



**Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР)
България**

Годишен доклад за Европейската комисия

юли 2015 г.

СЪДЪРЖАНИЕ

1. ПРЕДИСЛОВИЕ	3
2. ОСНОВНИ ПРОМЕНИ В ПАЗАРИТЕ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ И ГАЗ	5
2.1. Основни промени в пазара на електрическа енергия	5
2.2. Основни промени в пазара на природен газ	5
3. ПАЗАР НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ	8
3.1. Регулиране на мрежите	8
3.1.1. Отделяне	8
3.1.2. Техническа експлоатация	10
3.1.3. Мрежови тарифи за присъединяване и достъп	16
3.1.4. Трансгранични въпроси	18
3.1.5. Съответствие	22
3.2. Насърчаване на конкуренцията	24
3.2.1. Пазари на едро	24
3.2.2. Пазар на дребно	33
3.3. Сигурност на доставките (ако и доколкото НРО е компетентният орган)	40
3.3.1. Мониторинг върху баланса между доставките и потреблението	40
4. ПАЗАР НА ПРИРОДЕН ГАЗ	41
4.1. Регулиране на мрежите	41
4.1.1. Отделяне	42
4.1.2. Техническа експлоатация	43
4.1.3. Мрежови и LNG тарифи за присъединяване и достъп	45
4.1.4. Трансгранични въпроси	47
4.1.5. Съответствие	48
4.2. Насърчаване на конкуренцията	48
4.2.1. Пазари на едро	48
4.2.2. Пазар на дребно	53
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
5. ЗАЩИТА НА ПОТРЕБИТЕЛИТЕ И УРЕЖДАНЕ НА СПОРОВЕ В СЕКТОРИТЕ ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЯ И ПРИРОДЕН ГАЗ	58
5.1. Защита на потребителите	58
5.2. Уреждане на спорове	62

1. Предисловие

Настоящият документ представлява национален доклад, изготвен от Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) 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. Структурата на доклада е съгласувана със Съвета на европейските енергийни регулатори (CEER).

През 2014 г. започна процедура по изменение на Закона за енергетика, като част от направените предложения са приети в началото на 2015 г. Измененията са направени с цел гарантиране независимостта на регулатора. Приетите изменения осигуряват по-голяма самостоятелност по отношение на организацията на работа и определяне на необходимите финансови елементи за ефективно осъществяване на регулаторните цели. Назначаването и освобождаването на членовете на комисията се предлага да от Народното събрание, като в съответствие със Закона за администрацията това налага дефинирането на регулатора като комисия, а не като държавна комисия към Министерския съвет. В тази връзка, от месец март 2015 г. Държавната комисия за енергийно и водно регулиране е с ново наименование Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР/Комисията).

През 2014 година приключи фактическото отделяне на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) от „Национална електрическа компания“ (НЕК ЕАД) – необходима стъпка към изграждането на интегриран вътрешен пазар с целева дата 2015 г. и на основание чл. 81д и сл. от Закона за енергетиката (ЗЕ) започна процедурата по сертифициране на ЕСО ЕАД като независим преносен оператор.

През 2014 г. КЕВР 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, като в тази връзка бяха допълнени и изменени Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ) от 09.05.2014 г. Съгласно изменените ПТЕЕ независимият преносен оператор следва да обяви датата, от която условията за прилагането им спрямо всички координатори на балансиращи групи са изпълнени. Отчитайки необходимостта от балансиране на всички сделки с електрическа енергия, като единствена предпоставка за прозрачност и равнопоставеност при поемане на разходите за балансиране от всички участници на пазара на електрическа енергия, ЕСО ЕАД обяви 01.06.2014 г. за начална дата за стартиране на пазара на балансираща енергия. Балансиращият пазар обхваща всички търговски участници по веригата производство, пренос, разпределение и крайни клиенти и 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. С въвеждането на почасови графици при договарянето и балансирането на сделките както на свободния, така и на регулирания пазар, основната техническа предпоставка за реализиране на търговия чрез борсов принцип в България вече е налице.

През 2014 г. е издадена лицензия за дейността „организиране на борсов пазар на електрическа енергия“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ). С реалното стартиране на дейността на борсата се очаква да бъде постигната една от основните ѝ цели, а именно функциониране на ефективен пазар на електрическа енергия.

През 2014 г. КЕВР е инициирала започването на преговорен процес между НЕК ЕАД в качеството му на Обществен доставчик, и производители по договори за дългосрочно изкупуване на разполагаемост и електрическа енергия производителите, с оглед привеждане на механизмите за ценообразуване в съответствие с правото на Европейския съюз, тъй като договореният механизъм за ценообразуване не съответства

на принципите и целите на Третия енергиен пакет, създаващ условия за премахване на пречките пред конкуренцията на енергийния пазар.

Решенията, взети през 2014 г. са съвместими с европейския целеви модел на електроенергиен пазар и това е важна стъпка към постигането интегриран европейски енергиен пазар. Това ще обедини цените на различните пазари и направи по-ефективно използването на междусистемните електропроводи. Това ни приближава към устойчив и конкурентоспособен вътрешен енергиен пазар - пазар, който ще набира скорост през следващата година и годините след нея.

През 2014 г. продължи процедурата по сертифициране на оператора на преносната мрежа „Булгартрансгаз“ ЕАД, като независим преносен оператор, за изпълнението на изискванията за независимост, като същата е финализирана през 2015 г.

През 2014 г. КЕВР одобри Методика за определяне цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносни мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, както и Указания за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение при прилагане на метод на регулиране „Норма на възвръщаемост на капитала“.

В изпълнение на разпоредбите на чл. 21, ал. 1, т. 9 от ЗЕ и с оглед осигуряване изискванията за либерализиране на енергийния пазар и пълно транспониране на Директива 2009/73/ЕО на Европейския парламент и на Съвета, Комисията е предприела необходимите действия и е иницирала процедура по приемане на Правила за търговия с природен газ. В началото на 2014 г. е проведено обществено обсъждане на проекта на Правила за търговия с природен газ със заинтересованите лица за изразяване на предложения и становища.

След проведеното обществено обсъждане и приетото от Комисията решение са настъпили нови обстоятелства от съществено значение за уреждане на обществените отношения, предмет на проекта на Правила за търговия с природен газ.

Приет е Регламент (ЕС) № 312/2014 на Европейската комисия от 26 март 2014 г. за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи. Предвид настъпилите промени в европейското законодателство, както и вследствие на анализа на постъпилите становища и предложения и с оглед съобразяването на проекта с Директива 2009/73/ЕО по отношение на правилата, свързани с организацията и функционирането на пазара на природен газ, както и с Регламент (ЕС) № 312/2014 на ЕК от 26 март 2014 г., който регламентира правилата за балансирането на пазара на природен газ, отново са направени съответните изменения и допълнения в проекта на Правилата за търговия с природен газ. Процедурата за приемане на Правилата за търговия с природен газ е финализирана през месец юли 2015 г.

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.

КЕВР и през 2015 г. ще продължи с реформи в областта на енергетиката, свързани със самия регулатор и със секторите, които подлежат на регулиране. Убедени сме, че нашите регулаторни действия, ще доведат до значителни ползи за потребителите и пазарните участници.

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ
Председател на КЕВР

2. Основни промени в пазарите на газ и електрическа енергия

2.1. Основни промени в пазара на електрическа енергия

Съгласно изискванията на третия либерализационен енергиен пакет на Европейския съюз и българското законодателство, пазарът на електрическа енергия трябва да бъде либерализиран и постепенно интегриран с тези в другите страни членки на Европейския Съюз (ЕС). В съответствие с Директива 2009/72/ЕО и съгласно ЗЕ, пазарът на електрическа енергия в България е либерализиран от 01.07.2007 г., като процесът на либерализация е поетапен и търговията с електрическа енергия в България се реализира на два пазарни сегмента – по свободно договорени цени и по регулирани цени. През 2014 г., пазарът на електрическа енергия в България следва хибриден модел, при който част от сделките с клиенти присъединени на ниско напрежение се сключват на регулирани цени, одобрени от КЕВР, а останалата част се търгува на свободния пазар на цени, които подлежат на договаряне с клиенти, присъединени на високо и средно напрежение и част от стопанските клиенти, присъединени на ниско напрежение.

