъвкавостта на балансиращия пазар между Р. България, Румъния и Гърция.

Процедурите, съдържащи се в новите съгласувани Общи тръжни правила между българския и румънския, съответно българския и гръцкия електроенергийни системни оператори покриват изискванията залегнали в новия Регламент (ЕО) № 714/2009.

### 3.1.5. Съответствие

В ЗЕ, чл. 21, ал. 1, т. 31 е транспонирано задължението на Регулаторния орган по чл. 37, § 1, (г) от Директива 2009/72/ЕО да прилага и контролира изпълнението на правно обвързващи решения на Европейската комисия или на Агенцията за сътрудничество на регулаторите.

През 2013 г. основни принципи, ръководещи дейността на ДКЕВР при изпълнение на регулаторните си правомощия, са предотвратяването и недопускането на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар, както и осигуряването на баланс между интересите на енергийните предприятия и потребителите.

В изпълнение на правомощията си Комисията анализира работата и поведението на контролираните от нея енергийни предприятия, като се стреми да създаде условия за недопускане на злоупотреба с монополно положение или ограничаване/нарушаване на конкуренцията на енергийния пазар в България. В рамките на територията на страната с оглед специалната си компетентност съществува един единствен орган, който е отговорен за прилагането на Общностното право в областта на конкуренцията и това е Комисията за защита на конкуренцията (КЗК). В тази връзка за постигане на горепосочените цели ДКЕВР има правото съгласно чл. 21, ал. 6 от ЗЕ да сезира КЗК и КЗП, която на свой ред разглежда подадената информация и след преценка на данните по конкретния случай може да образува производство по реда на Закона за защита на конкуренцията, съответно по реда на Закона за защита на потребителите.

Националното законодателство гарантира, че регулаторът взема самостоятелно решенията си, като същите не подлежат на контрол от изпълнителната власт, а съгласно чл. 13 от ЗЕ единствено на съдебен контрол по отношение на тяхната законосъобразност.

С оглед осъществяване на своите правомощия за ценово регулиране Комисията ежегодно получава информация относно годишни финансови отчети на лицензиантите, годишните им одиторски доклади, както и отчетна информация по видове дейности. Отделно от това Комисията може да изисква друга счетоводна документация, технико-икономическа информация, включително сключени договори.

В рамките на календарната 2013 г., както е посочено по-горе, сертифициране не е осъществявано.

Предстои процедура по сертифициране на независим преносен оператор. Параграф 192 от Преходните и заключителните разпоредби към Закона за изменение и допълнение на ЗЕ предвижда в шест месечен срок от влизането му в сила собственика на преносната мрежа да подаде в ДКЕВР искане за сертифициране, и в рамките на законоустановения срок от четири месеца ДКЕВР има задължението да издаде съответния сертификат. След приключване на процеса по сертифициране, Комисията ще може реално да реализира правомощието си в чл. 21, ал. 1, т. 27 от ЗЕ да наблюдава изпълнението на задълженията на независимия преносен оператор. Във връзка с неизпълнение на задълженията на независимия преносен оператор, съгласно чл. 21, ал. 3 от ЗЕ в рамките на регулаторните си правомощия Комисията:

1. налага санкции за дискриминационно поведение на операторите в полза на вертикално интегрираното предприятие;
2. наблюдава комуникациите между оператора и вертикално интегрираното предприятие, за да се гарантира, че операторът изпълнява задълженията си;



3. действа като орган за уреждане на спорове между вертикално интегрираното предприятие и оператора;

4. изисква информация и документи, касаещи търговските и финансовите отношения, включително заемите между вертикално интегрираното предприятие и оператора;

5. одобрява търговски и финансови споразумения между вертикално интегрираното предприятие и оператора в случаите, когато те влияят на условията за развитието на пазара;

6. изисква обосновка от вертикално интегрираното предприятие във връзка с представените от отговорника по съответствието решения относно плана за развитие на мрежата или отделни инвестиции на оператора, включително по отношение на спазването на изискванията за недискриминационно поведение в полза на вертикално интегрираното предприятие;

7. извършва проверки в обектите на вертикално интегрираното предприятие и на оператора;

8. одобрява 10-годишен план за развитие на преносната мрежа, наблюдава и контролира изпълнението му при условията и по реда на наредбата по чл. 60;

9. възлага всички или определени задачи на независимия преносен оператор на независим системен оператор, предложен от собственика на мрежата, в случай че операторът нарушава системно задълженията си, свързани с изискванията за независимост, съгласно глава осма „а“, раздел II, включително при системно дискриминационно поведение в полза на вертикално интегрираното предприятие.

Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори (АСЕР) предоставя интегрирана рамка, в която националните регулаторни органи (НРО) си сътрудничат, за да изпълняват своите задачи на ниво Европейски съюз. Тази рамка е предназначена, наред с другото, да подкрепя разработването на общоевропейски правила (в Мрежовите кодекси) и тяхното последователно прилагане в целия Европейски съюз, както и други дейности, при които от НРО се очаква да координират действията си.

През 2013 г. ДКЕВР е участвала в процедурите на електронно гласуване от Съвета на регулаторите на АСЕР на препоръки и становища на агенцията относно проектите на мрежови кодекси за електроенергия и газ.

През м. юли 2013 г. ДКЕВР, заедно с останалите национални регулаторни органи, подписа Многостранен Меморандум за разбирателство между Агенцията за сътрудничество на енергийните регулатори и националните регулаторни органи относно сътрудничество и координация на мониторинга на пазара по Регламент (ЕС) № 1227/2011 относно интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия (REMIT).

## **3.2. Насърчаване на конкуренцията**

### **3.2.1. Пазари на едро**

#### **3.2.1.1. Мониторинг на нивата на цените, нивото на прозрачност, степента и ефективността на отваряне на пазара и конкуренцията**

Пазарът на едро на електрическа енергия се регламентира посредством приетите от комисията Правила за търговия с електрическа енергия.

През 2013 г. всички клиенти на средно напрежение са изведени на свободния пазар, с което значително се увеличи делът му спрямо регулирания. Действащият пазарен модел до 26.07.2013 г., когато са приети нови Правила за търговия с електрическа енергия се характеризира, както следва:

- Известяване на графичите на дневна база, в деня D-1 и разпределяне на преносен капацитет на тръжна основа;
- Въвеждане на балансиращи групи в структурата на пазара в рамките на текущия тестови период на Правила за търговия с електрическа енергия и нова лицензионна процедура за координаторите на балансиращи групи;
- Постепенно въвеждане на почасови графици по всички сделки, независимо дали се сключват по регулирани или свободно договорени цени;
- Усъвършенстване на пазарния механизъм в работата на пазара на балансираща енергия;
- Въвеждане на отделен сетълмент за координаторите на балансиращи групи и доставчиците на балансираща енергия;
- Регламентиране на условия за участие в пазара на производители от ВИ;
- Създаване на условия за търговия на борсов принцип.

През 2013 г. са приети нови „Правила за търговия с електрическа енергия“ (ПТЕЕ). Същите са приети от ДКЕВР с решение по протокол № 110 от 18.07.2013 г. по т. 1 и отменят „Правила за търговия с електрическа енергия“, приети от ДКЕВР с решение по протокол № 94 от 25.06.2010 г. по т. 5 (ДВ, бр. 64 от 2010 г.). Структурата на електроенергийният пазар не е променена и включва: пазар на електрическа енергия чрез двустранни договори, борсов пазар, пазар на балансираща енергия, пазар на резерв и допълнителни услуги и пазар за предоставяне на междусистемна преносна способност (капацитет).

В Глава четвърта от ПТЕЕ е предвидено организирането на Борсов пазар на електрическа енергия. Регламентирано е сключването на отделни независими една от друга сделки за доставка на електрическа енергия, съответстващи на почасовите продукти за борсова търговия или блокови продукти (комбинация от почасови продукти). За постигане на ликвидност на борсовия пазар, администратора на борсовия пазар може да сключи договор с регистриран търговски участник (маркет-мейкър).

В Глава пета - Отговорност за балансиране, се включва формиране на комбинирани балансиращи групи, в които участват производители на електрическа енергия от възобновяеми енергийни източници и от високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

Допълненията в приетите през 2013 г. ПТЕЕ включват регламентирането на:

- договор за уреждане на обмена на електрическа енергия във връзка с участието на производители на електрическа енергия от възобновяеми източници и високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия в комбинирана балансираща група. Предмет на този договор е уреждане на взаимоотношенията във връзка с разликата между произведеното количество електрическа енергия от производители на електрическа енергия от производители на електрическа енергия от възобновяеми източници и високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и утвърденото по график за всеки период на сетълмент.

- договор свързан с изискванията на чл. 100, ал. 4 от ЗЕ за компенсиране на разходите, произтичащи от наложените задължения към обществото на енергийните предприятия. Предмет на договора е заплащането на обществения доставчик от производители и търговци, доставящи електрическа енергия на крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, цена за консумираната от тях електроенергия за „задължение към обществото” по одобрена от ДКЕВР методика.

Като неразделна част от ПТЕЕ е приета Методика за определяне на цените на балансираща енергия.

Чрез направените промени в ПТЕЕ са създадени всички предпоставки за образуване на работещ всеобхватен балансиращ пазар, пазар ден напред и борсова търговия. Практически функционират и т. нар. „координатори на стандартни балансиращи групи”, които предоставят на членовете на оперираната от тях балансираща група услугата по поемане на отговорността за балансирането им.

При регулирането на мрежовата тарифа за пренос през преносната мрежа, където комисията използва метод на регулиране без стимули „Норма на възвръщаемост”, всички ценови елементи се оценяват ежегодно при утвърждаване на новата тарифа. Поради това, че в страната има само едно регулирано дружество за пренос на електрическа енергия по мрежите ВН, няма сравнима база въз основа на която да се оценяват разходите. Във връзка с това, ДКЕВР използва като критерии за оценка на годишното ниво на разходите ежегодно събираната информация, при отчитане и на специфичните обстоятелства по отношение на законовите изисквания за сигурност и техническа обезпеченост на снабдяването.

През 2013 г. общественият доставчик „Национална електрическа компания” ЕАД остава единственият доставчик на електрическа енергия на балансиращия пазар. Независимите производители все още не са достатъчно икономически заинтересовани за участие на балансиращия пазар на електрическа енергия.

Понастоящем в страната няма организирана борса за електрическа енергия и търговията с електрическа енергия се извършва главно въз основа на двустранни договори между търговските участници и на балансиращ пазар организиран от ЕСО. Поради това на този етап обективна средна цена и марж между цените купува и продава на българския пазар на електрическа енергия не може да бъде определен.

Следствие паралелното тестване на организацията и работата на пазара съгласно Правила за търговия с електрическа енергия, се установи, че същите следва да бъдат изменени и допълнени. Комисията е предприела процедура по изменението и допълнението им, съгласно общите принципи и конкретните изисквания заложи в Директива 2009/72/ЕО и Регламент (ЕО) № 714/2009.

Общата инсталирана мощност на всички типове електропроизводство, в т.ч. и ВИ в страната е 11 840 MW. Разполагаемата производствена мощност (без производители от ВИ) към годишния максимум е в размер на 10 132 MW, а върховият товар през февруари 2013 г. е възлязъл на 6 672 MW. Производителите от ВИ се изключват от разполагаемата производствена мощност, тъй като това са централи чието производство е трудно прогнозируемо и диспечуемо. Развитието на ВИ сектора е заложи в Национален план за периода 2010 – 2020 г.

В десетгодишния план за развитие на ЕЕС на страната за периода 2010-2020 г. е посочено, че се очаква чувствително увеличение на инсталираните мощности от ВИ и дела на електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, предимно вятърни централи и фотоволтаични централи. Посочените стойности на планираните мощности за този тип централи към края на 2020 г. възлизат общо 2 070 MW, от които

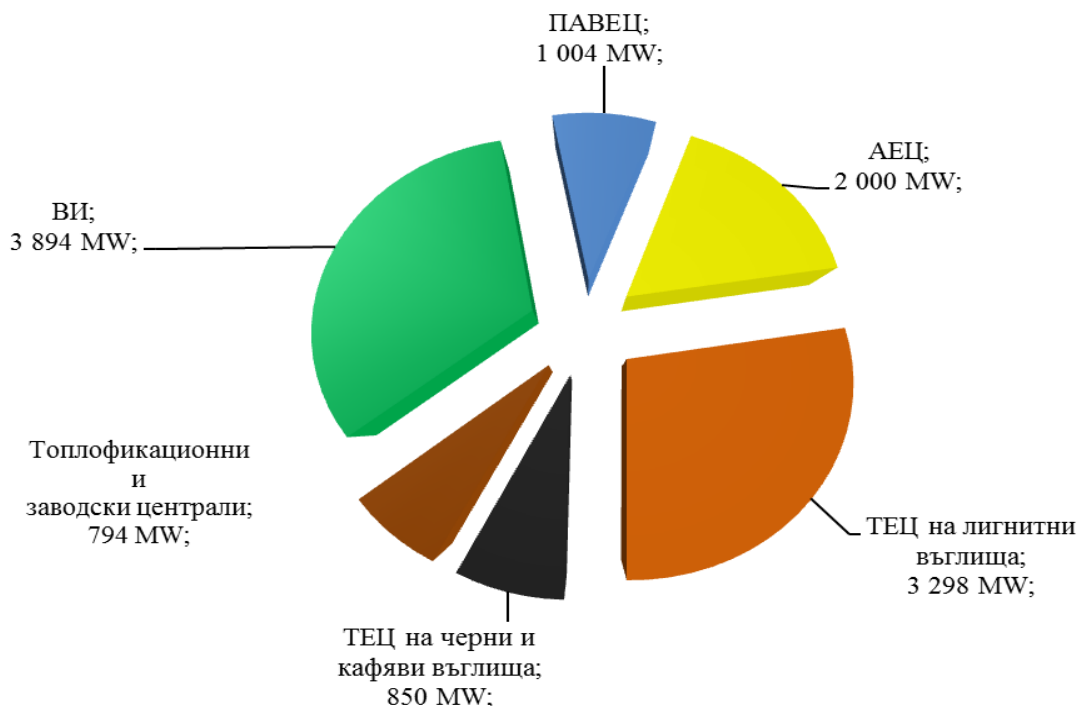
вятърните централи са 1 400 MW, а фотоволтаичните централи са 300 MW. За сравнение към 2013 г. е прогнозирано изграждането на 100 MW фотоволтаични централи и 200 MW вятърни централи. Фактичното състояние на електроенергийната система към днешна дата е коренно различно по отношение на присъединените мощности от възобновяеми източници. От представените данни се вижда **многократно увеличение на вятърните централи - над 3 пъти, а при фотоволтаичните централи - над 10 пъти.** Това обстоятелство създаде известни затруднения в управлението на ЕЕС, свързани с ограничаване работата и на базови централи, което рефлектира и върху техническото състояние на съоръженията. Освен експанзивното развитие на ВИ – сектора негативно влияние върху управлението на ЕЕС оказва и общо намаленото потребление на електрическа енергия в страната. **Същевременно ефективното управление на ЕЕС в условията на интензивно развитие на възобновяемата енергия, зависи от адекватната оценка на фактичната ситуация, свързана със значително отклонение в структурата на работещите мощности през 2013 г. и „Националния план за развитие в периода 2010-2020 г.“** Работната мощност на вятърните и фотоволтаичните централи е в пряка зависимост от интензивността на вятъра и слънчевата радиация. Измененията в работната мощност на тези централи се компенсират чрез конвенционалните електрически централи, предимно чрез натоварването на ВЕЦ.