През 2014 г., КЕВР в рамките на своите компетенции, предприе редица стъпки, за разработване на прозрачни правила за организиране на пазар на балансираща енергия и на борсов пазар на електрическа енергия, в изпълнение на изискванията на горесцитираните Директиви на Европейската комисия. В тази връзка бяха приети нови ПТТЕ от 26.07.2013 г., допълнени и изменени от 09.05.2014 г., с което бяха създадени необходимите условия за стартиране на балансиращ и борсов пазари на електрическа енергия.

В резултат на законовите промени, в края на месец март 2014 г. беше издадена лицензия за дейността „организиране на борсов пазар на електрическа енергия“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД (БНЕБ), а от месец юни 2014 г. стартира балансиращият пазар, инициран с решение на КЕВР от месец февруари 2014 г.

От началото на 2014 г., ЕСО ЕАД е собственик и оператор на електропреносната мрежа на високо напрежение в страната и има издадена лицензия за пренос на електрическа енергия, включително за координиране на специални балансиращи групи за период от 35 години. 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.

През м. юни 2014 г. в Любляна беше подписан Меморандум за разбирателство между Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия (АСРЕ) и националните регулаторни органи относно споделянето на информация според член 10(1) от Регламент (ЕС) № 1227/2011 (REMIT) и Споразумение за нивото на услугите в Централизирания европейски регистър на участниците на пазара (CEREMP).

2.2. Основни промени в пазара 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 2014 г. подзаконовни нормативни актове.

През 2014 г. КЕВР одобри Методика за определяне цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносни мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, както и Указания за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение при прилагане на метод на регулиране „Норма на възвръщаемост на капитала“.

През 2014 г. продължи процедурата по сертифициране на оператора на преносната мрежа „Булгартрансгаз“ ЕАД, като независим преносен оператор, за изпълнението на изискванията за независимост.

През 2014 г. е преработен проекта на Правилата за търговия с природен газ във връзка с получени становища от заинтересовани лица.

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 сключен договор с външен доставчик.

Обществената доставка и снабдяването с природен газ в съответствие със ЗЕ са услуги от обществен интерес и като такива се осъществяват от лицензирани дружества.

Дейността по обществена доставка на природен газ се осъществява от „Булгаргаз“ ЕАД, съгласно издадена от КЕВР лицензия за дейността „обществена доставка на природен газ“. Природният газ за нуждите на българския пазар се осигурява предимно от Русия 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 е титуляр на лицензии за дейностите „пренос на природен газ“ и „съхранение на природен газ“. Дружеството притежава и управлява преносните и транзитните газопроводи – високо налягане, както и подземното газово хранилище (ПГХ) „Чирен“.

Основни клиенти на услугата „пренос на природен газ“ през газопреносните и газоразпределителните мрежи в страната са общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД и „Овергаз Инк.“ АД. Общественият доставчик е основният клиент на услугата „съхранение на природен газ“.

Потреблението на газ в страната се осигурява главно чрез внос на природен газ от един единствен източник Руска Федерация. Природният газ достига до България по направление Русия – Украйна – Молдова – Румъния. Газоизмервателна станция (ГИС) Негру вода 1 е понастоящем единствения вход на газопреносната мрежа за внос на природен газ, като през 2014 г. през него са постъпили 93,5% от количествата газ, необходими за покриване на нуждите на страната. В газопреносната мрежа постъпва природен газ и от местен добив, но разработените находища са с ограничен ресурс и през 2014 г. са осигурили 6,5% от годишното потребление в страната. Националната газопреносна мрежа има две точки, на които са присъединени газопроводи на предприятия за местен добив – ГИС Провадия, от където постъпва газ, добиван в черноморския шелф и газоразпределителна (ГРС) Плевен, където постъпват незначителни количества от добив във вътрешността на страната.

Основната роля в осигуряването на природен газ, в случай на недостиг от входните точки на газопреносната мрежа за страната, е на ПГХ „Чирен“, което компенсира сезонните неравномерности в потреблението и осигурява аварийен резерв. Хранилището е създадено на база на вече изчерпаното едноименно газово-кондензатно находище.

Разпределението на природен газ се извършва от регионални и локални газоразпределителни компании, работещи в условията на лицензионен режим и ценова регулация за дейностите разпределение и снабдяване с природен газ. Клиенти на газоразпределителните дружества основно са домакинства и малки и средни предприятия.

Към преносната мрежа на „Булгартрансгаз“ ЕАД са присъединени добивните предприятия и двете основни групи потребители – търговски дружества, получили лицензии за разпределение и снабдяване и небитови потребители, присъединени директно към преносната мрежа.

Основни участници на пазара на природен газ в страната са:

- „Булгартрансгаз“ ЕАД - комбиниран газов оператор, отговорен за осъществяване на дейностите пренос и съхранение на природен газ;
- „Булгаргаз“ ЕАД - обществен доставчик на природен газ в България, отговорен за осигуряването на доставката на природен газ при цени и условия, регулирани и утвърждавани от КЕВР;
- Търговци на природен газ - сключват сделки за доставка на природен газ с обществения доставчик, крайни снабдители, потребители, други търговци на природен газ, добивни предприятия, предприятия за съхранение на природен газ и с комбинирания оператор;
- Газоразпределителни предприятия – съвместявайки дейността снабдяване от краен снабдител с дейността разпределение на природен газ доставят природен газ до потребители присъединени към техните мрежи. Техен ангажимент е изграждането и развитието на газоразпределителните мрежи, в съответствие с одобрени от КЕВР дългосрочни бизнес планове и условия;
- Небитови потребители на природен газ, присъединени към преносната мрежа;
- Небитови потребители на природен газ, присъединени към разпределителни мрежи;
- Битови потребители на природен газ.

Пазарен потенциал и перспективи за развитие

Въз основа на дългосрочен договор, ООО „Газпром экспорт“ е резервирало значителна част от капацитета на транзитната газопреносна мрежа, като използва услугата за пренос на природен газ през територията на България от входната точка на границата с Румъния до изходните точки на границите с Турция, Гърция и Македония.

Капацитетът за съхранение на природен газ в ПГХ „Чирен“ и местният добив са основните алтернативи по отношение на сигурността на доставките при прекъсване на вноса от основната входна точка Негру вода 1, тъй като и към началото на 2014 г. е налице недостатъчна степен на конкуренция на източниците на газ за националния газов пазар.

Очаква се в близките години броят на входните точки, през които постъпва газ в газопреносната мрежа да се увеличи значително във връзка с развитието на проектите за междусистемни връзки с Румъния, Гърция, Турция, Сърбия. Те ще осигурят възможност за доставки на природен газ от различни източници, което от своя страна ще допринесе за засилване на конкуренцията и ще окаже позитивен ефект върху потребителите на природен газ. Новите газови връзки значително ще увеличат входния капацитет към България от Гърция и Турция и същевременно ще осигурят възможност за достъп и доставки на газ и от LNG терминалите в страните.

В региона се разглеждат и следните други потенциални газови проекти, които биха оказали влияние върху развитието на пазара, повишаване на диверсификацията и сигурността на газовите доставки и респективно върху развитието на инфраструктурата:

- Южен поток, който към момента е преустановен;
- идейният проект Eastring за реализиране на двупосочни доставки на природен газ през териториите на Словакия, Румъния, България, Унгария, Чехия и Австрия;
- преносен коридор България – Румъния – Унгария - Австрия.

Във връзка със засиленото проучване на местни залежи от природен газ и предоставени концесии за разработка на находищата на територията на страната (както сухоземни, така и в шелфа на Черно море) се очаква в следващите 10 - 15 години делът

на местния добив да се повиши, в т. ч. и след доказването на ресурсите в блок „А-Ловеч” – „Койнаре”, участък „Девенци” чрез прокарване на сондажи и провеждане на изпитния в тях, както и след доказване на потенциала на блок Галата.

Към края на 2014 г. ПГХ „Чирен” е хранилище с местно значение и като основен инструмент за гарантиране сигурността на доставките, но дългосрочната перспектива е превръщането му в търговско хранилище. Предвижда се подземното газохранилище да играе съществена роля за развитие на конкуренцията и за повишаване ползите за потребителите на природен газ в интегрирания и взаимосвързан регионален пазар. Развитието на планираните междусистемни връзки с Турция, Гърция, Румъния и Сърбия ще повиши пазарната интеграция в региона и е предпоставка ПГХ „Чирен” да има все по-важна роля за осигуряване допълнителна гъвкавост на газопреносните системи на регионално ниво, съществен принос за управлението на претоварванията и сезонна оптимизация на използване на газопреносните системи. В тази връзка в ход е проект за неговото разширение, който се явява първа стъпка от концепцията за разширение на капацитета за съхранение в региона и е определен като „проект от общ интерес”.

Делът на битовото газоснабдяване в страната все още е нисък в сравнение с други газови пазари, но е с тенденция за увеличение. Темп на нарастване се отчита и при потреблението на компресиран природен газ. Насърчаването на газификацията чрез разширяване на газопреносната мрежа до нови региони и осигуряване на достъп до природен газ на нови общини, разпределителни дружества и нови небитови потребители е сред приоритетите в Енергийната стратегия на България.

България има стратегическо географско местоположение, добре развита газова инфраструктура и с изпълнението на планираните нови проекти, които са в ход, има потенциал да се превърне в един от ключовите елементи за постигане на диверсификация на източниците и маршрутите за доставка на природен газ за региона.

3. Пазар на електрическа енергия

3.1. Регулиране на мрежите

3.1.1. Отделяне

Разпоредбата на чл. 9 от Директива 2009/72/ЕО 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 КЕВР 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 отказът 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.

С Протокол № 71-2013 г. Съветът на директорите на „Български енергиен холдинг“ ЕАД (БЕХ ЕАД), в качеството му на едноличен собственик на капитала на НЕК ЕАД и ЕСО ЕАД взема решение за преобразуване чрез отделяне от НЕК ЕАД на част от имуществото му, представляващо съвкупност от правата и задълженията му, свързани с дейността „пренос на електрическа енергия“ и преминаването му към ЕСО ЕАД в качеството му на приемащо дружество.

С решение № Р-205 от 18.12.2013 г. КЕВР:

1. Разрешава на НЕК ЕАД преобразуване чрез отделяне от НЕК ЕАД на част от имуществото му, представляващо съвкупност от правата и задълженията му, свързани с дейността „пренос на електрическа енергия“ и преминаването му към ЕСО ЕАД в качеството му на приемащо дружество;

2. Прекратява лицензия №Л-147-04/17.12.2004 година за дейността „пренос на електрическа енергия“, издадена на НЕК ЕАД;

3. Издава на ЕСО ЕАД лицензия №Л-419-04/18.12.2013 година за извършване на дейността „пренос на електрическа енергия“ за срок от 35 години;

4. Прекратява лицензия №Л-221-17/28.12.2006 година за дейността „управление на електроенергийната система“, издадена на ЕСО ЕАД.

Решението на КЕВР е съобразено със ЗЕ, който въвежда изискванията на Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година, относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия за отделяне на независим преносен оператор, който да е собственик на електропреносната мрежа и да извършва дейността „пренос на електрическа енергия“. Така са осигурени предпоставки за спазване на целите и принципите на ЗЕ за качествено и сигурно задоволяване потребностите на обществото от електрическа енергия при гарантиране защитата на живота и здравето на гражданите, собствеността, околната среда, сигурността на доставките, интересите на потребителите и националните интереси и създаването и развитието на конкурентен и финансово стабилен енергиен пазар.

Съгласно изискванията на ЗЕ, ЕСО ЕАД, от началото на 2014 г. е собственик на активите, свързани с дейността по пренос на електрическа енергия, включително на преносната мрежа, има собствена идентичност, отделно седалище, персонал и ползва самостоятелно необходимото му оборудване и правни, счетоводни и информационни услуги. ЕСО ЕАД разполага с всички човешки, технически, физически и финансови ресурси, необходими за извършване на дейността по пренос на електрическа енергия. Дружеството има право да взема решения, независимо от вертикално интегрираното предприятие по отношение на активи, необходими за функционирането, поддръжката или развитието на преносната мрежа, както и правомощия да предлага обвързващи общото събрание решения, относно набиране на средства на капиталовия пазар чрез заем или увеличаване на капитала.

Отделянето на ЕСО ЕАД, като собственик на електропреносната мрежа, позволи на дружеството да стартира процес по сертифициране като независим преносен оператор, като последваща стъпка за развитието на конкурентен и финансово стабилен енергиен пазар съобразно изискванията на третия либерализационен пакет. В тази връзка, през месец ноември 2014 г. ЕСО ЕАД е подало заявление за сертифициране на дружеството като независим преносен оператор, за изпълнението на изискванията за независимост на основание чл. 81д и сл., във връзка с §192 от ПЗР от Закона за изменение и допълнение на ЗЕ, чл. 98 и сл. от Наредба №3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ, обн. ДВ, бр. 33 от 05.04.2013 г.) и в съответствие с параграфи 4, 5 и 6 от чл. 10 от 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 и член 3 от Регламент (ЕО) №714/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия и за отмяна на Регламент (ЕО) №1228/2003.

През настоящата 2015 г. КЕВР прие проект на решение за сертифициране, който беше изпратен за нотифициране в Европейската комисия.

3.1.2. Техническа експлоатация

Предоставяне на балансиращи услуги

Организацията и дейността на пазара на електрическа енергия се регламентират от Правилата за търговия с електрическа енергия и „Тържни правила за разделяне и предоставяне на преносна способност по междусистемните сечения в контролната зона на ЕСО ЕАД и съседните му контролни зони за 2014 г.” Пазарът на електрическа енергия в страната е организиран на пазарен принцип и се администрира от ЕСО ЕАД.

През 2014 г. развитието на пазара на електрическа енергия премина през два етапа: до 1 юни 2014 г., когато почасовото прогнозиране и балансиране се прилагаше само за участниците, регистрирани на свободния пазар, и след 01 юни 2014 г., когато стартира почасовият пазар по всички сделки с електрическа енергия с прилагане на еднакви условия за балансиране на стандартните, специални и комбинирани балансиращи групи. Това позволи ЕСО ЕАД да определя за всеки период на сетълмент количествата, които участват в балансирането на електроенергийната система (ЕЕС), съответно и своите разходи.

ЕСО ЕАД поддържа регистър на интернет страницата си за активните доставчици на балансираща енергия от първично, вторично, третично регулиране и от активирани блокове от студен резерв. Независимият преносен оператор поддържа баланса на ЕЕС по технически и икономически критерии на базата на постъпили предложения и заявки за балансиращия пазар. Доставчици на балансираща енергия са всички производители с регулируеми агрегати. Цената на балансиращата енергия се определя по механизъм, регламентиран в ПТЕЕ и методика, неразделна част към тях.

От 01 юни 2014 г. е въведен почасов пазар по всички сделки с електрическа енергия и еднакви условия за балансиране на стандартните, специални и комбинирани балансиращи групи. Той обхваща всички търговски участници по веригата производство, пренос, разпределение и крайни клиенти и 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.

Основни принципни правила за работа на балансиращия пазар са:

- Подаване на почасови графици по всички сделки, независимо дали се сключват по регулирани или свободно-договорени цени;
- Известяване на графиките на дневна база, в деня предхождащ доставката (D-1);
- Въвеждане на балансиращи групи в структурата на пазара и нова регистрационна процедура за Координаторите на балансиращи групи;
- Въвеждане на отделен сетълмент за координаторите на балансиращи групи и доставчиците на балансираща енергия;
- Допълнителните разходи на пазарните участници възникват тогава, когато заявените от тях почасови графици за производство/потребление се различават от фактическото им производство/потребление. Размерът на тези допълнителни разходи зависи от два основни фактора: точност на прогнозирането и цени на балансиращата енергия.

След стартиране на балансиращия пазар общият енергиен недостиг и общият енергиен излишък нарастват значително. Общият енергиен недостиг през 2014 г. е 590 796 MWh, спрямо 79 677 MWh през 2013 г. и представлява 3,2% от регистрираните графици. Енергията за покриване на енергийния излишък през 2014 г. е 1 229 204 MWh спрямо 239 467 MWh през 2013 г. и представлява 6,3% от регистрираните графици.