Значителния ръст на новоприсъединени централи през 2012 г. произвеждащи електрическа енергия от възобновяеми енергийни източници **внезапни предизвика значителни и промени в баланса производство-потребление в ЕЕС**, като за неговото осигуряване **се наложи многократното ограничаване, включване и изключване на базови мощности**, което от своя страна **оказва влияние върху ефективността на съответните централи и до влошаване на техническите характеристики на основни съоръжения.**

В съществуващия 10 – годишен план за развитие на електроенергийната система на Р България е отбелязано, че при съществуващите и планирани производствени мощности, за да се гарантира сигурността и управлението на електроенергийните доставки, в съответствие със стандартите на ENTSO-E е необходимо до края на 2020 г. производствените мощности от ВтЕЦ да не надвишават 1 800 MW, а тези от ФтЕЦ – 600 MW. В същото време, както бе отбелязано по-горе **към настоящия момент инсталираните мощности на ВтЕЦ и ФтЕЦ значително надвишават препоръчителните за гарантиране сигурността на електроенергийната система, без да се осигури необходимата инфраструктура и достатъчно балансиращи мощности за осигуряване на нарастващия темп на присъединяване на нови централи произвеждащи електрическа енергия от ВИ.** Също така следва да се подчертае и факта, че **съществуващите централи произвеждащи електрическа енергия от ВИ не могат да предоставят допълнителни услуги на системния оператор свързани с първично, вторично и третично регулиране на напрежението.**

На графиката по-долу е представена общата структура на всички типове инсталирани мощности в страната.

## Обща разполагаема инсталираната мощност в MW

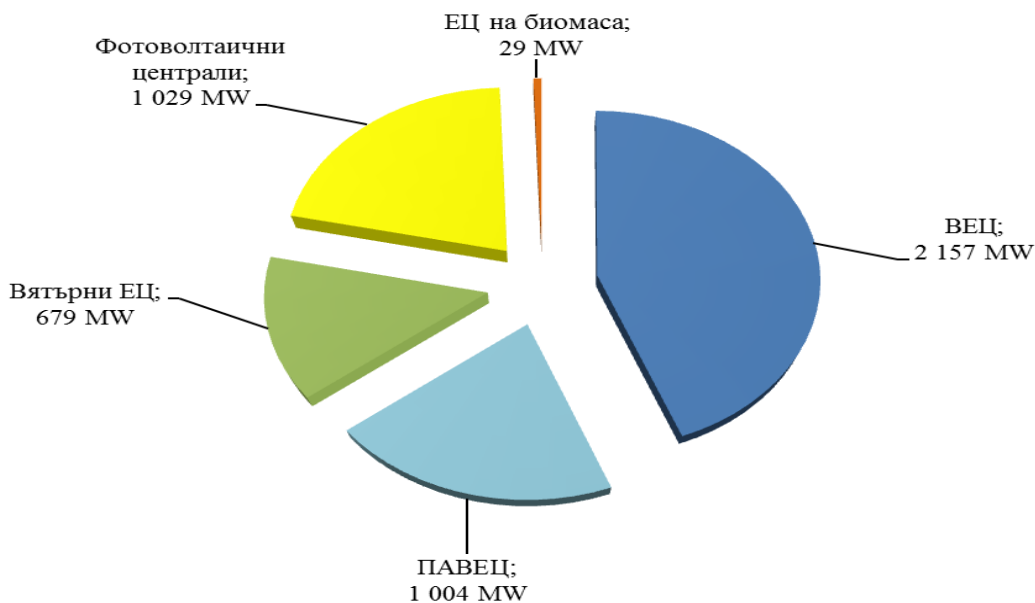


Данните са от Агенция за устойчиво енергийно развитие и независимият преносен оператор (ЕСО ЕАД)

Видно от представената информация, е че делът на ВИ, в общата структура на инсталираните мощности в страната е 41,37%, като делът на енергията произвеждана от ВИ в общото производство в страната достига 16,6 %.

Структурата на инсталираните мощности от ВИ е представена на графиката по-долу.

## Структура на инсталираната мощност от ВИ в MW



Данните са от Агенция за устойчиво енергийно развитие и независимият преносен оператор (ЕСО ЕАД)

Общата инсталирана мощност на вятърна енергия в страната през 2013 г. възлиза на 679 MW при годишно производство около 1 372 000 MWh. През 2013 г. инсталираната мощност на фотоволтаици (PV) възлиза на около 1 029,77 MW при производство 1 349 000 MWh. През 2013 г. инсталираната мощност на електрически централи работещи с биомаса възлиза на около 29 MW при производство 49 800 MWh.

Съгласно последните препоръки за енергийния сектор на Европейската Комисия, в последните години възобновяемите източници са били силно подкрепяни с преференциални цени. Този факт е направил възможен огромния ръст на ВИ в енергийния микс, което е в съответствие с екологичните цели за постигане към 2020 г. Въпреки това, този вид подкрепа води до отклонения от ценовите и пазарни механизми и съответно до нарушаване на конкуренцията в сектора.

Структурата на производството и пазара на едро на електрическа енергия за 2013 г. се характеризира с изключителна концентрация на задължително изкупувана енергия по различни видове дългосрочни договори – от една страна с американските централи „Ей и ЕС Марица Изток 1“ ЕООД и „Контур Глобал Марица Изток 3“ ЕАД и от друга страна – дългосрочни договори с ВИ производители. Съществуването на тези договорни задължения на НЕК ЕАД за изкупуване на енергията по непазарни цени води до невъзможност за нейната реализация.

Основна причина за тежките финансови задължения, които НЕК ЕАД и крайните снабдителни понасят в следствие на сключените дългосрочни договори се корени в договорените изкупни цени и количества за разполагаема мощност и енергия, които не са базирани на пазарни условия и не са съобразени с нивото и структура на потребление на електрическа енергия.

Съгласно подписаните договори НЕК ЕАД се задължава да изкупува около 90% от разполагаемата мощност на двете централите, независимо от потреблението на електроенергия .

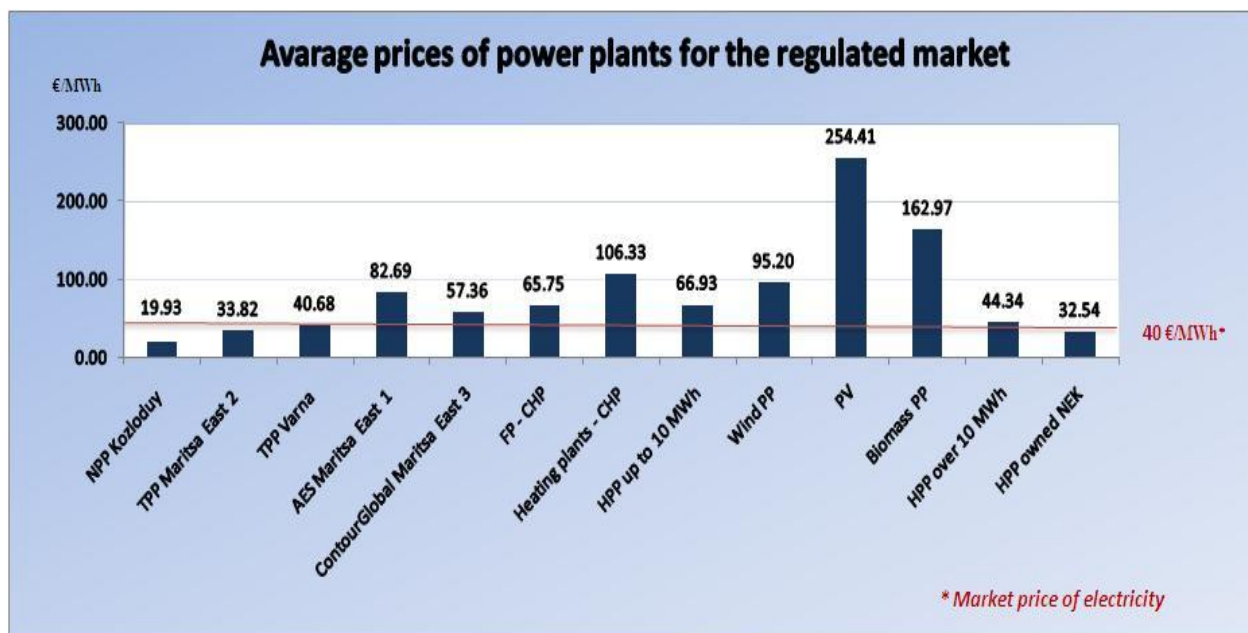
Тъй като одобрените от ДКЕВР квоти за произведено количество електроенергия от двете централи се равнява на около 40% от платената разполагаема мощност по договор, то останалите 50% закупена, но неизползвана разполагаема мощност остават неоползотворени.

Съгласно новия ценови модел, утвърден от ДКЕВР от 01.08.2013 г., 144 млн. лв от разходите за покриване на цялата изкупувана разполагаемост са признати в цената на електроенергията продавана от НЕК ЕАД, което води до увеличение на утвърдената цена с 6,64 лв./МВтч. След становище на НЕК ЕАД, прието от ДКЕВР, в което се посочва, че утвърдените 144 млн.лв. не са достатъчни, за да покрият всички разходи от 01.01.2014 г., са признати още близо 69 млн.лв., които се изразяват в допълнително увеличение на цената с 3.17 лв./МВтч.

Така задължението по дългосрочните договори за изкупуване на цялата договорена разполагаемост доведе до увеличаване на регулираните цени с **9,81 лв/МВтч** или общо за периода в размер на **213 млн. лв.**

Освен условието за закупуване на почти цялото количество разполагаема мощност от двете централи, влияние оказват и високите изкупни цени за разполагаемост и енергия, които се заплащат от НЕК ЕАД, като цените на произвежданата електрическа енергия са съответно с **54 % (КонтурГлобал Марица Изток 3”)** и **120% (за „Ей и ЕС 3С Марица Изток 1”)** по-високи от средната цена на електроенергията от другите ТЕЦ, които продават електроенергия на регулиран пазар.

За сравнение средните цени на енергията на отделните участници на регулиран пазар са следните:

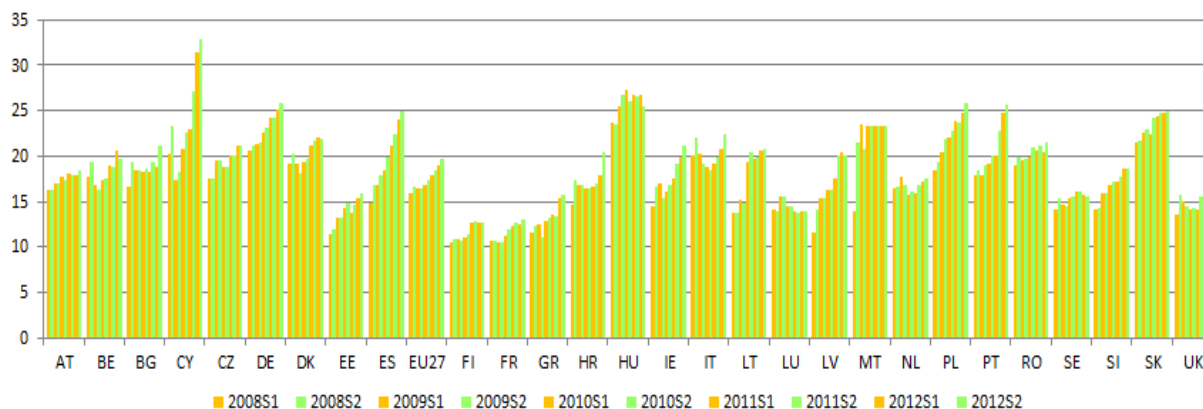


Видно от таблицата по-горе е силното изкривяване на пазара, като към момента цената, на която НЕК ЕАД продава електроенергия на крайните снабдители (доставящи електричество за домакинствата) е **100,43 лв./МВтч**, а електроенергията, търгувана на свободния пазар се реализира при цени от **75-80 лв./МВтч**

Тук е мястото да се отбележи, че прогнозното потребление на регулиран пазар през 2014 г. е около 13 млн. МВтч., като **електрическата енергия, която подлежи на задължително изкупуване от двете централи представлява над 50% от общото потребление на този сегмент от пазара.**

В този смисъл задължително изкупуване на електрическа енергия от определени производители в такъв мащаб и при такива ценови параметри е **в пълен разрез с развитието на либерализиран пазар** на електроенергия и възпрепятства създаването на механизми за прозрачно и конкурентно предлагане на електрическа енергия, които са необходими условия и за стартирането на електроенергийна борса.

Пълният размер на разходите на НЕК ЕАД свързани със спазването на ангажиментите по дългосрочните договори за изкупуване на електрическа енергия от двете централи не може да бъде прехвърлен към битовите потребители, имайки предвид факта, че разполагаемият доход на българските домакинства е най-нисък в сравнение с останалите държави в ЕС. Въпреки че цената на електрическата енергия за домакинства също е най-ниска, **делът от дохода на населението, използван за плащането на сметки за електрическа енергия е значително над средния за ЕС:**



Горезиложеното се потвърждава и в изводите и констатациите на различни международни институции по отношение на проблемите на българския електроенергиен пазар.

Съгласно оценка на Световната банка за енергийния сектор в България от 27 май 2013 г. енергийният сектор в България има “огромни финансови дефицити, които увеличават задълженията на държавата, в резултат на дългосрочните договори“. Според цитирания доклад дългосрочните договори водят до финансов дефицит в бюджета на НЕК ЕАД от 1.67 до 2.27 милиарда лева.

**Заклученията и препоръките на Европейската комисия**, от април 2013 г., свързани с българския енергиен сектор сочат, че енергийният сектор в Република България трябва да бъде либерализиран с цел осигуряване на ефективно и конкурентно функциониране на енергийния пазар в страната. В документа се сочи, че при един нормално функциониращ и добре организиран пазар с централен купувач, **икономически най-ниско ефективните централи няма да бъдат диспечирани и дори биха били потенциално извадени извън пазара. Налице е диспечирание на икономически и екологично неефективни производства.** Сред мерките за справяне с проблемите на българския енергиен пазар, ЕК изрично посочва **преразглеждането на дългосрочните договори** за изкупуване на електрическа енергия (СИЕ) в **краткосрочен план (3-9 месеца)**. В цитирания документ на ЕК се отбелязва още, че сключените СИЕ на НЕК с двете топлоелектрически централи ЕИ и ЕС и Контур Глобал, на принципа „вземай или плащай“ задължават НЕК да плаща за целия капацитет на централите независимо дали посочената мощност се диспечира. Преразглеждането на СИЕ, съобразно препоръките на Европейската комисия, с оглед осигуряване на съответствие между цената на изкупуване и текущите пазарни условия не само би довело до стабилизиране на финансовото състояние на НЕК ЕАД, но и би довело до разрешаването на конкурентни проблеми, създадени от наличието и условията на цитираните договори.

С Решение № 800 от 03.07.2013г. КЗК приема Секторен анализ на конкурентната среда на пазарите на производство, търговия, пренос и снабдяване с електрическа енергия в Република България. Комисията за защита на конкуренцията сочи, че „задължението на българската държава (НЕК ЕАК) за гарантирано изкупуване на голямо количество разполагаемост и електроенергия от топлоелектрическите централи- "Контур Глобал Марица-изток 3" и "AES Марица-изток 1" по цена, договорена в дългосрочните договори за изкупуване на разполагаемост и електроенергия, създава допълнително затруднение за развитието на процеса на либерализация на пазара на електроенергия“ и създава пречки за установяването на неговата пазарна равновесна точка.



Следва да се има предвид, че съгласно Директива 2009/29/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 23 април 2009 г. от началото на 2013г за сектора енергетика не се разпределят безплатно квоти за емисии на въглероден диоксид и предприятията от същия сектор трябва да ги закупуват за своя сметка на принципа „замърсителят плаща“, в резултат на това централите ще трябва да закупуват необходимите им квоти на пазара на CO<sub>2</sub> .

В изпълнение на Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО, транспонирана в българското законодателство в Закона за енергетиката и Закона за енергия от възобновяеми източници, страната ни се задължава да гарантира конкуренция и доставки на електроенергия на най-конкурентни цени и равнопоставени условия на всички участници на пазара. Съгласно параграф 57 от Преамбюла на Директивата насърчаването на лоялна конкуренция и на лесен достъп за различните доставчици, както и подпомагането на капацитети за нови производства на електроенергия следва да бъде от първостепенно значение за държавите-членки, за да се позволи на потребителите да се възползват в пълна степен от възможностите на либерализирания вътрешен пазар на електроенергия. Чл. 37 от същата предвижда, че националните регулаторни органи следва да наблюдават степента и ефективността на отваряне на пазара и конкуренцията в секторите на едро и на дребно, включително на борсите за електроенергия, да следят цените на електроенергията за битовите клиенти, както и да следят за всякакво нарушаване или ограничаване на конкуренцията, включително да предоставят нужната информация и да отнасят съответните случаи до органите по конкуренция.