Цените на балансираща енергия се определят за всеки период на сетълмент две цени на балансираща енергия. Средната цена за 2014 г. за енергиен недостиг е 199,13 лв./ MWh, спрямо 186,33 лв./MWh през 2013 г. Средната цена за енергиен излишък е 15,46 лв./MWh, спрямо 28,27 лв./MWh през 2013 г.

В таблицата по-долу са представени данни за максималната, средната и минималната цена на балансиращата енергия за недостиг и излишък през 2014 г.:

Балансираща енергия при недостиг	
Минимална цена, EUR/MWh	0,00
Максимална цена, EUR/MWh	1873,41
Средна цена, EUR/MWh	199,13

Балансираща енергия при излишък	
Минимална цена, EUR/MWh	215,69
Максимална цена, EUR/MWh	110,90
Средна цена, EUR/MWh	15,47

Съгласно Методиката за определяне на цените на балансиращата енергия (Методиката), същите се определят на база предоставените цени от доставчиците на балансираща енергия, енергията за регулиране нагоре и надолу, активирана за балансиране на ЕЕС, и реализираните небаланси от търговските участници за всеки период на сетълмент.

След стартирането на балансиращия пазар, в КЕВР са постъпили значителен брой жалби, свързани с неговата работа. Комисията е извършила проверка и преглед на данните относно получените екстремни стойности на цената на балансиращата енергия за недостиг и отрицателни стойности за излишък. В тази връзка, през 2014 г. от страна на КЕВР и ЕСО ЕАД са предприети действия по оптимизиране на Методиката, с цел намаляване на разходите за балансиране по веригата до крайния потребител. С Решение № Ц-26 от 19.12.2014 г. Комисията определи пределни цени за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия: пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране „нагоре“ в размер на 202,00 лв./MWh.; пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране „надолу“ в размер на 0,00 (нула) лв./MWh.

Във връзка с горното, ЕСО ЕАД разработи и прилага вътрешна методика за преизчисление на резултатите от сетълмента на балансиращия пазар, при отчитане на допълнително възникнали разходи, свързани с управлението на ЕЕС и редиспечирание на генериращи мощности.

Необходимостта от определяне на пределни цени се обосновава с оглед липсата на достатъчна конкуренция сред участниците на пазара, предлагащи балансираща енергия, и създадените поради това условия за предлагане отрицателни цени за регулиране „надолу“ и нереално високи цени за регулиране „нагоре“, което води до изкривявания на балансиращия пазар, екстремни стойности на балансиращата енергия и големи разходи за небаланси на производители и потребители.

В резултат на предприетите действия са постигнати по-благоприятни условия за балансиране на участниците, чрез преодоляване на екстремалните цени за енергиен недостиг, премахване на отрицателните цени за енергиен излишък, и в крайна сметка намаляване на разликата между двете цени за небаланс.

От месец септември 2012 г. на пазара на електрическа енергия се включиха координатори на стандартни балансиращ и групи, а от 1 юни 2014 г. - координатори на специални и комбинирани балансиращ и групи. Актуалното състояние на регистъра на координаторите на балансиращ и групи към 31 декември 2014 г. включва 20 координатори на стандартни групи, 13 - на специални групи и 4 - на комбинирани групи.

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, КЕВР 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 залежали 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“.

В Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия е предвидено при утвърждаване на цените на електрическата енергия да 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, насърчава дружествата да подобрят качеството на предоставяната услуга.

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 се осигуряват 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) (3) от Директива 2009/72/ЕО.

Мониторинг на времето, необходимо за свързване и ремонт

ЗЕ 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 КЕВР 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 2014 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.

Средно време необходимо за изготвяне на предварителен договор и писмено становище за условията за присъединяване на потребител е 30 дни.

В КЕВР 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.

Мерки за наблюдение на защитата

Съгласно Закона за енергетика ЕСО ЕАД осъществява единното оперативно планиране, координиране и управление на електроенергийната система. Основните задачи, които се изпълняват от ЕСО ЕАД, свързани с централизирано оперативно управление на ЕЕС, включват оперативно управление на ЕЕС, електрически и енергийни режими и прогнозиране на електрическите товари, планиране на генериращите мощности и режима на работа на електроенергийната система.

Участието в регулирането на напреженията е задължение на всички производители на електрическа енергия, присъединени към преносната мрежа, в съответствие с изискванията на ЕСО и техническите възможности на генериращите им средства. Участието в противоаварийното управление на ЕЕС е задължение на всички ползватели на електрическата мрежа, в съответствие с изискванията на защитния план и плана за възстановяване на ЕЕС, непрекъснатостта на снабдяването на потребителите с електрическа енергия, изпълнение изискванията на ENTSO-E и правилата за управление на електроенергийната система, при минимални загуби на активна енергия при пренос и трансформация.

Работата на управляващите и регулиращите системи в електрическите централи и системните автоматики в подстанциите е под непрекъснат контрол. 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.

През 2014 г. имаше случаи на работа в островен режим на някои водоелектроенергетически централи (ВЕЦ), вследствие на ремонтните дейности по електропреносната мрежа през есенния и неблагоприятните климатични условия през зимния периоди. Режимите на работа на ЕЕС се основават на принципите за гарантиране на нейното сигурно, безопасно и ефективно функциониране.

Всички планови или координационни дейности на ЕСО ЕАД през 2014 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.

Поддържането на напреженията в електропреносната мрежа в допустимите граници гарантира сигурната и безопасна работа на ЕЕС, техническите и икономическите характеристики на електрическите съоръжения, устойчивата работа на синхронните генератори и е условие за намаляване загубите при пренос и трансформация на електрическата енергия. Регулирането на напреженията се извършва централизирано чрез „График по напрежение“, който се разработва, задава и контролира ежемесечно.

Оценка за очакваното максимално натоварване на ЕЕС, тесните места в преносната електрическа мрежа при нормални и ремонтни схеми и възможностите за регулиране на напреженията в допустимите граници с наличните технически средства се осъществява чрез планиране на зимен максимален режим. Той се изготвя от ЦДУ на базата на перспективен модел, включващ прогнозния баланс на генериращите мощности и сметите товари от контролните дни. Въз основа на този режим, се предлагат мероприятия за увеличаване преносната способност на електрическата мрежа и избягване на тесните места в нея.

През ноември 2014 г. започна разработването от ЕСО ЕАД на „План за развитие на преносната електрическа мрежа на Република България за периода 2015-2024 г.“, който е внесен през март 2015 г. в КЕВР за одобрение.

За оценка сигурността и планиране режима на работа на преносната електрическа мрежа 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 (DA CF - 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, се извършва ежедневна проверка на сигурността на работата на ЕЕС и спазването на критерия „n-1”

Паралелната работа през 2014 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.

През 2014 г. с Решение № 165 от 28.11.2014 г. КЕВР е съгласувала за 2015 г. „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 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.

Такса достъп за производители на електрическа енергия, произведена възобновяеми източници (ВИ) - от слънце и от вятър

Съгласно Допълнителните разпоредби на ЗЕ, „достъп“ е правото на ползване на преносната и/или разпределителната мрежи за пренос на електрическа енергия срещу заплащане на цена, като ползвател на тези мрежи е физическо или юридическо лице, което доставя електрическа енергия в мрежата или се снабдява от нея. Следователно ползватели на мрежата са както потребителите, така и производителите на електрическа енергия и като такива те дължат цена за достъп до нея. Цената за достъп до електропреносната и разпределителната мрежа отразява разходите, които се предизвикват във връзка с управление на мрежата и се отнасят към дейността по цялостно управление и администриране на електроенергийната система, в т.ч. разходи свързани с диспечиране, подстанции, средства за търговско измерване, отчитането им, както и всички други административни разходи и разходи с общо предназначение за съответната мрежа.

Производителите на електрическа енергия са длъжни да сключат договори за достъп с оператора на електропреносната мрежа и/или с оператора на електроразпределителна мрежа, в които се уреждат правата и задълженията на страните във връзка с диспечирането, предоставянето на студен резерв и допълнителни услуги, които договори са условие за изпълнение на договорите за продажба на електрическа енергия. Доколкото договорът обхваща условията по диспечирането, а от друга страна разходите за него се покриват от цената за достъп, то последната представлява едно от условията на договора за достъп.