С оглед горните изисквания на Директива 2009/72/ЕО ДКЕВР е извършила анализ на дългосрочните договори за изкупуване на електрическа енергия (ДДИЕ), сключени между „НЕК“ ЕАД, от една страна и „Контур Глобал Марица изток 3“ АД, съответно „Ей и Ес 3С Марица изток 1“ ЕООД, от друга. Въз основа на анализа Комисията е установила, че са налице предпоставки за неспазване на правото на Европейския съюз, поради наличие на данни от които следва, че сключените ДДИЕ са нова и неправомерна държавна помощ за производителите по тях и като такава са несъвместими с вътрешния пазар. В тази връзка ДКЕВР е сезирала Европейската комисия с жалба с изх. № Е-04-11-7 от 20.06.2014 г., в която са изложени аргументи за преустановяване под формата на прекратяване на сключените споразумения между „НЕК“ ЕАД, от една страна и „Контур Глобал Марица изток 3“ АД и „Ей и Ес 3С Марица изток 1“ ЕООД, от друга страна. Жалбата е придружена и от искане с изх. № Е-04-11-8 от 20.06.2014 г. по чл. 11, т. 1 от Регламент (ЕО) № 659/1999 г. на Съвета от 22 март 1999 г. за установяване на подробни правила за прилагането на чл. 108 от Договора за функциониране на Европейския съюз, за постановяване от Европейската комисия на разпореждане за преустановяване на държавната помощ до окончателното ѝ произнасяне по жалбата. Искането е обосновано с оглед необходимостта от преустановяване влиянието на неправомерното държавно подпомагане, с което се застрашава свободната икономическа среда чрез поставяне в по-изгодно положение на производителите по ДДИЕ в сравнение с останалите участници на енергийния пазар.

Също така, ДКЕВР е извършила анализ на съществуващите схеми за подпомагане на производителите на електрическа енергия от ВИ, въз основа на който е установила, че регламентираните в Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) схеми водят до прекомерно подпомагане, което създава условия за неспазване на правото на Европейския съюз. В тази връзка ДКЕВР е сезирала Европейската комисия с жалба с изх. № Е-04-11-9 от 20.06.2014 г., в която са изложени аргументи за преустановяване под формата на прекратяване на схемите за подпомагане, в частта им водеща до

прекомерност. Жалбата е придружена и от искане с изх. № Е-04-11-10 от 20.06.2014 г. по чл. 11, т. 1 от Регламент (ЕО) № 659/1999 г. на Съвета от 22 март 1999 г. за установяване на подробни правила за прилагането на чл. 108 от Договора за функциониране на Европейския съюз, за постановяване от Европейската комисия на разпореждане за преустановяване на схемите за подпомагане, в частта им на прекомерност, до окончателното ѝ произнасяне по жалбата.

Независимо от тежката пазарна ситуация през 2013 г. нетният търговски износ на страната за същия период е в размер на 6 225 000 MWh. Развитие на производството, потреблението и износът на електрическа енергия е представено в таблицата по-долу:

Показател	Година							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Брутно производство от ЕЦ към ЕПМ [MWh]	45 710 000	43 093 000	44 831 000	42 573 000	46 260 000	50 070 000	47 195 000	43 650 000
Потребление и собствени нужди от ЕЦ [MWh]	5 890 000	6 067 000	5 890 000	5 307 000	4 689 000	5 957 000	6 658 000	6 938 000
Постъпила в ЕПМ енергия от ЕЦ [MWh]	39 730 000	37 026 000	38 941 000	37 266 000	41 571 000	44 113 000	40 537 000	36 712 000
Физически внос [MWh]	1 139 000	3 058 000	3 097 000	2 662 000	1 168 000	1 450 000	2 353 000	3 350 000
Общо постъпила енергия в ЕПМ [MWh]	40 869 000	40 084 000	42 038 000	39 928 000	42 739 000	45 563 000	42 890 000	40 061 000
Загуби в ЕПМ [MWh]	881 000	872 000	905 000	847 000	895 000	951 000	916 000	907 000
Продадена електроенергия от ЕПМ [MWh]	39 988 000	39 212 000	41 133 000	39 081 000	41 844 000	44 612 000	41 974 000	37 424 000
Потребление за помпи [MWh]	471 000	590 000	718 000	927 000	988 000	1 199 000	1 103 000	1 053 000
Физически износ [MWh]	8 391 000	7 538 000	8 441 000	7 731 000	9 613 000	12 111 000	10 660 000	9 531 000
Потребление от ЕПМ [MWh]	31 126 000	31 084 000	31 974 000	30 423 000	31 243 000	31 302 000	30 211 000	28 527 000

Източник: „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД

ЕПМ – електропреносна мрежа

ЕЦ – електрическа централа

Физически внос – реално внесена електрическа енергия в Република България от съседни страни

Физически износ – реално внесена електрическа енергия в Република България от съседни страни

Трансграничният преносен капацитет по междусистемните връзки се разпределя от тръжния оператор (Auction Operator) под формата на търговски права за пренос. Тръжният оператор изчислява и определя преносните капацитети съгласно нормите и правилата на обединените европейски преносни оператори на електроенергия (ENTSO-E).

Пазарът на електрическа енергия в страната работи по модел, при който част от сделките за продажба на електрическа енергия се сключват по регулирани цени утвърдени от регулатора, а останалата част се търгува на либерализирания пазар, по свободно договорени цени, между страните участници в пазара. Съгласно Закона за енергетиката страни участници в сделки на либерализирания пазар на електрическа енергия са производителите, търговците на електрическа енергия и потребителите.

Инсталираните мощности, работещи с енергия от възобновяеми източници към 31.12.2013 г. са в размер на 3 894 MW, като количеството произведената електрическа енергия е 6 825 257 MWh. През 2013 г. растежът на енергията от възобновяеми източници се е запазил, като според издадените сертификати за гаранции за произход на произведената електрическа енергия от възобновяеми източници от Агенцията за устойчиво енергийно развитие е в размер 6 825 257 MWh, което с 6,52 % повече сравнение с произведената електрическа енергия през 2012 г. Процентното изменение на дела на възобновяемите енергийни източници в брутното крайно потребление на енергия е посочено на 19.02.2014 г. от Националния статистически институт и е в размер на 16,3 %, като поставената индикативна цел за 2020 г. на Република България е 16%.

На този етап, в съответствие със Закона за енергетиката, търговията с електрическа енергия в страната се извършва главно въз основа на двустранни договори между търговските участници – производители, търговци на електрическа енергия и потребители.

Електроенергийният системен оператор (ЕСО) осъществява оперативното управление и регулира разпределението на електрическите товари на електроенергийната система при отчитане на приетите и потвърдени заявки за преносни капацитети на търговските участници, въз основа на Правилата за търговия с електрическа енергия и Тръжните правила.

Същевременно ЕСО балансира енергийната системата по технически и икономически критерии, предвид постъпилите предложения и заявки за балансиращия пазар.

Действащият пазар на студен резерв и допълнителни услуги е регламентиран в ЗЕ. Сделките за студен резерв и допълнителни услуги се сключват от ЕСО при условията на Правилата за управление на електроенергийната система и на Правилата за търговия с електрическа енергия. Количествата на закупуваната разполагаемост за студен резерв се определят въз основа на необходимата степен на надеждност на електроснабдяването, определяна със заповед от Министъра на икономиката и енергетиката.

За улеснение на потребителите в избора на доставчик, регулаторът поддържа на страниците си в Интернет списък на всички лицензирани търговци на електрическа енергия и техните адреси за кореспонденция.

Цената на балансиращата енергия се определя по механизъм, регламентиран в Правилата за търговия с електрическа енергия, като ЕСО балансира само сделките, реализирани по свободно договорени цени.

От м. септември 2012 г. ЕСО регистрира координатори на балансиращи групи, като към м. декември 2013 г. техният брой е 13, съгласно публичния регистър, ЕСО продължи да тества новия пазарен модел и информационните системи, чрез които ще администрира пазара при новите условия.

Броят на търговските участници през 2013 г. нараства значително, като най-голяма динамика има при крайните клиенти на СрН. Участниците с реални сделки на пазара към м. декември 2013 г. са общо 2157, от които 9 производители, 2096 потребители и 52 търговци на електрическа енергия, от които 13 са координатори на стандартни балансиращи групи.

През 2013 г. количествата търгувани на свободния пазар до потребители в страната са 6 871 571 MWh, спрямо 5 295 565 MWh, през 2012 г. или увеличението е с 29,7%. Най-голям относителен дял от реализираните количества на свободния пазар предоставят АЕЦ „Козлодуй“ и ТЕЦ „Марица Изток 2“.

Общото количество енергия, търгувано от производители по свободно договорени цени през 2013 г. е 13 157 797 MWh, спрямо 13 515 527 MWh през 2012 г., като това са количества за потребители в страната и за износ.

През 2013 г. продължава действието и изпълнението на дългосрочните договори, подписани между обществения доставчик “НЕК” ЕАД и Ей И Ес-3С Марица Изток I” ЕООД и „Контур Глобал Марица Изток 3“ ЕООД.

Понастоящем в страната няма организирана борса за електрическа енергия и търговията с електрическа енергия се извършва главно въз основа на двустранни договори между търговските участници и на балансиращ пазар организиран от ЕСО. Поради това на този етап обективна средна цена и марж между цените купува и продава на българския пазар на електрическа енергия не може да бъде определен.

Пазарът на електрическа енергия в Р. България се характеризира като национален и добре интегриран със съседните страни, при което страната се явява нетен износител.

На този етап на развитие на вътрешния и на регионалния пазари на електрическа енергия преносната мрежа на страната няма значими проблеми свързани с претоварвания в електроенергийната система, включително и с трансграничните преносни капацитети. Отделни редки случаи на претоварване възникват през междусистемни връзки с някои от съседните на Р. България страни главно през зимния период.

Съгласно Закона за енергетиката регулаторът има правомощия да осъществява контрол по въпроси, свързани с евентуален отказ на преносния оператор или съответно на разпределителното предприятие за достъп до мрежите.

Правилата за търговия със съседните страни са в съответствие с действащите европейски правила и с двустранните споразумения и Тръжни правила за трансграничен обмен и търговия с електрическа енергия. Последното се отнася включително и за съгласуването на междусистемните преносни капацитети между българския ОПС и операторите на съседните преносни системи.

През 2013 г. в електроенергийния сектор на страната и сред участниците на пазара на електрическа енергия не са регистрирани значими сливания и придобивания влияещи на пазарната конкуренция. През годината се отчита нарастване на броя на търговците на електрическа енергия, включително на търговците активни на пазара.

Пазарът на електрическа енергия в страната се организира и администрира от Електроенергийния системен оператор. В съответствие със Закона за енергетиката, търговията с електрическа енергия в страната се извършва главно на основата на двустранни договори между търговските участници – производители, търговци и потребители на електрическа енергия, както и на пазара на балансираща енергия. ЕСО балансира електроенергийната система по технически и икономически критерии предвид постъпилите предложения и заявки за балансиращия пазар.

През 2013 г. свободният пазар на електрическа енергия в страната обхваща стопанските потребители, присъединени към мрежите високо напрежение (ВН), и потребителите на средно напрежение (СрН).

### 3.2.2. Пазар на дребно

Към сегмента „пазар на дребно“ с електрическа енергия през 2013 г. се включва доставката на електрическа енергия на клиенти на ниско напрежение – дребни стопански и битови клиенти.

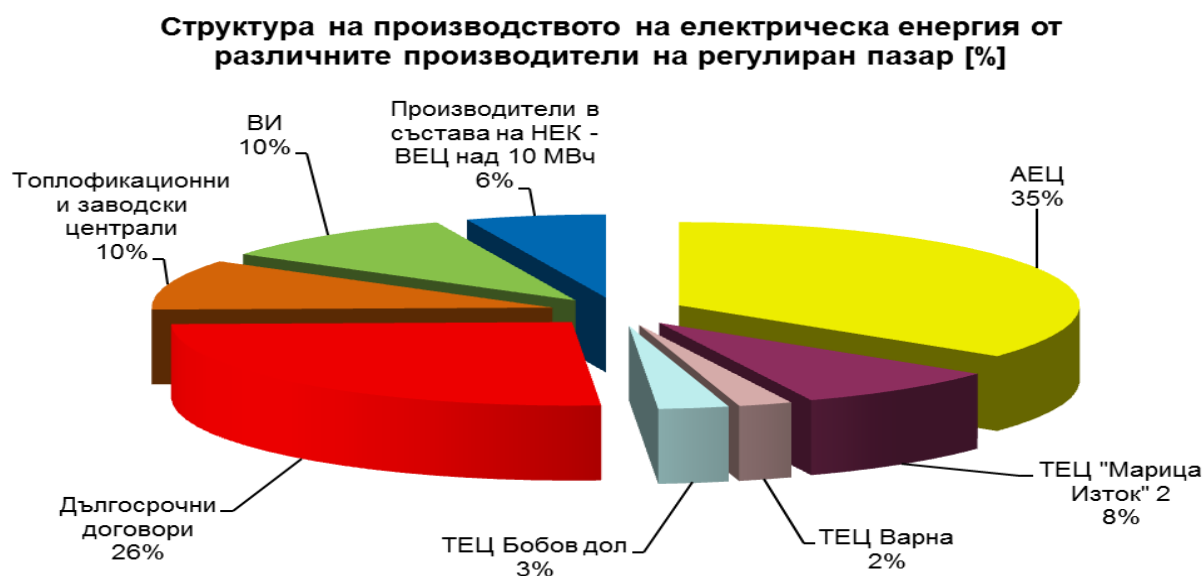
През 2013 г. основната част от тези клиенти се снабдяват по регулирани цени, като на този етап една сравнително малка част от стопанските клиенти на ниско напрежение преминаха към доставка на електрическа енергия по свободно договорени цени.

Съгласно Закона за енергетика крайните снабдители доставят и продават електрическа енергия на „защитените потребители“ – битови и небитови крайни клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа на ниво ниско напрежение, в съответната лицензионна територия, когато тези клиенти не се снабдяват от друг доставчик.

Разширяването на пазара на електрическа енергия по свободно договорени цени в сектора на малките стопански клиенти е в съответствие с изискванията на Закона за енергетиката и Директива 2009/72/ЕО.

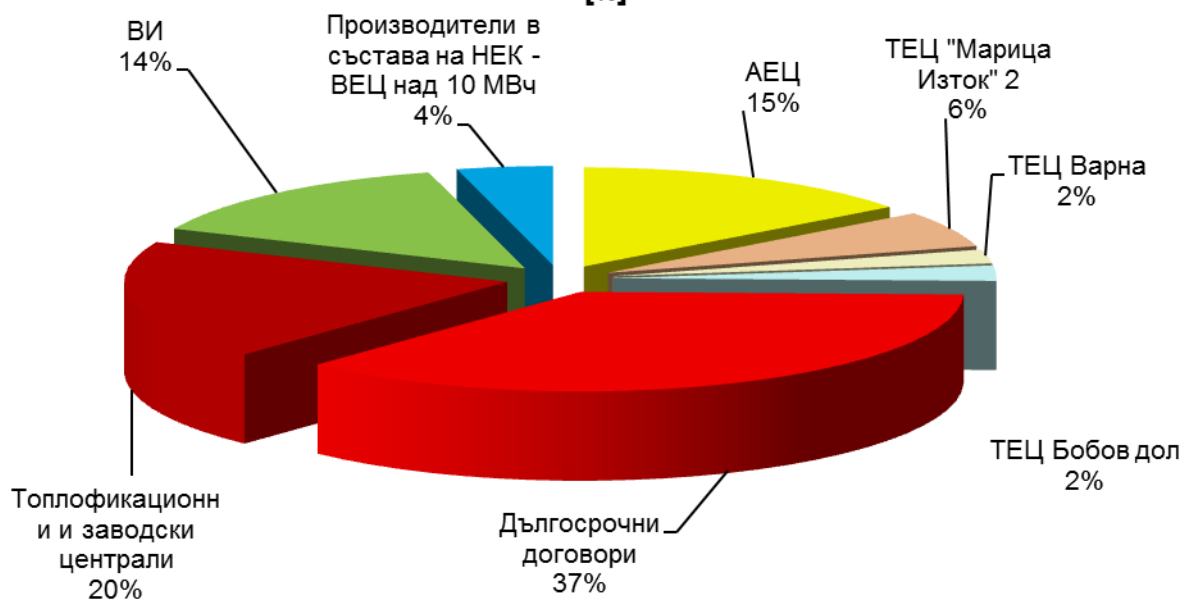
За осигуряване на потреблението за „малките“ клиенти ДКЕВР определя задължителни квоти за отделните типове производители, съгласно Закона за енергетиката, въз основа на които Обществения доставчик продава електрическа енергия на регулирания пазар. Изкупуваните по регулирани цени количества електрическа енергия от производителите, в рамките на определена от регулатора „квота“ за всеки производител, се определят на основата на принципите за равнопоставеност и прозрачност съгласно методика, приета от регулатора.