Цената за достъп до електропреносната мрежа за производителите на електроенергия от вятър и слънце е обоснована от необходимостта от допълнителни резервни мощности, които да балансират променливото производство на електрическа енергия от соларни и вятърни паркове. В тази връзка и с оглед необходимостта от поддържане на баланса на електроенергийната система и компенсиране на влиянието на производството на електрическа енергия върху него от тези ВИ, преносният оператор е обосновал допълнителни разходи в за закупуване на резерв за вторично регулиране за заплащане на термичните централи за пълноценно участие в първично и вторично регулиране, регулиране на напреженията и „цикли палене-гасене“. Дружеството е представило разпределението на необходимия резерв с увеличение на диапазона за вторично регулиране на фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) и вятърни електрически централи (ВяЕЦ), като за ФЕЦ – увеличението на диапазона за вторично регулиране е 9,5 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност, а за ВяЕЦ - увеличението на диапазона за вторично регулиране е 7,8 MW на всеки 100 MW инсталирана мощност. Преносният оператор е аргументирал искането си с характера на производството и потреблението на електрическа енергия, като единен и сложен процес, зависещ от множество фактори – икономическото състояние на страната, метеорологични условия, степен на развитие на промишлеността, потребление на населението, аварийност на съоръженията. За постигане баланса на електроенергийната система, ЕСО ЕАД балансира във всеки един момент от време непринудените случайни отклонения, в т.ч. в следствие на аварии, на електрическия товар, производствените мощности и междусистемните обмени. В допълнение, производството на електрическа енергия от ФЕЦ и ВяЕЦ, за разлика от производството на електрическа енергия от ВЕЦ и от електрически централи на биомаса е с непостоянен характер, тъй като е силно

зависимо от променливите метрологични условия и води до увеличаване на разходите за разполагаемост за допълнителни услуги, за пълноценно участие за регулиране на електрическите централи, за разходите за спирания и пускания, както и тези за резерв. Тези отклонения могат да се компенсират взаимно, но много често са кумулативни, водят до още по-големи отклонения и изискват допълнителни разходи за балансиране. Въз основа на представените от преносния оператор данни и направената обосновка, Комисията е приела за основателно заявяването на допълнителни разходи за закупуване на допълнителен резерв за вторично регулиране от 170 MW и с Решение № Ц – 6 от 13.03.2014 г. е приела, че цената за достъп до електропреносната мрежа на ЕСО ЕАД, която да се дължи от производители на електрическа енергия от ФЕЦ и ВяЕЦ, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи, да бъде определена в размер на 2,45 лв./MWh. Цените се дължат на ЕСО ЕАД от всички производители на електрическа енергия от възобновяеми източници (слънце и вятър), която се изкупува по преференциални цени, независимо от мястото на присъединяване. Производителите, присъединени към електроразпределителните мрежи, заплащат цените на операторите на електроразпределителните мрежи, които ги превеждат на ЕСО ЕАД.

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.

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 от 18.03.2013 г. за регулиране цените на електрическата енергия. 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. Мрежови услуги се заплащат на база използвана електрическа енергия. Услуги за пренос и достъп се заплащат от потребители, присъединени към електропреносната и електроразпределителната мрежи, разпределителни предприятия, търговци, които сключват сделки за износ търговци, които сключват сделки от името на ползвател на мрежови услуги.

През 2014 г. с Решение № Ц-12 от 30.06.2014 г. и Решение № Ц-16 от 01.10.2014 г. КЕВР е утвърдила и съответно изменила регулираните цени на електрическата енергия и мрежовите услуги, след анализ и оценка на информацията за отчетените резултати от електроенергийните предприятия по време на текущия ценови период, в т.ч. анализ и оценка на отчетеното общо финансово състояние, анализ на отчетените технически и икономически показатели, както и анализ и оценка на постигнатите показатели за качество, а впоследствие въз основа на информация и документи, даващи индичия за евентуално съществено отклонение между признатите от регулаторния орган прогнозни разходи и тези, действително извършвани от енергийните предприятия.

Пренос и достъп до електропреносната мрежа

При регулирането на мрежовата тарифа за пренос през електропреносната мрежа, Комисията използва метод на регулиране „Норма на възвръщаемост”, като всички ценови елементи се анализират 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, КЕВР 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.

Във връзка с гореизложеното, утвърдените цени и ценообразуващи елементи през 2014 г. за извършване на дейността пренос и достъп през електропреносната мрежа са посочени в следващата таблица:

Ценови решения		2013		2014	
		01.08.2013г.	30.12.2013г.	30.06.2014г.	01.10.2014г.
Цена пренос	лв./MWh	9,71	4,15	6,62	6,62
Необходими годишни приходи	хил. лв.	384 170	164 188	223 093	223 093
Регулаторна база на активите	хил. лв.	1 624 514	1 624 514	804 222	804 222
Норма на възвръщаемост на капитала	%	3,99%	3,99%	2,67%	2,67%
Прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период	MWh	39 549 006	39 549 006	40 309 120	40 309 120
Цена достъп	лв./MWh	2,76	2,76	1,36	1,36
Необходими годишни приходи	хил. лв.	109 067	109 067	54 970	54 970
Регулаторна база на активите	хил. лв.	32 841	32 841	32 841	32 841
Норма на възвръщаемост на капитала	%	6,83%	6,83%	6,83%	6,83%
Прогнозни количества електрическа енергия за регулаторния период	MWh	39 549 006	39 549 006	40 309 120	40 309 120

Таблица 2: утвърдените цени и ценообразуващи елементи през 2014 г. за извършване на дейността пренос и достъп през електропреносната, мрежа; Източник: КЕВР.

Пренос и достъп до електроразпределителните мрежи

При регулирането на мрежовите тарифи на електроразпределителните предприятия Комисията прилага метод на регулиране чрез стимули - „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.

Технологични разходи

Изчисленията за определяне на размера на технологичните разходи на електропреносното и електроразпределителните дружества се извършва съгласно чл.10, ал. 5 и 6 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, по методика утвърдена от КЕВР. При утвърждаване на цените за пренос и достъп до електропреносната и/или електроразпределителните мрежи комисията извършва оценка на разходите за закупуване на електрическа енергия за технологични разходи, разходи за студен резерв и допълнителни услуги. 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. Допустимите нива на признатите технологични разходи се определят с решение на комисията съгласно методика или указания, приети от комисията.

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 2014 г. са коригирани в резултат на извършени анализи и оценка, като нивата на технологичните разходи.

Със стартирането на новия 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 – 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

Тръжните правила относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия за регионално сътрудничество между операторите, чрез въвеждане на общи правила и процедури за разделяне и предоставяне на разполагаема преносна способност (капацитет) в двете посоки по междусистемните сечения на електроенергийната система на България и съседните електроенергийни системи, са разработени във връзка с изискванията на Регламент (ЕО) № 714/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година. Целта на тези правила е да се осигури оптимално управление на мрежите, насърчаване развитието на енергийния обмен и координираното разпределение на трансграничния капацитет, чрез недискриминационни пазарно обусловени решения.

ЕСО ЕАД на основание чл. 109, ал. 1, т. 3 от ЗЕ е длъжен да осигурява съвместната работа на електроенергийната система с електроенергийните системи на другите страни, в съответствие с международните договори. Регламент (ЕО) № 714/2009 вменява в задължение на националните регулаторни органи да осигуряват съответствие с посочения регламент и насоките, приети в съответствие с чл. 18 от него, за установяване на регионално сътрудничество между операторите на преносни системи (чл. 12 и чл. 13 от Регламента). Относно оперативното управление и разпределяне на наличния преносен капацитет по междусистемните електропроводи, между ЕСО ЕАД като оператор на електроенергийната система на Република България и операторите на съседните електроенергийни системи са подписани меморандуми за сътрудничество. България има пет съседни контролни зони (Турция, Гърция, Македония, Сърбия и Румъния), за които се провеждат годишни, месечни и дневни търгове за разпределение на трансгранична преносна способност.

Предоставянето и разпределянето на наличната преносна способност по междусистемните електропроводи се координира и изпълнява чрез прилагането на Тръжни правила, изготвени съвместно от ЕСО ЕАД и операторите на преносни системи на съседните страни. В Тръжните правила подробно са регламентирани изискванията за регистрация и участие, отделните видове търгове, организацията и провеждането на тръжните процедури, определяне на тръжните резултати и предоставяне на права за преносна способност (ПС) и правила за използването им, вторичния пазар на ПС и прехвърлянето им, изисквания и срокове за сетълмент и плащане, принципи за намаляване на предлаганите преносни способности и др. КЕВР в качеството си на

национален регулаторен орган и съгласно изискванията на чл. 19 от Регламент (ЕО) № 714/2009 г. ежегодно съгласува тържни правила за разделяне и предоставяне на преносна способност по междусистемните сечения между контролната зона на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД и съседните контролни зони.

Изчисляването на трансграничните преносни способности е съгласно процедура, одобрена от ENTSO-E. ЕО ЕАД събира графиците за междусистемен обмен (така наречените „външни графици“) на търговските участници, въз основа на които изготвя почасов график на презграничните обмени за контролната зона България и ги съгласува със системните оператори на съседните контролни зони (Румъния, Сърбия, Македония, Гърция и Турция).

ЕО ЕАД изготвя и предоставя на координационен център Север в Brauweiler (Amprion GmbH) съгласувани с други контролни зони и блокове графици за почасови, обмени на електроенергия (внос и/или износ), контролира изпълнението на техническите условия по подписаните търговски, нетърговски, двустранни и многостранни договори за продажба и обмен на електроенергия.

Централното диспечерско управление (ЦДУ) отчита, контролира и съгласува физическите часови, денонощни и месечни обмени на електрическа енергия по всички междусистемни електропроводи (на държавна граница), със съответните системни оператори. Пресмята извънплановите обмени на електроенергия на българската ЕЕС при паралелна работа към синхронната зона на континентална Европа и изчислява и проверява компенсационните графици (програми) за тяхното компенсиране.

По данни от средствата за измерване и изчислени на граница обмени за 2014 г. в българската ЕЕС са постъпили 4 319 338 MWh електрическа енергия от съседните ЕЕС, а са изнесени 13 774 537 MWh. Съгласуваният износ на електрическа енергия с произход България от търговските участници (по българско часово време) по данни от графиците за междусистемен обмен и декларирани количества за 2014 г. е 9 501 994 MWh, което представлява увеличение с 53.3 % в сравнение с 2013 г., когато търговският износ с произход България е 6 198 982 MWh.

Тържните правила са разработени във връзка с изискванията на Регламент (ЕО) № 714/2009 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 година относно условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия за регионално сътрудничество между операторите, чрез въвеждане на общи правила и процедури за разделяне и предоставяне на разполагаема преносна способност (капацитет) в двете посоки по междусистемните сечения на електроенергийната система на България и съседните електроенергийни системи. Целта е осигуряване на оптимално управление на мрежите, насърчаване развитието на енергийния обмен и координираното разпределение на трансграничния капацитет чрез недискриминационни пазарно обусловени решения.

Използване 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 електроенергия и отмяна на Регламент (ЕО) № 1228/2003 (в сила от 03 март 2011 г.), 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.

Мониторинг на националните планове за развитие и инвестиционните планове свързани с 10-годишния план за развитие на електропреносната мрежа на ЕСО ЕАД

Внесеният през 2014 г. за одобрение от КЕВР „10-годишен план за развитие на електропреносната мрежа на ЕСО ЕАД“ (10-годишния план, планът) е част от пакета от документи, необходими за сертифицирането на ЕСО ЕАД като независим преносен оператор. В 10-годишния план са заложили два сценария на развитие - максимален и минимален. Предвидено е делът на енергията от ВИ от брутното крайно потребление през 2024 г. да надхвърли 19 % при максимален сценарий и 20 % при минимален сценарий на развитие.

Максималният сценарий на оператора прогнозира, че през настоящата година тенденцията за увеличаване на електропотреблението от 2014 г. ще продължи с по-умерени темпове. Заложено е забавяне в прилагането на мерки за енергийна ефективност. Към 2024 година се очаква брутното потребление да достигне 43 040 GWh. Очакваният абсолютен максимален електрически товар на България през 2024 г. е 7960 MW, а максималният товар за среден работен ден е 7440 MW.

В плана е разработен и минимален сценарий, който залага на по-слаб темп на нарастване на електропотреблението спрямо максималния сценарий, поради своевременно прилагане на мерки за енергийна ефективност. При този сценарий през 2024 г. брутното електропотребление достига 40 860 GWh.

Планът определя развитието на преносната електрическа мрежа 400 kV, 220 kV и 110 kV на ЕЕС на България до 2024 г. и цели създаване на необходимите технически условия за: сигурно и качествено доставяне на произведената електрическа енергия до всички възли на електропреносната мрежа, устойчива работа и развитие на производствените мощности в страната, жизненост на пазара на електрическа енергия. В него ЕСО ЕАД приема концепцията преносната мрежа 220 kV да не се развива повече, за сметка на мрежи 400 kV и 110 kV, с изключение на изграждането на второ хранване на района на гр. Русе. Развитието на мрежа 110 kV се обуславя от подобряване сигурността на пренасяне на електроенергията, произведена от ВИ, присъединяване на конвенционални централи, подобряване сигурността на хранване на отделни райони при планови и аварийни ремонти в мрежи 400 kV и 220 kV, както и подобряване обмена на електрическа енергия с разпределителните мрежи. Планът прави прогноза за развитие на производствените мощности в България до 2024 г.

Тя предвижда блок 4 на ТЕЦ „Русе“ да бъде един от доставчиците на студен резерв, заради комплексното разрешително на централата за топлофикационната и кондензационната част, което позволява работа на блока. ТЕЦ „Варна“ не е предвидено да работи след дерогационния период, въпреки че тя предоставя на най-конкурентна цена студен резерв и допринася за регулирането на напреженията в Североизточна България, без да се налагат допълнителни инвестиции в електропреносната мрежа.

Прогнозата за развитие на производствените мощности на България не включва хидроенергийните комплекси по река Дунав, които са класически, но едновременно попадат в групата на възобновяемите. Тяхното разглеждане изисква препроектиране, в съответствие с действащите природоопазващи и икономически критерии. Тези нови проекти трябва да са комплексни, което значи да включват едновременно проект за ВЕЦ, за водоплаване, за мостове и пътища, в т.ч. железопътни. Те трябва да са съвместно разработени и приети с румънската страна.

Проектът с изграждане на 7-ми реактор на площадката на АЕЦ „Козлодуй“ при най-оптимистичната прогноза се очаква да влезе в редовна експлоатация след 2025 година, поради дългите съгласувателни процедури, които тепърва предстоят. Това се подкрепя и от прогнозата на Европейската комисия до 2050 година, в която допълнителна ядрена мощност в България се предвижда едва след 2035 година.

Вариантът със 7-ми реактор на площадката на АЕЦ "Козлодуй" ще бъде взет предвид при следващи обновявания на плана за развитие на електропреносната мрежа. През 2015-2016 година е предвидена реконструкция на генератори 9 и 10 в АЕЦ "Козлодуй", вследствие на която максималната работна активна мощност на всеки блок ще достигне 1100 MW. За периода 2015-2024 г. са планирани за изграждане общо 2212 MW нови мощности, от които 1489 MW ВЕИ. С ускореното навлизане на ВЕИ и липса на промишлен товар в страната, необходимостта от принудително ограничаване работната мощност на АЕЦ през определени периоди в годината ще се увеличава. Изграждане на нови блокове 9 и 10 в ТЕЦ „Марица изток 2“ не е заложено, поради отказ на КЕВР за издаване на лицензия.

За управление на ЕЕС в реално време, изпълнение на графици за междусистемни обмени и поддържане сигурността, в съответствие с изискванията на ENTSO-E (в условия на намалено производство от конвенционални електроцентрали и повишено производство от ВИ), е необходимо повишаване на регулиращите възможности на ПАВЕЦ „Чаира“, чрез завършване изграждането на язовир „Яденица“ и рехабилитиране на ПАВЕЦ „Чаира“, ПАВЕЦ „Белмекен“, ВЕЦ "Сестримо" и ВЕЦ „Момина клисура“.

Сътрудничество

През 2014 г. КЕВР 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.

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 2014 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.

Годишните, месечните и седмичните преносни способности се публикуват на интернет страницата на ЕСО ЕАД. Дневните капацитети се публикуват в електронната платформа ЕСАМТ до 9:00 ч. всеки ден, а резултатите от дневните търгове - до 10:00 ч.