Определен дял от количеството произведена електрическа енергия от отделните производители, съгласно Закона за енергетиката, се закупува от обществения доставчик за „защитените потребители“ по регулирани цени, в рамките на определена от регулатора „квота“ за всеки производител. Квотите на производителите се определят на основата на принципите за равнопоставеност и прозрачност съгласно методика, приета от комисията.



По отношение на разходите, които са включени в цената за електрическа енергия за клиентите на регулирания пазар може да се направи обобщението, че за 2013 г. с най-голяма тежест са разходите по дългосрочни договори с „ЕИ И ЕС Марица Изток 1“ ЕООД и Контур Глобал Марица Изток 3“ ЕАД и разходите, за изкупуване на електрическа енергия от ВИ. В графиката по-долу е представена структурата на регулираната цена на Обществения доставчик, като следва да се има предвид, че част от разходите за енергия от ВИ са компенсирани с приходите от продажба на  $CO_2$  квоти. Стойността на тази компенсация е 255 млн.евро.

**Структура на разходите за закупуване на електрическа енергия за регулиран пазар без предвидената компенсация за ВИ производство в размер 255 млн.евро [%]**



С промените на Закона за енергетиката, в сила от 05.07.2013 г. стана възможно прилагането на нов механизъм на ценообразуване.

Основният мотив за извършената промяна беше свързан с необходимостта да бъде адаптиран моделът за образуване на цените в съответствие с реалните условия на пазара с електрическа енергия, при отчитане на следните факти:

- Намаляване на количествата продавана електрическа енергия по-свободно договорени цени, поради високата неконкурентна крайна цена при износ на енергия. Причината за това беше пряк резултат от калкулирането към свободно договорената цена за енергия освен на цените за достъп и пренос и на т.нар. „добавки”, които по своята същност отразяваха тези допълнителни разходи за производство на енергия, които са над нейната пазарна стойност. Нормативно установено задължение беше тези разходи да се покриват чрез цените от всички потребители, включително и при износ на енергия.

- Установено наличие на висок дял на енергията в общото вътрешно потребление, която по силата на законови задължения и сключени дългосрочни договори подлежи на задължително изкупуване от ОД и КС. За ценовия период 2013-2014 г. делът на количествата енергия, подлежащи на задължително изкупуване е над 50%.

- ДКЕВР направи и анализ на инсталираните мощности от ВИ, като бяха определени оптимални количества спрямо утвърдената часова използваемост на всеки отделен Възобновяем източник.

- Намаляване на относителния дял на клиентите на вътрешния пазар, които купуват енергия по регулирани цени – съгласно ЗЕ по регулирани от ДКЕВР цени за настоящия ценови период могат да купуват енергия само клиентите, присъединени към мрежи ниско напрежение или битовите потребители и малки стопански обекти.

- Създаване на условия за работа и реално въвеждане на фигурата на т.нар. Доставчик от последна инстанция, който да е задължен да осигурява ел.енергия на тези потребители от т.нар. свободен сегмент от пазара, които не са избрали друг търговец на енергия.

- Създаване на конкурентни условия при осигуряване на студен резерв и допълнителни услуги чрез въвеждане на тръжна процедура.

- Изключване на количествата електрическа енергия, които производителят ползва за собствени нужди и собствено потребление при комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

Приетият от ДКЕВР през 2013 г. начин на ценообразуване на електрическата енергия третира равнопоставено всички клиенти, които потребяват енергия на територията на страната, при спазване на изискванията на ЗЕ, крайните цени да отразяват разходите по цялата технологично свързана верига от производството, през преноса по мрежите до нейната доставка. В същото време са създадени реални условия за работа на всички производствени мощности и износ на електрическа енергия.

Регулираната цена за „защитените потребители” в страната се образува като микс от цените на производителите на електрическа енергия от различни първични енергоизточници (ядрено гориво, въглища, ВЕЦ, вятърни и фотоволтаични централи и централи, използващи биомаса), като са съобразени със съответните количества, необходими за покриване нуждите на регулирания пазар. Това от своя страна осигурява приемлива равнопоставеност на всички потребители. Останалата част от електропроизводството (извън определената квота), производителите имат право да продават на либерализирания пазар като равностойни участници.

В изпълнение на Закона за енергетиката и действащата от 05.04.2013 г. Наредба №1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, а защитените потребители с решение на регулатора се утвърждават следните цени:

- за достъп и/или за пренос през електропреносната и електроразпределителните мрежи;

- по които крайните снабдителни продават електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителна мрежа, на ниво ниско напрежение.

Регулираните от ДКЕВР цени за достъп и пренос на електроразпределителните дружества, съгласно Наредба №1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, се определят въз основа на признатите от регулатора необходими приходи за поддръжка и експлоатация на съответната електроразпределителна мрежа.

Основните групи потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи през 2013 г. са, както следва:

- небитови клиенти присъединени на средно напрежение;
- битови и небитови клиенти присъединени на ниско напрежение;

Крайните цени, които заплащат тези клиенти на регулирания пазар включват освен цената за енергия и следните цени за мрежови услуги:

- Цена за достъп до електропреносната мрежа;
- Цена за пренос през електропреносната мрежа;
- Цена за достъп до електроразпределителната мрежа;
- Цена за пренос до електроразпределителната мрежа, разделена по нива на напрежение – съответно на СН и НН.

След въвеждане на новия модел на ценообразуване с изменението на ЗЕ от 05.07.2013 г. добавките за „зелена енергия“ и за „високо ефективно-комбинирано производство“ са изключени от цената за пренос през електропреносната мрежа и са добавени към цената за енергия.

Утвърдените от 01.08.2013 г. цени са както следва:

- Цената за достъп до електропреносната мрежа се заплаща на ЕСО ЕАД от всички ползватели на мрежата и е в размер на 0,00141 EUR/kWh.
- Цената за пренос по електропреносната мрежа се заплаща на Преносната компания от всички ползватели на мрежата и е в размер на 0,00212 EUR/kWh.

През 2013 г. ДКЕВР в рамките на своите компетенции, предприе редица стъпки, за разработване на прозрачни правила за организиране на пазар на балансираща енергия и принципи за балансиране на търговските участници. В тази връзка са с новите Правила за търговия с електрическа енергия са създадени всички предпоставки за образуване на работещ всеобхватен балансиращ пазар, пазар ден напред и борсова търговия. Практически функционират и т. нар. „координатори на стандартни балансиращи групи”, които предоставят на членовете на оперираната от тях балансираща група услугата по поемане на отговорността за балансирането им.

През 2013 г. всички клиенти на високо и средно напрежение са изведени на свободния пазар, с което значително се увеличи делът му спрямо регулирания.

Крайните потребители на високо напрежение (ВН) закупуват електрическата си енергия изцяло на свободния пазар.

В таблицата по-долу са представени осреднени стойности на отделните тарифи по групи потребители, утвърдени 01.08.2013 г.

<b>Утвърдени цени от ДКЕВР от 01.08.2013 г. в EUR/kWh</b>		
<b>Тарифи</b>	<b>Стопански потребители на НН</b>	<b>Битови потребители</b>
Средна цена за енергия	0,06275	0,04293
Пренос НН	0,01854	0,01854
Достъп НН	0,00317	0,00317
Мрежови услуги ВН	0.00638	0.00638
<b>Обща средна продажна цена</b>	<b>0.09084</b>	<b>0.07102</b>

*\*Посочените стойности на цените са без ДДС и акциз за стопански потребители.*



Стопанските клиенти присъединени към мрежи НН на две от дружествата заплащат средна цена за достъп до електроразпределителната мрежа в размер на 8.3731 EUR/MWh/Day.

Стойността на мрежовите услуги за средно и ниско напрежение включва цената за достъп до електроразпределителната мрежа и цената за пренос за съответното ниво на напрежение.

Мрежовите услуги за мрежи високо напрежение включват цената за достъп до електропреносната мрежа и цената за пренос до електропреносната мрежа.

### **3.2.2.1. Контрол на равнището на цените, нивото на прозрачност, степента и ефективността на отваряне на пазара и конкуренцията**

Във връзка с правомощието на ДКЕВР да допринася за съвместимостта на процесите за обмен на данни относно най-важните пазарни процеси на регионално равнище, като гарантира необходимата степен на поверителност на информацията, комисията наблюдава за наличието на ограничаващи договорни практики и разпоредби за изключителност, които може да възпрепятстват небитови клиенти да сключват договори едновременно с повече от един доставчик или да ограничат избора им на доставчици.

Основни принципи, ръководещи дейността на ДКЕВР при изпълнение на регулаторните правомощия на комисията, са предотвратяването и недопускането на ограничаване или нарушаване конкуренцията на енергийния пазар, както и осигуряването на баланс между интересите на енергийните предприятия и потребителите.

В изпълнение на правомощията си Комисията анализира работата и поведението на контролираните от нея енергийни предприятия, като се стреми да създаде условия за недопускане на злоупотреба с монополно положение или ограничаване/нарушаване на конкуренцията на енергийния пазар в България. За постигане на тези цели ДКЕВР има правото да сезира Комисията за защита на конкуренцията (КЗК), която на свой ред разглежда подадената информация и след преценка на данните по конкретния случай може да образува производство по реда на Закона за защита на конкуренцията.

В „Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката“ е закрепено друго важно правомощие на ДКЕВР, че ако в хода на започнало административно производство се установи необходимост от разрешение на КЗК, енергийният регулатор спира производството, уведомява заявителя и сезира КЗК за образуване на производство по Закона за защита на конкуренцията. Едва след влизане в сила на решението на КЗК, ДКЕВР възобновява производството по издаване на искания административен акт.

Освен това, при осъществяване правомощията си за даване на съгласие за преобразуване на лицензианти, разрешаване извършването на сделки на разпореждане с незавършени обекти на строителство или с имущество и даване на разрешение за учредяване на залог/ипотека върху имущество, с което се осъществява лицензионна дейност, ДКЕВР има правото да изиска становището на КЗК за конкретния случай преди да вземе решение или да даде разрешение.

Съгласно Закона за енергетиката енергийните предприятия за пренос или за разпределение на електрическа енергия, които осигуряват услуга от обществен интерес, и които имат господстващо положение на пазара по смисъла на Закона за защита на конкуренцията, се подчиняват на неговите разпоредби, доколкото това не възпрепятства фактически или юридически изпълнението на задълженията, които са им възложени.

ДКЕВР извършва постоянен мониторинг на пазара с оглед осигуряване на недискриминационност между всички участници на пазара, както и между участниците от една и съща категория и допринасяне за ефективната конкуренция и правилното функциониране на пазара. В тази връзка ДКЕВР при осъществяване на контролните си правомощия извършва планови проверки на енергийните дружества, както и извънредни проверки по постъпили жалби и сигнали.

С оглед изпълнението на регулаторните си правомощия ДКЕВР е в тясно сътрудничество с Комисията за защита на потребителите, както и с редица други неправителствени организации за защита на потребителите.

На този етап на отваряне на пазара на електрическа енергия в страната крайните снабдители доставят по регулирани цени електрическа енергия на защитени потребители. Въз основа на публично известни „Общи условия за снабдяване с електрическа енергия“. Общите условия се разработват и предлагат от електроснабдителните дружества и утвърждавани от регулатора.

### **3.2.2.2. Контрол за спазване на условията на издадените лицензии на дружествата, предоставящи услуги от обществен интерес**

Като най-съществени действия, предприети от ДКЕВР във връзка с упражняване на контролните ѝ правомощия по отношение на дружествата, предоставящи услуги от обществен интерес, следва да се посочат процедурите по-долу:

1. През 2013 г. на основание на решение за принудителна административна мярка е извършен частичен одит на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „Енерго-Про Мрежи“ АД и „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД. Одитът обхваща проверка и оценка на организацията на работния процес на дружествата, отчетените инвестиции и постигнатия ефект от реализирането им по отношение на развитие и подобряване на мрежата, повишаване на сигурността на доставките и намаление на технологичните разходи.

Въз основа на извършената проверка са констатирани: липса на убедителен анализ и изследване на необходимостта от заложените технически и инвестиционни решения, не добро планиране на част от извършените инвестиции и необходимост от постигане на по-добри резултати по отношение на ефекта от вложените инвестиции.

Тези резултати и констатации наложиха извършване на цялостен регулаторен одит на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „Енерго-Про Мрежи“ АД и „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД за дейността „разпределение на електрическа енергия“. Обхватът на регулаторните одити включва проверка на цялостната лицензионна дейност на дружествата, съгласно издадените им от ДКЕВР лицензии за дейността „разпределение на електрическа енергия“, за периода от 01.07.2008 г. до 30.11.2013 г., вкл. анализ и оценка на всички разходи, свързани с осъществяване на лицензионната дейност.

Резултатите от извършения цялостен одит констатираха: 1088 броя нарушения в „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, 542 броя нарушения в „Енерго-Про Мрежи“ АД и 359 броя нарушения в „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД.

2. На 19.02.2013 г. с Решения № О1-Л-135-07/19.02.2013 г. и № О1-Л-135-11/19.02.2013 г. на Комисията бяха открити процедури за отнемане на издадената на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД Лицензия № Л-135-07/13.08.2004 г. за дейността „разпределение на електрическа енергия“ и съответно на издадената на „ЧЕЗ Електро България“ АД Лицензия № Л-135-11/29.11.2006г. за дейността „обществено снабдяване с

електрическа енергия”. Основание за откриване на процедурите по чл. 71, ал. 2, т. 1 от Наредбата за лицензиране на дейностите в енергетиката (обн. ДВ, бр. 53 от 22.06.2004., отм. ДВ, бр. 38 от 23.04.2013 г.), във връзка с чл. 59, ал. 1 от ЗЕ, са съставените на двете дружества актове за установяване на административни нарушения на условията на издадените им лицензии, а с това и Закона за енергетиката. С решенията за откриване на процедурите, на лицензиантите е даден срок да преустановят нарушенията и да отстранят последиците от тях, установени с актове за установяване на административни нарушения, да представят писмени становища по основанията за откриване на процедурите. Отделно от откритите процедури по отнемане на лицензиите на „ЧЕЗ Разпределение България” АД и „ЧЕЗ Електро България” АД, предвид съставените актове за установяване на административни нарушения, образуваните административнонаказателни производства са продължили с издаване на наказателни постановления, с които на дружествата са наложени имуществени санкции и предупреждения по реда на Закона за административните нарушения и наказания.

С Решение № О2-Л-135-07 от 13.11.2013 г. и Решение № О2-Л-135-11 от 13.11.2013 г. Комисията е прекратила откритите процедури за отнемане на издадените на „ЧЕЗ Разпределение България” АД и на „ЧЕЗ Електро България” АД лицензии, с мотив, че нарушенията на Закона за енергетиката, въз основа на които са започнали процедурите, в тяхната съвкупност не могат да обосноват необходимостта от отнемането на лицензиите, тъй като не оказват влияние върху непрекъснатото и сигурно снабдяване на клиентите.

**3.** С решения № 01-Л-135-11 от 19.03.2014 г., № 01-Л-139-11 от 19.03.2014 г. и № 01-Л-141-11 от 19.03.2014 г. ДКЕВР е открила процедури за отнемане на лицензиите за извършване на дейността „обществено снабдяване с електрическа енергия” съответно на „ЧЕЗ Електро България” АД, „Енерго – Про Продажби “ АД и „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД. Посочените решения на Комисията са взети в съответствие с действащото законодателство и с цел гарантиране на сигурността на енергийната система в България. Стартирането на тези процедури е предпоставено от сериозни проблеми, започнали още през месец април 2013 г. През периода м. април – м. август 2013 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД извършва неправомерни прихващания на насрещни задължение към „НЕК” ЕАД със свои вземания за изкупена електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници и високоефективно комбинирано производство. През м. ноември и м. декември 2013 г. такива прихващания правят „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и „Енерго – Про Продажби “ АД. От м. февруари 2014 г. „ЧЕЗ Електро България“ АД започва да нарушава условията на лицензията си, тъй като поставя под условие плащането си към „НЕК“ ЕАД, обвързвайки го с удовлетворяване на свои вземания, произтичащи от други правни основания. Описаните проблеми ескалират през периода декември 2013 г. - януари 2014 г., за което ДКЕВР е сезирана с жалби от обществения доставчик - „Национална електрическа компания“ ЕАД.

Посочените по-горе действия на електроснабдителните дружества лишават „НЕК“ ЕАД от необходимите парични средства за осъществяване на лицензионната си дейност. Това води до фактическо блокиране на цялостната дейност на „НЕК“ ЕАД и до невъзможност да извършва разплащания към производителите на електрическа енергия. В резултат на това, реално е застрашена сигурността на доставките в енергийната система, тъй като тяхното гарантиране е пряко свързано с обезпечаването на финансовите потоци с оглед недопускане на задлъжнялост на енергийните предприятия по веригата производство-пренос-доставка-разпределение-снабдяване на крайните клиенти.

От друга страна, описаните по-горе действия на „ЧЕЗ Електро България“ АД, „Енерго – Про Продажби“ АД и „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД съставляват нарушения на издадените им лицензи, установени с издадени актове за установяване на административно нарушение в хода на проверка по жалби на „НЕК“ ЕАД. Тези нарушения, поради влиянието им върху сигурността на енергийната система, са основанието за откриване на процедурите по отнемане на лицензиите за „обществено снабдяване с електрическа енергия“.

Към момента ДКЕВР изследва и анализира всички предоставени от електроснабдителните дружества и от „НЕК“ ЕАД доказателства, становища и възражения, след което ще постанови решения по откритите процедури за отнемане на издадените на „ЧЕЗ Електро България“ АД, „Енерго – Про Продажби“ АД и „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД лицензи за извършване на дейността „обществено снабдяване с електрическа енергия“.

### **3.3. Сигурност на доставките (ако и доколкото НРО е компетентният орган)**

#### **Въвеждане на предпазни мерки по чл. 42**

Традиционно страната е нетен износител на електрическа енергия в региона, като през 2013 г. дялът на продадената електрическа енергия на регионалния пазар възлиза на около 20% от общото нетно производство в страната.

При представеното в предходните раздели на доклада установено регионално сътрудничество и оперативни договорености за координирано разпределение на трансграничния капацитет със съседните системни оператори, както и съгласуваната взаимопомощ при аварийни събития, осигуряват сигурно и надеждно функциониране, както на вътрешния, така и на външния пазари на електроенергия.

#### **3.3.1. Мониторинг върху баланса между доставките и потреблението**

Съгласно Закона за енергетиката ЕСО изготвя краткосрочни и дългосрочни прогнози и планове за развитие на електроенергийната система с цел осигуряване на електроенергийния баланс на страната. Въз основа на прогнозите и плановете ЕСО предоставя на министъра на икономиката и енергетиката проект на електроенергиен баланс и списък на необходимите за страната източници, включително необходими нови производствени мощности и междусистемни електропроводи.

На този етап на развитие на вътрешния и на регионалния пазари на електрическа енергия електропреносната мрежа на страната няма значими проблеми, свързани със сигурност на доставките и претоварвания в електроенергийната система, включително и с трансграничните преносни капацитети. В резултат на високия дял на електроенергийните мощности от ВИ в страната през 2013 г., главно от слънчева и вятърна енергия, възникват определени трудности при тяхното балансиране.

## **4. Пазар на природен газ**

### **4.1. Регулиране на мрежите**

#### **4.1.1. Отделяне**

В съответствие с основните цели на Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета за постигане на напълно действащ вътрешен пазар с

недискриминационен достъп до газопреносните мрежи и справедливо определяне на цените на природния газ с Решение на ДКЕВР е извършено преобразуване чрез отделянето на „Булгаргаз“ ЕАД и „Булгартрансгаз“ ЕАД в самостоятелни стопански субекти. По този начин се осъществява юридическото, функционалното и счетоводното отделяне на дейностите по пренос на природен газ и обществена доставка на природен газ.

Изискването на Директивата за независимост на операторите е спазено, като оператора на газопреносната система „Булгартрансгаз“ ЕАД е отделено в независимо юридическо лице в рамките на вертикално интегрираното предприятие „БЕХ“ ЕАД, като лицата, отговорни за управлението, включително оперативното управление не участват в управлението на другите дружества на вертикално интегрираното предприятие. Хоризонтално са отделени дейностите по веригата: добив, внос, пренос, съхранение, разпределение, доставка и търговия с природен газ.

През 2013 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е подало заявление в ДКЕВР за сертифициране на независим преносен оператор на основание чл. 81д, във връзка с § 192 от ПЗР на Закона за енергетиката, чл. 98 и сл. от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (обн. ДВ, бр. 33 от 05.04.2013 г.). ДКЕВР е одобрила проект на решение на основание чл. 21, ал. 1, т. 27 от Закона за енергетиката. Проектът на решение и цялата свързана с него информация и документация е нотифициран пред Европейската комисия за становище. Във връзка с писмо от Европейската комисия с искане на допълнителна информация относно Проект на Решение на ДКЕВР за сертифициране на „Булгартрансгаз“ ЕАД като независим преносен оператор, с цел изясняване на въпроси, възникнали в процеса на преглед и оценка на Проекта на Решение, ДКЕВР е взела Решение да оттегли нотифицирания Проект на решение за сертифициране на „Булгартрансгаз“ ЕАД като независим преносен оператор, с оглед извършване на допълнителен анализ, за което е уведомила Европейската комисия с писмо.

ДКЕВР е приела доклад относно изясняване на поставените от Европейската комисия въпроси, възникнали в процеса на преглед и оценка на Проект на решение на ДКЕВР за сертифициране на „Булгартрансгаз“ ЕАД като независим преносен оператор и е взела решение за изпращане на допълнителната информация до Европейската комисия. Във връзка с това решение на ДКЕВР е изпратено писмо до Европейската комисия, с което предоставя допълнителната информация и информира Европейската комисия как предвижда да измени Проекта на решение.

Във връзка с предоставената от ДКЕВР допълнителна информация до Европейската комисия, в писмо от ЕК, в което се отчитат положените значителни усилия от страна на ДКЕВР по сертифицирането на „Булгартрансгаз“ ЕАД, са поставени въпроси за изясняване по отношение на изпратената от ДКЕВР информация. Европейската комисия иска при повторното представяне на проекта на решение за сертифициране на „Булгартрансгаз“ ЕАД да се интегрира цялата нова и актуална информация в проекта и да се приложат всички необходими приложения към него.

Във връзка с постъпилото писмо от Европейската комисия ДКЕВР е одобрила проект на решение за сертифициране на „Булгартрансгаз“ ЕАД като независим преносен оператор. Също така е приела да се инициира предварителна дискусия с Европейската комисия, като се изпрати попълнен формуляр на „Въпросник за Независим преносен оператор“, както и одобрения проект на решение. След получаване на становище по проекта от ЕК, предстои неговото приемане.

#### **4.1.2. Техническа експлоатация**

В изпълнение на изискванията на чл. 41, § 6, (б) от Директива 2009/73/ЕО, с Решение №Р-119/26.08.2010 г. ДКЕВР одобри „Методика за изчисляване и окончателни тарифи при дисбаланс“, която „Булгартрансгаз“ ЕАД е оповестила публично, съгласно

задължението по чл. 7, параграф 3 от Регламента. Цените при дисбаланс отразяват възможно най-точно разходите, като същевременно осигуряват подходящи стимули за потребителите на мрежата да балансират подаването и изтеглянето на газ от системата, както и предотвратят взаимно субсидиране между потребители на мрежата и не водят до пречки при влизане на нови участници на пазара. Балансирането на пазара на природен газ се осъществява чрез наличния в системата газ, който се закупува на регулирани цени от Обществения доставчик. За компенсиране сезонната неравномерност в потреблението се използват възможностите на добиване и нагнетяване на природен газ в ПГХ „Чирен“. Функционирането на балансиращия пазар на природен газ в Р България е в процес на разработване и синхронизиране с Европейския Регламент (ЕО) № 715/2009 относно условията за достъп, с разработените от ERGEG „Указания за добри практики за балансиране на природен газ“ (ERGEG’s Guidelines for Good Practices for Gas Balancing), както и с Комитологията за установяване на Мрежови Код за балансиране на газопреносни мрежи. Изискванията за балансиране на газопреносни мрежи предстои да бъдат включени в Правила за търговия с природен газ. В изпълнение на § 199 (1), според чиято разпоредба „подзаконовите нормативни актове и общите административни актове по прилагането на закона се приемат или привеждат в съответствие с този закон в едногодишен срок от влизането му в сила“, е изготвен проект на Правила за търговия с природен газ, който е минал на обществено обсъждане. Проектът на Правила за търговия с природен газ е публикуван на интернет страницата на ДКЕВР и на Портала за обществени консултации. Правилата за търговия с природен газ са в процес на приемане от ДКЕВР.

През 2013 г., предвид промените в Закона за енергетиката и с оглед осигуряване изискванията за либерализиране на енергийния пазар и пълно транспониране на Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета относно общите правила на вътрешния пазар на природен газ, ДКЕВР прие следните наредби и правила:

1. Наредба № 4 от 05 ноември 2013 г. за присъединяване към газопреносните и газоразпределителните мрежи.

С тази Наредба се регламентира:

а) условията и редът за присъединяване към газопреносните мрежи, на:

- газопреносни мрежи на други оператори на преносни мрежи;
- газоразпределителните мрежи на оператори на газоразпределителни мрежи;
- добивните газопроводни мрежи;
- съоръженията за съхранение на природен газ;
- съоръжения за втечен природен газ;
- обектите за производство на газ от възобновяеми източници;
- крайни клиенти чрез изграден директен газопровод.

б) условията и редът за присъединяване към разпределителните мрежи на:

- промишлените газови инсталации на небитовите клиенти;
- сградните газови инсталации на клиентите;
- добивните газопроводни мрежи;
- обектите за производство на газ от възобновяеми източници;
- съоръженията за съхранение на природен газ.

2. Наредба № 2 от 19 март 2013 г. за регулиране на цените на природния газ.

С тази Наредба се регламентират:

- методите за регулиране на цените на природния газ, правилата за тяхното образуване или определяне и изменение, реда за предоставяне на информация, внасяне на предложенията за цените и за тяхното утвърждаване;
- начина за компенсиране на разходи на енергийните предприятия, произтичащи от наложени им задължения към обществото по Закона за енергетиката;

- условията и реда за образуване на цените за присъединяване към мрежите;
- условията и реда за образуване на цените за достъп и пренос на природен газ през преносни и/или разпределителни мрежи.

### 3. Правила за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ.

С тези Правила се регламентират:

- условията за предоставяне на достъп до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи, на които следва да отговарят лицата, поискали достъп;
- реда за предоставяне на достъп до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи на лицата, поискали достъп, включително реда за подаване и разглеждане на заявления за достъп;
- принципи на механизмите за разпределение на капацитет и на процедурите за управление на претоварването;
- изисквания за предоставяне на информацията, необходима на ползвателите на мрежата, за да получат ефективен достъп до нея.

Нов момент е регламентирането на правила за предоставяне на достъп до съоръженията за съхранение на природен газ, с оглед изпълнението на задължението на оператора да предлага на трети страни достъп до съоръженията за съхранение при спазване на недискриминационни процедури, прозрачно и еднакво достъпно за всички потенциални клиенти.

### 4. Правила за управление и технически правила на газопреносните мрежи.

С тези Правила се регламентират:

- наличието и функционирането на информационна система, с включени всички елементи на мрежите, която служи за управление на обекти/съоръжения, събиране и архивиране на данни, анализ на състоянието, проверка на режими и др.;
- качеството на природния газ и определяне на качествените му параметри;
- технически условия за безопасна и надеждна експлоатация на газопреносните мрежи на оператора на газопреносната мрежа;
- технически условия по отношение на измерването на количествата природен газ;
- технически правила за оперативно управление - централизирано оперативно управление, координиране и контрол на режима на работа на газопреносната мрежа;
- технически правила за експлоатация на мрежите при случаи на ограничаване или прекъсване на преноса на газ;
- технически правила за присъединяване към газопреносните мрежи.

### 5. Правила за управление на газоразпределителните мрежи.

С тези Правила се регламентират:

- взаимоотношенията между оператора на газоразпределителна мрежа и операторите на газопреносни мрежи, ползвателите на мрежата, клиентите, присъединени към газоразпределителната мрежа; други предприятия за природен газ;
- етапите на планиране, изграждане на газоразпределителната мрежа и нейното развитие, организация на работата, експлоатацията и сервиза, оперативното ѝ управление, присъединяване на клиенти към нея и предоставяне на допълнителни услуги;
- изисквания за предоставяне на достъп до информацията за газоразпределителната мрежа и процедури за информационно координиране между оператора на ГРМ и ползвателите на мрежата;
- описание на предлаганите от оператора на газоразпределителната мрежа услуги;

- процедури за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа и за смяна на доставчик;
- управление на оперативните режими на газоразпределителната мрежа;
- реализация, поддръжка и прекратяване на експлоатацията на съоръжения за регулиране и измерване;
- измерването на природния газ;
- търговското качество на обслужването;
- безопасността на газоразпределителните мрежи и газовите инсталации на клиентите;
- качеството на природен газ;
- дейности за стимулиране на енергийната ефективност.

Съгласно изменението на ЗЕ от 2012 г., като част от транспонирането на Третия енергиен либерализационен пакет, лицензията за транзитен пренос на природен газ, издадена на „Булгартрансгаз“ ЕАД, се изменя на лицензия за пренос на природен газ за остатъка от срока на валидност на лицензията за транзитен пренос, което е направено през 2013 г. с Решение № И1-Л-214/03.06.2013 г. на ДКЕВР.

#### **4.1.3. Мрежови и LNG тарифи за присъединяване и достъп**

Цената за пренос по газопреносната мрежа се регулира чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“. Тарифният модел, който се прилага по отношение на преносното предприятие е „post stamp“. Очаква се „Булгартрансгаз“ ЕАД да въведе тарифен модел „entry-exit“ при метода „горна граница на приходи“, в изпълнение на изискванията на Третия енергиен либерализационен пакет.

В чл. 197, ал. 9 от ЗЕ е уреден достъпа и условията за ползване на чужди газови съоръжения. Присъединените към газопреносната мрежа клиенти при техническа възможност и свободен капацитет предоставят ползването на собствените си съоръжения на съответния оператор на газоразпределителна мрежа, получил лицензия, за целите на разпределението на природен газ до други клиенти на територията, определена в лицензията. Ползването се предоставя след сключване на договор по цена, определена по методика, одобрена от комисията. В договора с лицензианта се договарят условията на ползването, включително условията за оперативно управление и измерване на газа, доставян до всеки от клиентите, включително до лицето, предоставящо ползването, за гарантиране на единно оперативно управление и измерване на доставяните до клиентите количества природен газ. При непостигане на съгласие комисията разпорежда предоставянето на ползването и заплащането на цена, определена от комисията по методиката.