Експлицитното разпределение на трансграничния преносен капацитет е в съответствие с тръжните правила за отделните граници, публикувани на интернет страницата на ЕСО ЕАД.

През 2014 г., бяха проведени двустранни съгласувани търгове на българо-румънската и българо-гръцката граница и българо-сръбската граница. На българо-македонската и българо-турската граница разпределението на капацитетите е на база 50/50.

На българо-румънската граница, годишните и месечните търгове в двете посоки се провеждат от TRANSELECTRICA. Дневните търгове в двете посоки се провеждат от ЕСО ЕАД. На българо-гръцката граница, годишните и дневните търгове в двете посоки се провеждат от IPTO. Месечните търгове в двете посоки се провеждат от ЕСО ЕАД.

На българо-сръбската граница, годишните и месечните търгове в двете посоки се провеждат от ЕСО ЕАД. Дневните търгове в двете посоки се провеждат от EMS (Сърбия).

Тези Общи тържни 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 България, Румъния и Гърция.

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

Международни проекти

През месец октомври 2014 г. стартира проектът “Въвеждане на европейския пазар на електроенергия в България - II фаза”, който се осъществява по Програма BG04 „Енергийна ефективност и възобновяема енергия“. Програмата се финансира от Финансовия механизъм на Европейското икономическо пространство (ФМ на ЕИП) 2009-2014 въз основа на подписан Меморандум за разбирателство между Република България и Кралство Норвегия, Исландия и Княжество Лихтенщайн, а Програмен оператор е Министерството на икономиката и енергетиката на Република България. Организатор на проекта е Комисията за енергийно и водно регулиране. Партньор по проекта е Дирекцията за водни ресурси и енергетика (NVE) към Министерството на петрола и енергетиката, Кралство Норвегия. В резултат на изпълнението на проекта е планирано да бъдат постигнати следните основни цели:

- По-нататъшно развитие на пазара на електроенергия в България чрез въвеждане на нов пазарен сегмент – организиран пазар „ден напред“ за физически доставки;
 - Развитие на концептуални, технически и организационни инструменти и на предприемане на конкретни стъпки към интеграция на пазара електроенергия в България със съседните пазарни зони и обединените пазари (coupled markets);
 - Разработване на ефективни средства за наблюдение на пазара на електроенергия.
- Планираният краен срок за изпълнение на дейностите е 01.04.2016 г.

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 2014 г. основни принципи, ръководещи дейността на КЕВР 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 КЕВР има правото съгласно чл. 21, ал. 6 от ЗЕ да сезира КЗК и Комисията за защита на потребителите (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.

Процедурата по сертифициране, съгласно чл. 10, т. 4 от Директива 2009/72/ЕС е открита през декември 2014 г. Избран е моделът „Независим преносен оператор“ и КЕВР стартира процеса на валидиране на документите, представени от ЕСО ЕАД, в рамките на четиримесечния период, съгласно чл. 10, т. 5 от Директива 2009/72/ЕС. Процедурата по сертифициране на ЕСО ЕАД продължава и през 2015 г.

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 месец юни 2014 г. в Любляна беше подписан Меморандум за разбирателство между АСРЕ и националните регулаторни органи относно споделянето на информация според член 10(1) от Регламент (ЕС) № 1227/2011 (REMIT) и Споразумение за нивото на услугите в Централизирания европейски регистър на участниците на пазара (CEREMP).

3.2. Насърчаване на конкуренцията

3.2.1. Пазари на едро

Описание на пазара на едро

Създаването на конкурентен пазар на електрическа енергия и поетапното му въвеждане изисква мрежовите оператори да извършват редица допълнителни дейности към дейностите по управление на електроенергийната система и поддържане и развитие на мрежите. В условията на пазарна среда търговските взаимоотношения се характеризират с голямо разнообразие, необходимост от почасово договаряне на покупките и продажбите на електрическа енергия, балансиране на участниците и регламентиране на правила за работа на пазара на балансираща енергия.

От 01 юни 2014 г. е въведен почасов пазар по всички сделки с електрическа енергия и еднакви условия за балансиране на стандартните, специални и комбинирани балансиращи групи. 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. Като неразделна част от ПТЕЕ е приета Методика за определяне на цените на балансираща енергия.

С изменението и допълнението на ПТЕЕ през 2014 г. са създадени всички предпоставки за образуване на работещ всеобхватен балансиращ пазар, пазар ден напред и борсова търговия. В края на месец март 2014 г. беше издадена лицензия за дейността „организиране на борсов пазар на електрическа енергия“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД.

За производителите на електрическа енергия либерализирането на пазарите и юридическото отделяне на операторите води до възникване на нови и понякога разнопосочни от гледна точка на икономическия интерес взаимоотношения. Ползвателите на мрежата, които предоставят допълнителни услуги, в т.ч. студен резерв, гарантират изпълнението на задълженията на оператора на електропреносната мрежа за управление на електроенергийната система. ЕСО ЕАД сключи договори с доставчиците на балансираща енергия за достъп, предоставяне на допълнителни услуги и участие в пазара на балансираща енергия и поддържа регистър на сайта си за активните доставчици на балансираща енергия от първично, вторично, третично регулиране и от активирани блокове от студен резерв.

ЕСО ЕАД определя всеки месец, до 10-то число необходимата разполагаемост за допълни услуги на термичните централи за следващия месец, като заплащането е съгласно утвърдените разходи за допълнителни услуги от КЕВР за съответния регулаторен период.

Разполагаемостта за студен резерв се договаря чрез търгове. Разходите за разполагаемост за допълнителни услуги и студен резерв се възстановяват чрез цената за достъп, а разходите за предоставената енергия за регулиране нагоре и надолу от доставчиците на балансираща енергия, се прехвърлят в цените за енергиен недостиг и енергиен излишък на балансиращия пазар.

ЕСО ЕАД поддържа баланса между производството и потреблението, сигурността и качеството на доставките в ЕЕС като ползва балансиращата енергия, предоставена от диспечерируеми производствени и потребляващи обекти.

Структурата на електроенергийният пазар не е променена и включва: пазар на електрическа енергия чрез двустранни договори, борсов пазар, пазар на балансираща

енергия, пазар на студен резерв и допълнителни услуги и пазар за предоставяне на междусистемна преносна способност (капацитет).

През 2014 г. всички клиенти на средно напрежение са изведени на свободния пазар, с което значително се увеличи делът му спрямо регулирания.

Балансиращ механизъм, студен резерв и регулираща енергия

През 2014 г. в България е въведен пазар на двустранни договори с известяване в деня преди доставката и балансиране на всички сделки с електрическа енергия. Балансирането на всички търговски участници се извършва при еднакви принципи Договаряне и предоставяне на резерв

➤ Тип резерв:

- Резерв за първично регулиране;
- Резерв за вторично регулиране;
- Резерв за третично регулиране;
- Студен резерв;
- ЕСО ЕАД не заплаща резерв за третично регулиране.

➤ Период на договаряне:

Резервите за първично и вторично регулиране (резерв за допълнителни услуги), се договарят на годишна база, но всеки месец ЕСО ЕАД определя диапазоните за всеки доставчик на балансираща енергия.

- Студен резерв се закупува съгласно проведени търгове, обикновено за месечен и по-дълъг период.

➤ Договаряне и предоставяне на резерв

До 10-то число на месеца, предхождащ месеца на доставка, ЕСО ЕАД определя разполагаемостта за участие в първично и вторично регулиране на термичните централи за следващия месец.

Производителите са задължени да разпределят определената разполагаемост от ЕСО ЕАД по агрегати, планирани да бъдат в работа, в деня Д, и информират ЕСО ЕАД в деня Д-1. Производителите нямат право да продават електрическа енергия на пазара над определената разполагаемост за ЕСО ЕАД.

Брутното диспечирание и управление на ЕЕС изисква доставчиците на балансираща енергия да изпращат брутни и нетни графици за всеки отделен агрегат.

Определената разполагаемост за оператора се отчита в процеса на валидиране на графиците.

Разполагаемостта за участие в първично и вторично регулиране се заплаща от ЕСО ЕАД на база одобрени разходи за допълнителни услуги от ВР.