Цените за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ се регулират чрез метода „горна граница на цени“, съгласно чл. 3 от Наредба № 2 от 19 март 2013 г. за регулиране на цените на природния газ.

Във връзка с приетия метод на ценообразуване ДКЕВР ежегодно събира данни за отчета на дейността на лицензираните дружества по отношение на инвестиции, изградена мрежа, брой потребители, консумация и се съпоставят с данните по одобрените от комисията бизнес планове.

Комисията изисква от всички лицензианти информация и извършва текущ контрол относно: брой прекъсвания, продължителност на прекъсванията, брой жалби, време за отговор на жалбите и време за коригиране на грешки при измерването с цел подобряване качеството на снабдяването с природен газ.

На този етап качеството на снабдяването не се отразява върху тарифите.

#### **4.1.4. Трансгранични въпроси**



Съгласно чл. 170, ал. 1, т. 9 от ЗЕ операторът на преносната система има задължението да осигурява достатъчен трансграничен капацитет с оглед интегриране на европейската газопреносна инфраструктура при удовлетворяване на всички икономически разумни и технически осъществими искания за капацитет и с оглед спазване на изискванията за сигурност на доставките на газ. В съответствие с чл. 21, ал. 1, т. 28 ДКЕВР осъществява сътрудничество по въпроси от трансграничен характер с регулаторните органи на други държави – членки на Европейския съюз и с Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия (АСРЕ), и да сключва споразумения за сътрудничество с национални регулаторни органи. За отчетната 2013 г. не са сключвани споразумения за сътрудничество.

Към момента няма претоварване на мрежата, нито на национално, нито на трансгранично ниво, тъй като преносната мрежа е с проектен капацитет 8 млрд. м<sup>3</sup>, а реалната годишна консумация не надвишава 40% от максимално допустимата проектна консумация. При разпределянето на наличните капацитети през 2013 г. е използван метода „first come first served”. Съгласно приетите през 2013 г. Правила за предоставяне на достъп до газопреносната и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ, възможните механизми за разпределяне на наличния капацитет за всяка входна и изходна точка и за мрежата като цяло могат да бъдат, както следва:

1. Пропорционално разпределение;
2. Тръжна процедура;
3. Открито запитване (в случай на нова газова инфраструктура).

#### **4.1.5. Съответствие**

В ЗЕ, чл. 21, ал. 1, т. 31 е транспонирано задължението на Регулатора по чл. 41, §1 г от Директивата, а именно да прилага и контролира изпълнението на правно обвързващи решения на Европейската комисия или на АСРЕ. Регулаторът също така има за задача да осигурява изпълнение на задълженията по Директива, по Регламент (ЕО) № 715/2009 и на съответното законодателство на Общността на операторите на преносни и разпределителни системи, както и на всички предприятия за природен газ.

По отношение на „Булгартрансгаз“ ЕАД, в качеството му на независим преносен оператор след нотифициране на сертифицирането му, правомощията на комисията по регулиране на дейността му са регламентирани в чл. 21, ал. 3 от ЗЕ.

## **4.2. Насърчаване на конкуренцията**

### **4.2.1 Пазари на едро**

#### **4.2.1.1. Мониторинг на нивата на цените, нивото на прозрачност, степента и ефективността на пазара и конкуренцията**

Правомощие на комисията по чл. 21, ал. 1, т. 35 от ЗЕ, което транспонира чл. 41, §1, т. „и“ и т. „й“ от Директивата, е да наблюдава степента и ефективността на отваряне на пазара и конкуренцията в секторите на едро и на дребно, като следи за свързването с енергийните пазари на други държави – членки на Европейския съюз.

Цената за пренос по газопреносната мрежа се регулира чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала”. Тарифният модел, който се прилага по отношение на преносното предприятие е „post stamp”. Очаква се оператора на преносната система, както е посочено по-горе, да въведе тарифен модел „entry-exit”, в изпълнение на изискванията на Трети енергиен либерализационен пакет.

ДКЕВР допринася за съвместимостта на процесите за обмен на данни относно най-важните пазарни процеси на регионално равнище, като гарантира необходимата степен на поверителност на информацията (чл. 21, ал. 1, т. 29 от ЗЕ).

С изменението на ЗЕ от 2012 г. е въведено ново правомощие на ДКЕВР, регламентирано в чл. 76, ал. 4, т. 9, което предвижда комисията да осъществява контрол за наличието на ограничаващи договорни практики и разпоредби за изключителност, които може да възпрепятстват небитови клиенти да сключват договори едновременно с повече от един доставчик или да ограничат избора им на доставчици.

Природеният газ за нуждите на българския пазар се осигурява въз основа на договори между обществения доставчик „Булгаргаз“ ЕАД от една страна и ООО „Газпром Экспорт“ от друга страна. Делът на местния добив за осигуряване на нуждите на вътрешния пазар е незначителен. „Булгаргаз“ ЕАД има сключен договор за покупко-продажба на природен газ от местен добив с „Петроkelтик“ ЕООД. „Булгартрансгаз“ ЕАД притежава и управлява преносния газопровод – високо налягане, както и подземното газово хранилище „Чирен“.

Дейността по обществена доставка на природен газ се осъществява от „Булгаргаз“ ЕАД, съгласно издадена от ДКЕВР лицензия за дейността „обществена доставка на природен газ“.

Природният газ на входа на газопреносната мрежа се доставя от два външни доставчика (ООО „Газпром Экспорт“ и „Овергаз Инк.“ АД) и един вътрешен доставчик от местен добив („Петроkelтик“ ЕООД). „Овергаз Инк.“ АД организира вноса и транспортирането на природен газ по газопреносната мрежа до негови клиенти. „Булгартрансгаз“ ЕАД е собственик на газопреносната мрежа, към която са присъединени газоразпределителните дружества и около 250 пряко присъединени потребители.

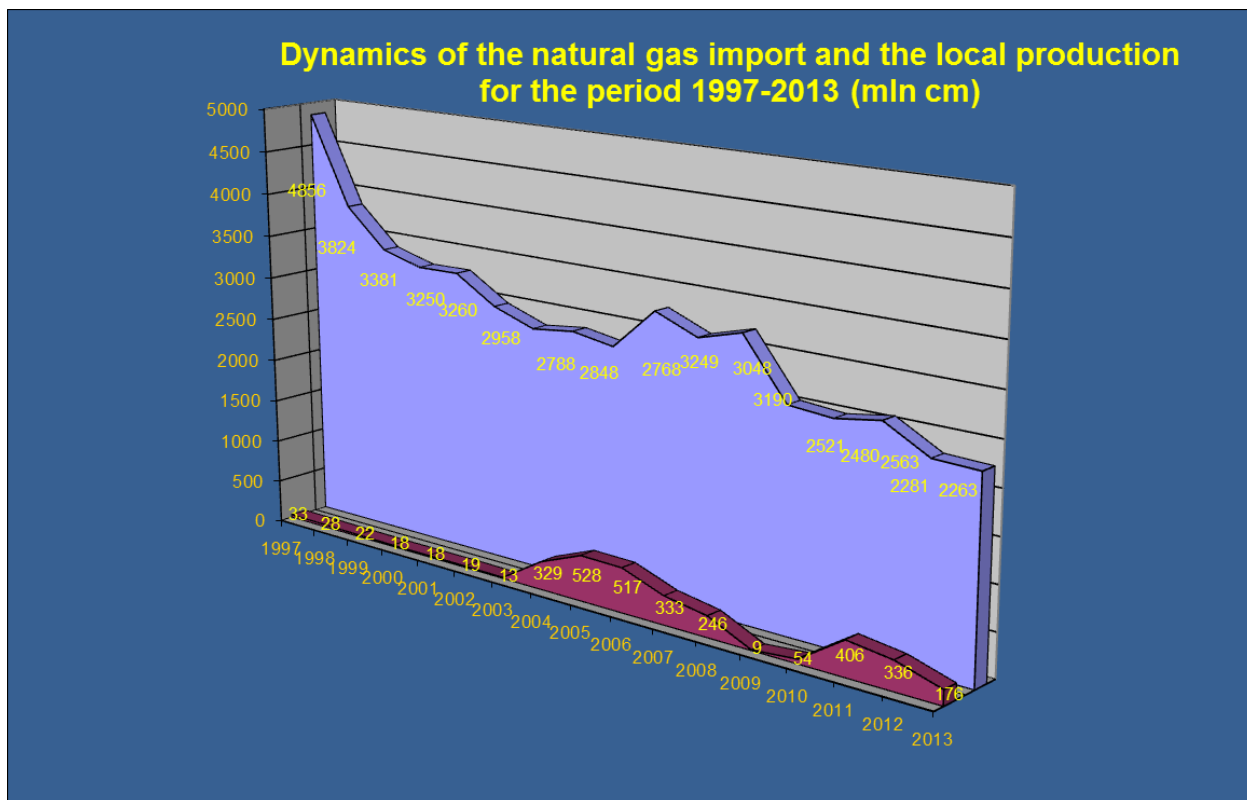
Съгласно чл. 176, ал. 1 на ЗЕ, добивните предприятия или търговците на природен газ, от една страна, и общественият доставчик на природен газ, крайните снабдители с природен газ, операторите на съоръжения за съхранение на природен газ, операторите на съоръжения за втечен природен газ, търговците на природен газ или клиентите – от друга, сключват сделки с природен газ помежду си при свободно договорени цени.

Съгласно сключени договори за пренос на природен газ с оператора на газопреносната система количествата, търгувани по свободно договорени цени от търговци на природен газ са: 370,7 млн. м<sup>3</sup>, в т.ч. 98,3 млн. м<sup>3</sup> с „Дексия България“ ООД (доставени от добивното предприятие „Петроkelтик“ ЕООД) и 272,4 млн. м<sup>3</sup> с „Овергаз Инк.“ АД.

Общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД търгува на регулирани от ДКЕВР цени, като дела му в продажбата на природен газ за 2013 г. е 87%. Останалите 13% са реализирани от търговците „Дексия България“ ООД и „Овергаз Инк.“ АД.

Местният добив на природен газ през 2013 г. е 176 млн. м<sup>3</sup>, реализирани от „Петроkelтик“ ЕООД и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД. Налице е спад на количествата природен газ от местен добив за последните три години, като в сравнение с 2011 г. (406 млн. м<sup>3</sup>) през 2013 г. добивът е намалял с 43%.

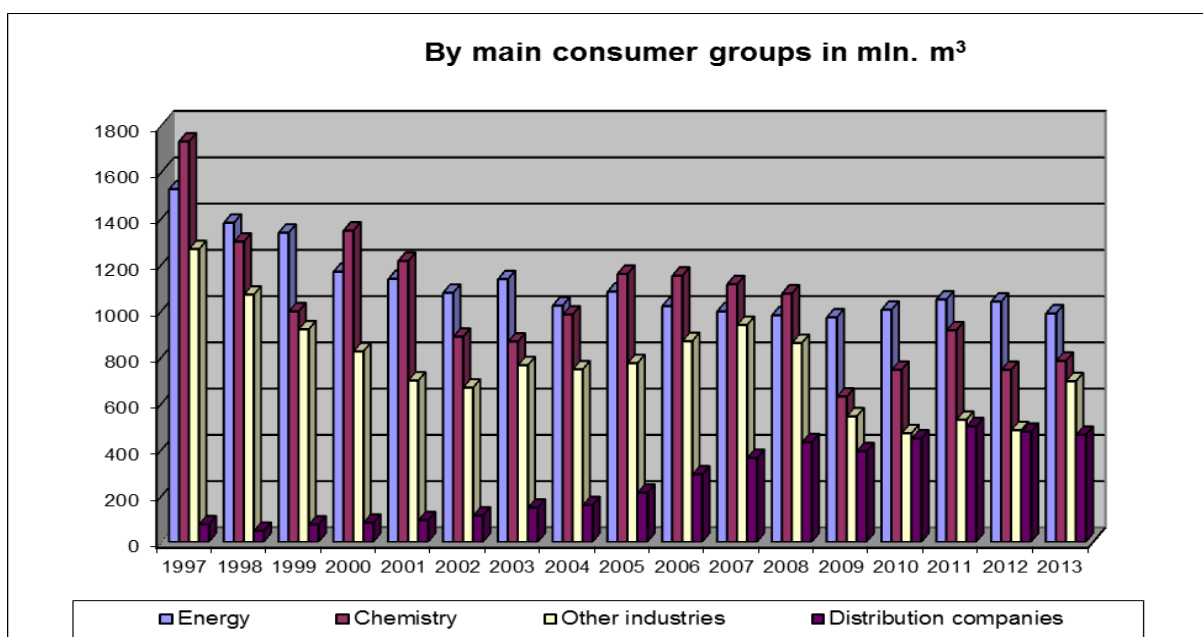
„Булгартрансгаз“ ЕАД експлоатира подземното газохранилище (ПГХ) „Чирен“, което е с капацитет на активен газ около 450 млн. м<sup>3</sup>. През 2013 г. в него са нагнетени 335,47 млн. м<sup>3</sup> природен газ, а добитото количество е 238,53 млн. м<sup>3</sup>.



От цялата консумация на природен газ в страната (вкл. количествата от местен добив) 15,8% се осъществява от 28 газоразпределителни компании, обслужващи 5 газоразпределителни региона (Дунав, Запад, Тракия, Мизия, Добруджа) и 66 общини извън тези региони.

Количеството реализиран природен газ през 2013 г. от „Булгаргаз“ ЕАД за клиенти на дружеството е 2 553 млн. м<sup>3</sup>, като по отделни отрасли структурата на консумацията е следната:

- Енергетика – 980 млн.м<sup>3</sup>, или 38%
- Химическа индустрия – 684 млн.м<sup>3</sup>, или 27%
- Други индустрии – 694 млн.м<sup>3</sup>, или 27%
- Разпределителни дружества – 195 млн.м<sup>3</sup>, или 8%



Капацитетите за съхранение в ПГХ „Чирен” са резервирани единствено от обществения доставчик „Булгаргаз” ЕАД. Използват се два метода за разпределяне на наличните капацитети за съхранение, а именно „първ заявил-първ обслужен” (first come-first served), както и пропорционален метод за разпределяне на заявките според количествата природен газ. Търговия с капацитети за съхранение на вторичния пазар не се извършва.

Петте газоразпределителни дружества с най-голям пазарен дял по отношение на продажби на крайни потребители са, както следва:

- „Овергаз Север” ЕАД – 17%
- „Ситигаз България” ЕАД – 16%
- „Софиягаз” ЕАД – 16%
- „Овергаз Изток” АД – 14%
- „Черноморска технологична компания“ АД – 10%

В изпълнение на европейските директиви за пълна либерализация на пазарите на електроенергия и газ, транспонирано с измененията в Закона за енергетика през 2012 г., всички потребители имат право да избират своя доставчик на природен газ. На практика през 2013 г. от това право са се възползвали един стопански потребител („Топлофикация-Разград” ЕАД) и петте газоразпределителни дружества от групата на „Овергаз Инк.“ АД („Овергаз Изток” АД, „Овергаз Север” ЕАД, „Овергаз Запад“ АД, „Овергаз Юг“ АД и „Софиягаз” ЕАД). От това право през отчетната година не са се възползвали битови потребители.

През 2013 г. ДКЕВР е утвърдила със свои решения цени за пренос на природен газ през газоразпределителните мрежи, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на потребители на три лицензирани дружества, съгласно метода на ценово регулиране – „горна граница на цени”.

#### **4.2.2. Пазар на дребно**

##### **4.2.2.1. Мониторинг на нивата на цените, нивото на прозрачност, степента и ефективността на отварянето на пазара и конкуренцията**

При регулирането на цените за разпределение и снабдяване с природен газ, ДКЕВР отчита особеностите на пазара, вкл. и факта, че необходимата инфраструктура за разпределение на природен газ в страната все още е в процес на изграждане и присъединените клиенти към газоразпределителните мрежи са малко. Прилаганият от ДКЕВР регулаторен механизъм осигурява балансиращи стимули за газоразпределителните дружества за продължаващо развитие на мрежите и присъединяване на нови клиенти с цел постепенно увеличаване на консумацията им, като в т.ч. е и определена целева норма на възвръщаемост на собствения капитал за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. ДКЕВР утвърждава разходнообразувани тарифни структури, като същите са част от заявлението за цени. Дружествата предлагат обосновано разделяне на клиентите по групи и подгрупи в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или друг признак, за които да иска утвърждаване на отделни цени. В този смисъл действащите видове тарифи за крайните потребители на газоразпределителните дружества са обособени в зависимост от принадлежността на потреблението (промишлени,

обществено-административни и битови), равномерност и неравномерност на потреблението и съответна консумация.

Цените се образуват в съответствие с приетата „Наредба № 2 за регулиране на цените на природен газ“.

Законът за енергетиката урежда задължението на преносното предприятие да присъединява към своята мрежа в определена от него точка разпределителните предприятия, добивните предприятия и предприятията за съхранение на природен газ. В ЗЕ е регламентирано и задължението на разпределителните предприятия да присъединяват и осигуряват снабдяването с природен газ на потребителите при условия на равнопоставеност, като се спазват техническите изисквания за надеждност и безопасност. Условията за присъединяване към преносната и разпределителните мрежи, общите условия на договорите, цените на природния газ и правилата за работа с потребителите се утвърждават от ДКЕВР и са публично известни, като се поставят на видно място в центровете за работа с клиенти на дружествата и на интернет страниците на газопреносното и газоразпределителните дружества.

За търговия с природен газ ЗЕ не изисква издаване на лицензия като по този начин пазарът за търговия с природен газ е освободен 100%.

Извършването на мониторинг на пазара на природен газ от ДКЕВР стимулира конкуренцията на дребно. Комисията следи за недопускане на дискриминация между всички участници на пазара, както и между участниците от една и съща категория и допринасяне за ефективната конкуренция и правилното функциониране на пазара. В тази връзка ДКЕВР при осъществяване на контролните си правомощия извършва планови проверки на енергийните дружества, както и извънредни проверки по постъпили жалби и сигнали.

С оглед изпълнението на регулаторните си правомощия ДКЕВР е в тясно сътрудничество с Комисията за защита на потребителите, както и с редица други неправителствени организации за защита на потребителите.

ДКЕВР осигурява наблюдение върху задълженията на енергийните предприятия относно предоставяне на информация за: начините на плащане, цени за спиране или възстановяване на снабдяването, цени за услуги по извършване на поддръжка и други цени на услуги, свързани с лицензионната дейност; процедурата за смяна на доставчик и информация, че потребители на енергийни услуги не дължат допълнителни плащания при смяна на доставчика си; реално потребените количества и извършените разходи без задължение за допълнително плащане за тази услуга; изготвяне на окончателна изравнителна сметка при всяка смяна на доставчика; дела на всеки енергиен източник в общата доставена енергия от доставчика през предходната календарна година по разбираем и ясно съпоставим начин.

Комисията извършва наблюдение и текущ контрол върху газоразпределителните компании за изпълнение на заложените в одобрените им бизнес планове параметри, свързани със задълженията им по лицензиите за разпределение и снабдяване с природен газ. Изпълнението на бизнес плановете за 2013 г. на газоразпределителните дружества е отразено в таблицата по-долу:

Газоразпределителни дружества	Изградена мрежа за 2013 г.	Инвестиции и за 2013 г.	Брой потребители (с натрупване)		Консумиран пр. газ, хнм <sup>3</sup> за 2013 г.	
	л.м.	хил. лв.	небитови	битови	небитови	битови
<b>Общо</b>	<b>149 531</b>	<b>27 075</b>	<b>5 683</b>	<b>68 797</b>	<b>406 453</b>	<b>61 390</b>

### **4.2.3. Препоръки относно цените за доставка, разследвания и мерки за насърчаване на ефективна конкуренцията**

През изминалата 2013 г. българският регулаторен орган не е давал препоръки, свързани с цените на доставяния природен газ. Въпреки това, ДКЕВР публикува информация относно утвърдените действащи пределни цени, статистики и анализи.

Нормата на чл.30, ал. 2 на ЗЕ предвижда, че цените на енергията, природния газ и услугите, предоставяни от енергийните предприятия, не подлежат на регулиране от комисията при установяване от нея наличието на конкуренция, която създава предпоставки за свободно договаряне на цените при пазарни условия за съответната дейност в енергетиката.

Предпоставките за наличието на конкуренция на пазара са осигурени от законодателя чрез разпоредбата на чл. 180, ал.1 от ЗЕ: „Всеки клиент, присъединен към газопреносна и/или газоразпределителна мрежа, има право да избира доставчик на природен газ, независимо от това в коя държава - членка на Европейския съюз, е регистриран доставчикът, доколкото доставчикът спазва правилата по чл.173, ал.1 и изискванията за сигурността на доставките“.

Съгласно чл. 181 на ЗЕ, договорите за природен газ се сключват при регулирани от комисията цени за услуги от обществен интерес по преноса, разпределението и доставката на природен газ, и при свободно договаряни между страните цени - извън услугите от обществен интерес.

Постигането на конкурентост, която създава предпоставки за свободно договаряне на цените на природния газ при пазарни условия, се осигурява посредством ефективно отваряне на пазара, създаване на единен пазар на природен газ в ЕС, което да е в интерес на гражданите и на индустрията. Това се осъществява чрез реализиране на проектите за междусистемна свързаност, които ще предоставят възможност за доставки на природен газ от други източници. Това от своя страна ще повиши конкуренцията и възможностите за избор на доставчик. Проектите са приоритетни за България, а също така и със значително влияние по отношение гарантиране сигурността на доставките в региона.

### **4.3. Сигурност на доставките**

Съгласно чл. 4, ал. 2, т. 4а от ЗЕ, Министерът на икономиката и енергетиката е компетентен орган по въпросите за сигурността на доставките на природен газ по смисъла на Регламент (ЕС) № 994/2010 на ЕП и на Съвета. Съгласно чл. 72а на ЗЕ, Министерът на икономиката и енергетиката след консултации с предприятията за природен газ и организации, представляващи интересите на битовите и небитовите клиенти, снабдявани с газ, и с комисията, въвежда на национално равнище:

1. превантивен план за действие, в който се съдържат мерките, необходими за отстраняване или ограничаване въздействието на идентифицираните рискове, в съответствие с извършената оценка на риска, одобрен със Заповед № РД-16-1662/30.11.2012 г. на Министъра на икономиката, енергетиката и туризма.
2. план за действие при извънредни ситуации, в който се съдържат мерките, които трябва да бъдат предприети за отстраняване или смекчаване на въздействието от прекъсване доставките на природен газ, одобрен със Заповед № РД-16-1663/30.11.2012 г. на Министъра на икономиката, енергетиката и туризма.

В изпълнение на задълженията по Регламент (ЕО) 994/2010 г. - Чл. 6, § 5, а именно: „Операторите на преносната мрежа осигуряват постоянен двупосочен капацитет по всички трансгранични междусистемни връзки между държави-членки възможно най-скоро и най-късно до 3 декември 2013 г.“, „Булгартрансгаз“ ЕАД, считано от 1 януари

2014 г., е осигурило техническа възможност за пренос на от 1 млн. м<sup>3</sup>/д. до 3 млн. м<sup>3</sup>/д. природен газ, в посока от Гърция към България, в зависимост от възможностите на гръцката газопреносна мрежа.

#### **4.3.1. Мониторинг върху баланса между доставките и потреблението**

Доставките на природен газ за българския газов пазар се осъществяват от:

- „Овергаз Инк.” АД
- ООО „Газпром Экспорт”
- „Петрокелик“ ЕООД

От началото на 2013 г. „Булгаргаз” ЕАД закупува природен газ въз основа на нов договор с ООО “Газпром Экспорт”. През 2013 г. на пазара на природен газ се включи втори търговец – „Овергаз Инк.” АД, който осъществява внос и същевременно продава на газоразпределителни дружества и крайни клиенти. Делът на местния добив за нуждите на вътрешния пазар се осигурява от „Петрокелик“ ЕООД.

На този етап, доставка на природен газ се осъществява от един източник (Руската Федерация) по едно трасе – през териториите на Украйна, Молдова и Румъния.

#### **4.3.2. Мерки за покриване на върховото потребление или недостига на доставчици:**

- *Конфигурация на мрежата, действителни потоци на природен газ, включително възможности за физически потоци в двете посоки*

Съществува възможност за реверсивен физически поток на природен газ от Гърция и Турция (по 2,4 млн. м<sup>3</sup>/денонощие в случай на пълно прекъсване на доставките на руски природен газ). Реверсивен поток от Гърция е осъществен в края на газовата криза от месец януари 2009 г., на базата на подписано споразумение.

- *Съхранение на природен газ*

Дейностите по съхранение на природен газ се осъществяват в подземно газово хранилище „Чирен”, като оперативното количество природен газ в началото на 01.12.2012г. е 332 млн. м<sup>3</sup>. Същите наличности са предназначени основно за компенсиране на неравномерното потребление на природен газ, както и за гарантиране на сигурността на доставките в случай на дефицит на природен газ.

- *Ролята на природния газ за производство на топлинна и електрическа енергия, както и за функциониране на промишления сектор*

През 2013 г. основната част от реализацията на природен газ е за индустриални цели – 98%, като очакванията този дял да се запази през следващите години. От общия обем реализиран природен газ, делът на потребление в енергийния сектор е 38%, като тенденцията е за увеличаване. Много ниско е потреблението на битовия сектор – 2% от общото потребление, като очакваният ръст за периода 2014-2017 г. е от 1,4 до 2,3% от общото потребление на природен газ в страната.

- *Проекти за изграждане на междусистемни газови връзки*

- Междусистемна газова връзка България-Гърция

Междусистемната газова връзка Гърция – България (IGB) ще свързва директно националните газопреносни мрежи на Гърция и България. Проектът цели да постигне диверсификация на източниците на доставки на природен газ за България и Югоизточна

Европа. Газопровод IGB е определен като проект от национално значение и в България, и Гърция, и като Проект от общ интерес (Project of Common Interest) от Европейската комисия. Проектът IGB е от изключително значение за осигуряване сигурността на доставките за Югоизточна Европа. За реализирането на интерконектора ще бъде създадено ново трасе и нови доставчици ще имат достъп до пазара.

Междусистемната газова връзка Гърция – България (IGB) се реализира от смесено инвестиционно дружество „Ай Си Джи Би“ АД с акционери „Български Енергиен Холдинг“ ЕАД (50%) и гръцкото инвестиционно дружество IGI Poseidon (50%). Акционери с равни дялове в IGI Poseidon са DEPA, Гърция и Edison, Италия. Газова връзка е с дължина от 140 км. на българска територия. Предвиденият първоначален капацитет на интерконектора е 3 млрд.м<sup>3</sup>/г, а максималният до 5,5 млрд.м<sup>3</sup>/г на следващ етап (при изграждане на компресорна станция), газопроводът IGB ще бъде с диаметър на тръбата 32`` (~813мм.) и с ~ 57 бара налягане на входната точка и ~ 42 бара налягане на изходната точка. Газопроводът е планирано да работи в реверсивен режим, като анверсът (основният поток) е в посока Гърция – България.

За газопровода е изготвена и приета екологична оценка съгласно Закона за опазване на околната среда (ЗООС), при изготвяне на оценката е извършено 4-сезонно наблюдение на околната среда в територията на трасето. В момента се изготвя ПУП и работен проект. С Решение на Европейската комисия С(2010)5813, изменено със решение С(2012)6405, за проекта е определено съфинансиране на стойност 45 милиона евро по Европейската енергийна програма за възстановяване.

Срокът за въвеждане в експлоатация, при липса на усложнения, е втората половина на 2016 г.

Планира се източникът на природен газ да бъдат производителите от Каспийския басейн (Каспийско море) и Близкоизточния басейн и производители на втечен природен газ (чрез изградени терминали на гръцкото и турското крайбрежие). Основните потенциални доставчици на газ са Азербайджан, Туркменистан и Ирак.

В Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2014 – 2023 г. са предвидени инвестиции за свързването на газопровода IGB с газопреносната мрежа в точката на свързване в близост до гр. Стара Загора.

Във връзка с реализацията на газова междусистемна връзка България – Гърция „Ай Си Джи Би“ АД е подало в ДКЕВР заявление за временно освобождаване по чл. 172г и чл. 172д от Закона за енергетиката, респективно чл. 36 от Директива 2009/73/ЕО на Европейския Парламент и на Съвета. По подаденото заявление ДКЕВР е одобрила следните документи: по Фаза I - Указания за управление и разпределение на капацитет на междусистемна газова връзка „България – Гърция“ (IGB) и Известие за участие с неговите приложения за провеждане на Фаза I – Покана до заинтересованите страни да изразят интерес в резервирането на капацитет, като част от процедурата за временно освобождаване по чл. 172г и чл. 172д от Закона за енергетиката, респективно чл. 36 от Директива 2009/73/ЕО на Европейския Парламент и на Съвета на „Ай Си Джи Би“ АД; по Фаза II - Указания за управление и разпределение на капацитет за междусистемен газопровод IGB и Известие за участие с неговите приложения за провеждане на Фаза II: Покана към участниците във фаза „Заявления за интерес“ да представят обвързващи оферти за резервиране на капацитет в междусистемен газопровод IGB.

#### ➤ Междусистемна газова връзка България-Румъния

Реверсивната междусистемна връзка е с обща дължина 25 км, от които 15,4 км на българска територия, 7,5 км на румънска територия и 2,1 км подводен преход през р. Дунав. Максималният капацитет на интерконектора е 1,5 млрд. м<sup>3</sup>/год., а минималният- 0,5 млрд. м<sup>3</sup>/год., диаметър на тръбата Dn 500 мм и работно налягане Pn 54 bar.

На българска територия строително-монтажните работи по наземната част на газопровода и ГИС Русе са изпълнени. Успешно са изпълнени хидравлични изпитвания



на плътност и якост. В момента се провеждат изпитания в експлоатационни условия (запълване с природен газ и 72-часови проби), след което предстои обектът да бъде приет от Държавна приемателна комисия.

По отношение на изпълнението на участъка под р. Дунав е изпълнен сондажът за тръбата за защита на оптичния кабел. В момента се изпълняват сондажни работи с цел финализиране на основния газопровод. При липса на нови усложнения, свързани със специфичната геоложка структура на участъка под р. Дунав и повишено ниво на реката, се очаква строително-монтажните работи да приключат през месец юли 2014 г.

Прогнозната обща стойност на проекта е определена на 23 823 836 евро. Съгласно Решение на Европейската комисия С (2010) 5962 от 06.09.2010 г., на „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Трансгаз“ С.А. (Румъния) е отпусната безвъзмездна финансова помощ по „Европейската енергийна програма за възстановяване“ (ЕЕПВ) в размер до 8 929 000 евро. За българския участък от проекта финансирането се осигурява както следва:

- До 4 375 294 евро – от ЕЕПВ (до момента са усвоени средства в размер на 1 312 000 евро). Съобразно сключените до момента договори и съгласно издадени фактури предстои да бъдат усвоени 2 015 827 евро.
- Останалата част от бюджета на проекта се съфинансира от страна на „Булгартрансгаз“ ЕАД. Съобразно сключените до момента договори съфинансирането възлиза на 5 478 278 евро.
- Планираните разходи по проекта за 2014 г. са 2 417 000 лв. собствени средства на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

Проектът е включен в Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2014 – 2023 г. и Десетгодишен план за развитие на мрежите на ENTSOG (TYNDP) 2012 – 2021 г. Предвид въвеждането му в експлоатация през 2014 г. проектът не е включен в Регионален инвестиционен план на страните от Централна и Източна Европа (GRIP CEE) 2014 – 2023 г., Регионален инвестиционен план на страните от регион Южен газов коридор (GRIP SGC) 2014 – 2023 г.

#### ➤ Междусистемна газова връзка България-Сърбия

Междусистемната връзка София – Димитровград (Сърбия) – Ниш (Сърбия), се предвижда като реверсивна връзка, която свързва националните газопреносни мрежи на България и Сърбия. Целта е диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ. Очаква се газопроводът да осигури на първо време възможност за доставка на 1,8 млрд. м<sup>3</sup>/годишно.

Очакваната стойност на инвестицията за българската част на трасето е 49 млн. евро, осигурени по Оперативна програма „Развитие на конкурентоспособността на българската икономика“, съфинансирана от Европейския съюз чрез Европейски фонд за регионално развитие. Инвестицията за сръбската част от трасето се очаква да бъде осигурена посредством 52 млн. евро заем от ЕБВР за „Сърбиягаз“ (под условие, касаещо преструктурирането на компанията – отделянето от оператора), 15 млн. евро по Инструмента за предприсъединителна помощ (програма IPA) и 8 млн. евро от държавния бюджет на Сърбия. Въз основа на резултатите, получени от проучванията за осъществимост, проведени поотделно за двете секции на Проекта, подписаният на 14.12.2012 г. в Брюксел Меморандум за разбирателство от министър-председателите на България и Сърбия предвижда, че елементите, които ще се използват за изграждане на газопровода, ще бъдат с диаметър между DN 600 и DN 700; газопроводът ще създаде възможност за пренос на газ в двете посоки на: минимален обем газ от 5,5 хил. м<sup>3</sup>/дневно и максимален обем от газ 9,5 хил. м<sup>3</sup>/дневно; налягане в граничната пресечна точка в диапазона 32-53 бара при подаване на газ от Сърбия към България; налягане в граничната пресечна точка в диапазона 32-42 бара при подаване на газ от България към Сърбия.

През 2012 г. в рамките на изпълнен проект, финансиран от Оперативна програма „Регионално развитие“, са направени Предпроектни проучвания и е изготвен Подробен устройствен план (ПУП) – Парцеларен план (ПП) – фаза „Предварителен проект“. В предварителния проект са разгледани четири варианта на трасета на преносния газопровод и технологичните площадки към него, като е одобрен Втори вариант, по който ще бъде разработен ПУП-ПП – фаза „Окончателен проект“ и Инвестиционния проект за строежа. С Решение на МС № 111 от 15 февруари 2013 г. обект „Изграждане на междусистемна газова връзка „България – Сърбия“ е обявен за национален, съгласно § 1 от Допълнителните разпоредби на Закона за държавната собственост и за обект с национално значение, съгласно § 5, т. 62 от Допълнителните разпоредби на Закона за устройство на територията.

С Решение № РД-16-1627 от 19.11.2013 г. на Министъра на икономиката и енергетиката е обявена обществена поръчка – Проектиране, упражняване на авторски надзор и консултантски дейности на строеж „Междусистемна газова връзка България – Сърбия на българска територия“.

Трасето на проекта за изграждане на българо-сръбска междусистемна връзка и трасето на проект „Южен поток“ в направление – Сърбия не съвпадат и не са взаимно свързани. Трасето на проект „Южен поток“, което е с пазарно направление – Северна Италия, има входно-изходна точка на българо-сръбската граница в района на гр. Зайчар. В Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2014 – 2023 г. са предвидени инвестиции за свързването на газопровода IBS с газопрееносната мрежа.

#### ➤ Междусистемна газова връзка България-Турция

Междусистемната връзка се предвижда да бъде изградена като развитие на съществуващата свързаност на системите на „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Боташ“ С.А. – Турция, чрез създаване на техническа възможност за осигуряване на условия за реверсивност, приложима в зависимост от пазарния интерес. Разглежданото към момента работно трасе на междусистемната връзка България – Турция на територията на България е от КС „Лозенец“ до ГИС Малкочлар, с капацитет до 3 млрд.м<sup>3</sup>/год., в което инвеститори да бъдат българският и турският газопрееносен оператор – съответно „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Боташ“ С.А. То е резултат от проучване и оценка на възможностите за реализация на междусистемна газова връзка между България и Турция, изготвени от специално създадена със Заповед РД-16-141/10.02.2011 г. на Министъра на икономиката, енергетиката и туризма работна група.

Междусистемната връзка България – Турция е класирана в списъка с проекти от „общ интерес“ на ЕК, публикуван на 14 октомври 2013 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД е заявило намерения пред ЕК да кандидатства за съфинансиране за „Проучване, анализ и оценка на техническите, икономическите, финансовите и пазарните условия за осъществимост на проекта, както и за извършване на проектни дейности“ (FEED). Като част от този проект може да се разглежда изграждането на 20 км. газопроводна отсечка „КС Лозенец – Недялско“, която се предвижда на този етап да се реализира с цел повишаване на сигурността и капацитетните възможности на съществуващата транзитна газопрееносна мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД. За този проект в момента се извършват проектни дейности. Стойността му е 32 370 000 (тридесет и два милиона триста и седемдесет хиляди) лева.

Индикативната стойност ще бъде определена след завършване на предпроектното проучване.

Проектът е включен в Десетгодишен план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2014 – 2023 г., Регионален инвестиционен план на страните от Централна и Източна Европа (GRIP CEE) 2014 – 2023 г., Регионален

инвестиционен план на страните от регион Южен газов коридор (GRIP SGC) 2014 – 2023 г., Десетгодишен план за развитие на мрежите на ENTSOG (TYNDP) 2012 – 2021.

## **5. Защита на потребителите и уреждане на спорове за електроенергия и газ**

### **5.1. Защита на потребителите**

В изпълнение на изискванията на чл. 37 (1) (п) от Директива 2009/72/ЕО за гарантиране на бърз достъп и предоставяне на данни за потреблението на клиентите, средствата за търговско измерване, включително управляващите тарифите устройства се разполагат така, че потребителят да има възможност да наблюдава показанията на средствата за търговско измерване. В случай, че за гарантиране на живота и здравето на гражданите, собствеността, качеството на електрическата енергия, непрекъснатостта на електроснабдяването и сигурността и надеждността на енергийната система, средствата за търговско измерване са поставени на място, до което достъпът е затруднен, електроразпределителното предприятие се задължава да осигури за своя сметка възможност за визуален контрол до 3 (три) дни след писмено заявление. Същото задължение е вменено на лицензираните дружества в сектор „природен газ“ по силата на одобрените от комисията общи условия. В допълнение към това, електроенергийните предприятия имат собствени интернет сайтове за достъп на всеки потребител до тях и във всеки областен град на обособената им лицензионна територия, е открит център за обслужване на клиенти. Газоенергийните дружества са задължени да поддържат достатъчен на брой за покриване нуждите на лицензионната територия центрове за работа с клиентите. В тези центрове клиентите на лицензиантите могат да получават информация и да подават всички документи (включително молби, жалби и предложения), свързани с услугите по разпределение на природен газ и снабдяване с природен газ от краен снабдител.

Другото основно направление на инвестиционната политика на електроразпределителните дружества е свързано с подобряването на обслужването на клиентите. Значителна част от тези вложения беше насочена към внедряването на единната информационна система за всички компании, която позволява ползване на услуги от централите за обслужване на клиенти и заплащане на сметки за електроенергия от всяко едно контактено място на територията на България, независимо от адреса на обекта на потребление. Дружествата имат единни телефонни центрове за информация и справки, които обслужват всички клиенти на всяка лицензионна територия.

С измененията на Закона за енергетиката (в сила от 17.07.2012 г.) в новия Раздел VI - Мерки за защита на крайните клиенти, се транспонира изискването на чл. 41 на Директивата, който определя: договорите между потребители на енергийни услуги и енергийните предприятия, предоставящи услуги от обществен интерес, задължително да съдържат: данни, идентифициращи енергийното предприятие - адрес; предлаганите услуги и условията и реда за тяхното предоставяне; средствата, чрез които може да се получи актуална информация за всички приложими цени на предлаганите услуги; срок на договора, условията за временно преустановяване, прекратяване на тяхното предоставяне и на договора; условията за едностранно прекратяване на договора от ползвателя на енергийни услуги и възможността за такова прекратяване без допълнително плащане; условията и реда за прихващане и възстановяване на суми при неспазване на изискванията за качество на договорените услуги, включително неточно или забавено фактуриране; правата на потребители на енергийни услуги, включително информацията относно процедурата по разглеждането и произнасянето по жалби; други условия съгласно предвиденото в този закон.

Съгласно Закона за енергетиката (в сила от 17.07.2012 г.) и Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, енергийните предприятия предоставят на своите потребители на енергийни услуги информация за: начините на плащане, цени за спиране или възстановяване на снабдяването, цени за услуги по извършване на поддръжка и други цени на услуги, свързани с лицензионната дейност, процедурата за смяна на доставчик и информация, че потребители на енергийни услуги не дължат допълнителни плащания при смяна на доставчика си; реално потребените количества и извършените разходи без задължение за допълнително плащане за тази услуга; изготвяне на окончателна изравнителна сметка при всяка смяна на доставчика; дела на всеки енергиен източник в общата доставена енергия от доставчика през предходната календарна година по разбираем и ясно съпоставим начин; съществуващи източници на обществено достъпна информация за въздействието върху околната среда по отношение най-малко на емисиите на въглероден диоксид и радиоактивните отпадъци – резултат от производството на електрическа енергия от различните енергийни източници, в общата доставена енергия от доставчика през предходната година. Комисията наблюдава съответствието с приетите нормите за сигурност и надеждност на мрежата и прави преглед на изпълнението им от страна на операторите на мрежата.

Съгласно приетата от Комисията „Методика за отчитане изпълнението на целевите показатели и контрол на показателите за качество на електрическата енергия и качество на обслужването на мрежовите оператори, обществените доставчици и крайни снабдителите“ са определени стандартите и изискванията за качество на енергията и услугите, предоставяни на клиентите.

Съгласно постигнатите изпълнения на показателите за качество на електрическата енергия и качеството на обслужването, всяка година се извършват корекции в необходимите приходи на дружествата, които се намаляват при неизпълнение на целевите стойности на показателите за качество на електрическата енергия и обслужването през предходната година.

Във връзка със задължението да наблюдава съответствието на нормите за сигурност и надеждност на мрежата Комисията работи съвместно с Министерство на икономиката и енергетиката относно нормите за сигурност и надеждност на мрежите, съгласно което са изпълнени изискванията на чл. 37 (1) (з) от Директива 2009/72/ЕО.

През 2013 г. ДКЕВР стартира процедура по одобряване на нови общи условия на електроразпределителните и електроснабдителните дружества, с оглед гарантиране на еднакви права и задължения на потребителите на електрическа енергия на територията на цялата страна.

Един от основните приоритети на комисията през 2013 г. е работата с потребителите, тяхната защита по отношение на качеството на услугата и правото им на информация. Предвижда се ДКЕВР да започне провеждане на изнесени приемни дни в областните градове на България. Инициативата е част от пакет от мерки, предприети от комисията, които имат за цел подобряване на работата с жалбоподателите. ДКЕВР има обявен телефон за запитвания и сигнали на потребители, на които може да се получи отговор по поставен проблем или да се уточни процедурата по подаване на жалба.

За 2013 г. в ДКЕВР са постъпили 3480 бр. жалби, молби, сигнали и предложения от физически лица и организации, от които 2332 броя (67%) са постъпилите жалби към сектор „Електроенергетика“. Във всички писма, изпратени до дружествата, се изисква освен отговор до ДКЕВР, становища и всички предприети действия по поставената проблематика, да бъдат информирани и жалбоподателите.

Анализът на постъпилите жалби за 2013 г. към сектор “Електроенергетика” и разпределението им по видове показва определени тенденции. Същите се отнасят основно за начислено потребление, проблеми с електромерите и тарифните превключватели, условията за присъединяване към електроразпределителната мрежа.

Относително най-голям брой жалби са свързани с грешки при отчитането и фактурирането на потребената електроенергия.

Постъпилите през 2013 г. жалби в сектор "Електроенергетика" са разпределени в проценти както следва:

- 46 % грешки при отчитането и фактурирането на електрическа енергия и грешки при изготвяне на сметки;
- 41 % от тях са за съставени корекционни сметки за използвана, но незаплатена електрическа енергия, при констатирано неправомерно въздействие върху средството за търговско измерване/СТИ/, както и за искане за заплащане на обезщетения за щети причинени от аварии по мрежата;
- 6 % искане за проверка на средство за търговско измерване;
- 3 % условия за снабдяване и нормите за качеството на услугата;
- 2 % правото на потребителя да бъде присъединен;
- 2 % правото на лицензианта да прекъсне доставката.

От общият брой постъпили в ДКЕВР електро жалби 157 бр. (7%) са подадени чрез съответните електроразпределителни и електроснабдителни дружества, съгласно изискванията на чл. 143, ал. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, според която жалбата се подава до комисията чрез съответното енергийно предприятие, което е длъжно да извърши проверка по нея и да я изпрати в комисията заедно със становището си, както и цялата преписка по нея, в 7-дневен срок от получаването на жалбата.

През 2013 г. експертите от сектор „Електроенергетика“ са участвали в 23 проверки по подадени жалби, в седем (7) случая са дадени задължителни указания за отстраняване на констатирани нарушения и са съставени двадесет и четири (24) Акта за установяване на административно нарушение, за три (3) от направените проверки от контролните органи на ДКЕВР е констатирано, че подадените в Комисията жалби са неоснователни, тъй като при извършените проверки не са констатирани нарушения от лицензиантите, а една (1) е препратена по компетентност до Министерство на икономиката и енергетиката.

Постъпилите жалби към сектор „Газоснабдяване“ са 45 броя или 1% от общия брой постъпили жалби в Комисията. Основните проблеми, изложени в жалбите, се отнасят до: продажба при цени по-високи от утвърдените; неточно измерване на потребеното количество природен газ; съдържание на фактурите; прекъсване на газоподаването, поради неплащане.

Постъпилите през 2013 г. жалби в сектор "Газоснабдяване" са разпределени в проценти както следва:

- 39% неточно измерване на потребеното количество природен газ;
- 9% прекъсване на газоподаването, поради неплащане;
- 26% съдържание на фактурите;
- 26% продажба при цени по-високи от утвърдените;

В съответствие със ЗЕ, Устройствения правилник на ДКЕВР и нейната администрация и съгласно утвърден от Председателя График на периодичните проверки през 2013 г. на лицензирани газоразпределителни дружества са извършени планови и извънредни проверки по подадени жалби от потребители. За извършените проверки са съставени констативни протоколи и са дадени задължителни указания със срокове на изпълнение.

От всички 45 постъпили в ДКЕВР жалби в газовия сектор 2,2% са подадени чрез съответните газоразпределителни и газоснабдителни дружества, съгласно изискванията на чл. 143, ал. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, според която жалбата се подава до комисията чрез съответното енергийно предприятие, което е длъжно да извърши проверка по нея и да я изпрати в комисията

заедно със становището си, както и цялата преписка по нея, в 7-дневен срок от получаването на жалбата.

През 2013 г. в газоенергийните дружества са подадени 287 броя жалби, които са били разгледани от тях.

За цялата 2013 година регистрираните запитвания на потребители по обявените телефони в Главната дирекция на ДКЕВР са средно 32 броя дневно.

Посещенията на потребители в ДКЕВР, с искане за консултации, съвети и разяснения, са средно 26 броя седмично.

## **5.2. Уреждане на спорове**

Условията и редът за доброволно уреждане на спорове са регламентирани в Закона за енергетиката /ЗЕ/ и Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката /Наредба № 3/.

В двумесечен срок от подаване на жалба по чл. 22, ал. 1, т. 1, 2 и 3 и ал. 2 от ЗЕ и чл. 146, ал. 1 от Наредба № 3 комисията може да съдейства за доброволно уреждане на спора. Срокът може да бъде продължен с още два месеца, ако естеството на спора налага събиране на допълнителни данни и информация от комисията. Когато не е постигнато доброволно уреждане на спора или при отказ на страна от доброволно уреждане, комисията взема решение по жалбата в срок два месеца след получаването ѝ. Този срок може да бъде удължен с още два месеца, ако естеството на спора налага събиране на допълнителни данни и информация от комисията. Със съгласие на жалбоподателя удълженият срок може да бъде продължен с още два месеца.