➤ Договаряне и предоставяне на регулираща енергия

Доставчиците на балансираща енергия предоставят на ЕСО ЕАД цени за регулиране нагоре и цени за регулиране надолу до 15-то число на месеца, предхождащ доставката.

Доставчиците на балансираща енергия изпращат предложения и заявки за участие в третично регулиране (еднокомпонентна цена) всеки ден между 15.30 ч. и 16.00 ч., но само за обекти, които не участват в първично и вторично регулиране.

ЕСО ЕАД заплаща предоставената регулираща енергия за балансиране на ЕЕС от доставчиците на балансираща енергия по оферирана цена (price as bid).

➤ Сетълмент

Периодът на сетълмент за доставка на регулираща енергия е един час.

Периодът на сетълмент на небалансите на търговските участници е един час.

➤ Доставка на регулираща енергия

ЕСО ЕАД публикува на интернет страницата си цените за регулиране нагоре и надолу от балансиращи източници от първично и вторично регулиране и от активиран студен резерв.

Борсов пазар на електрическа енергия

В следствие на 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. През 2014 г., 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. Съгласно последните изменения на Правилата 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 Република България. В резултат на горното, КЕВР издаде на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД лицензия № Л-422-11 от 31.03.2014 г. за дейността „организиране на борсов пазар на електрическа енергия“ за срок от 10 (десет) години.

„Българска независима енергийна борса“ ЕАД има предмет на дейност: организиране на борсов пазар за търговия в областта на енергетиката и свързаните с енергопотреблението продукти като електричество, природен газ, въглища, емисии и зелени сертификати, като система за търговия, която среща или съдейства за срещането на интересите за покупка и продажба на допуснати до търговия на регулирания пазар на множество трети страни, в рамките на системата и въз основа на правила, като резултатът е сключване на сделки с тези инструменти.

Съгласно ПТЕЕ, участници на борсовия пазар на електрическа енергия могат да бъдат:

- Производители на електрическа енергия, получили право на достъп до съответната мрежа и регистрирани на пазара на електрическа енергия.
- Търговци на електрическа енергия, регистрирани на пазара на електрическа енергия.
- Крайни клиенти, преки членове на балансираща група.

Дейността на обхваща всички основни дейности характерни за подобна компания, като е структурирана да позволява хоризонтално интегриране на допълнителни отдели по видове дейности (пазарни сегменти), като освен „пазар ден напред“ (Day Ahead Market) могат да се добавят и сегментите - търговия в рамките на деня (Intraday market), търговия с фючърси с физическа доставка (Physical Futures) по примера на унгарската електроенергийна борса (HUPX), платформа осъществяваща централизирано администриране на двустранните договори (Continuous trading) по примера на румънския пазарен оператор (OPCOM) и др.

Създаването на независим пазар дава възможността за въвеждане на нови инструменти за търговия (деривати, опции, фючърси, срочни сделки, регулярни аукциони касаещи дългосрочни споразумения между участниците). Освен това, създаването на интегрирана платформа за търговия (търговия с електрическа енергия, газ, въглища, емисии, зелени сертификати) ще улесни достъпа на максимален брой инвеститори, което неминуемо ще доведе до по-висока ликвидност и достигане до справедливи стойности на търгуваните инструменти

Борсовият пазар за електрическа енергия дава възможност на всички, регистрирани на този пазарен сегмент търговски участници да коригират прогнозното си търсене или предлагане във време близко до времето на доставка и така да намалят финансовия риск.

Наличието на борса ще подобри прозрачността на пазара и ще доведе до обединяване със съседните пазари.

Показатели за пазара на едро

България разполага с разнообразен електропроизводствен микс, включващ ядрени, термични и централи, използващи възобновяеми източници (водни, вятърни, слънчеви централи и електроцентрали на биомаса).

Общата инсталирана мощност на всички типове електропроизводство в електроенергийната система на България за 2014 г. се оценява на 13 563 MW.

Разполагаемата производствена мощност (без производители от ВИ) към годишния максимум е в размер на 10 085 MW, като производителите от ВИ се изключват от разполагаемата производствена мощност, тъй като това са централи чието производство е трудно прогнозируемо и диспечерируемо. Абсолютният максимален годишен товар е 7106 MW, реализиран на 31 декември в 19:00 часа. Спрямо съответния товар за 2013 г. той е по-висок с 6,5 %. Абсолютният минимален товар е реализиран на 22 юни (неделя) в 06:00 часа – 2 656 MW. В сравнение с 2013 г. този характерен товар е нараснал с 20,18 %.

Разпределението на инсталираната мощност по типове централи и по обобщени типове централи е показано на фигура 1.

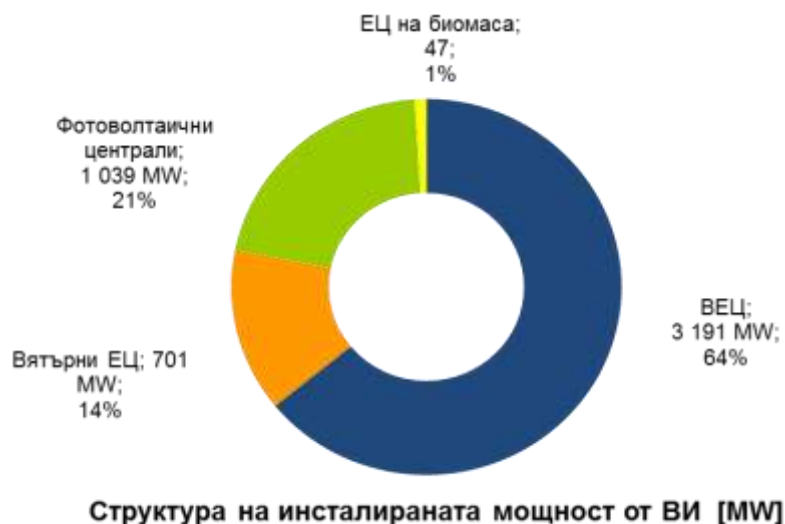


Фиг. 1 - Процентно разпределение на инсталираната мощност по типове централи по данни на ЕСО ЕАД

От представената в графичен вид фигура 1 е видно, че най-голям дял представляват конвенционалните термични централи - 48,55 %. Инсталираната мощност на всички възобновяеми енергийни източници - вода, вятър, слънце и биомаса съставлява 36,7 %.

Общата инсталирана мощност на вятърна енергия в страната през 2014 г. възлиза на 701 MW при годишно производство около 1 330 680 MWh. През 2014 г. инсталираната мощност на фотоволтаици (PV) възлиза на около 1 039 MW при производство 1 254 849 MWh. През 2014 г. инсталираната мощност на електрически централи работещи с биомаса възлиза на около 47 MW при производство 135 899 MWh.

Структурата на инсталираните мощности от ВИ е представена по-долу на фигура



Фиг. 2 - Процентно разпределение на инсталираната мощност по типове централи по данни на ЕСО ЕАД

Годишното брутно производство на страната през отчетния период – 2014 г. е в размер на 47 408 114 MWh, което е увеличение на брутното производство спрямо 2013 г. с 8,61%, като неговото разпределение по аналогичен начин е показано съответно в фигура 3.



Фиг. 3 - Процентно разпределение на общото годишно производство по типове централи по данни на ЕСО ЕАД

В структурата на производство на електрическа енергия доминират топлоелектрическите централи, използващи въглища и участват с 51%, следвани от ядрената централа АЕЦ „Козлодуй“, която участва с 33%. Основен дял в структурата на вложените горива за производство на електрическа енергия имат местните въглища и ядреното гориво. Делът на вложените местни енергоносители за производството на електрическа енергия през 2014 г. е 91%, а на вносните 9% (ядрената енергия е

отчетена като местен енергоносител). Участието на всички ВИ в структурата на производство на електрическа енергия е 17,3 %.

Брутното вътрешно електропотребление през 2014 г. е в размер на 37,9 ТВтч, което е увеличение с 1,0% спрямо 2013 г. Производството на електрическа енергия от ВИ покрива 18,9% от брутното вътрешно потребление на електрическа енергия в страната през 2014 г.

През 2014 г. растежът на производството на енергията от възобновяеми източници се е запазил, като според данни на ЕСО ЕАД за произведената електрическа енергия от възобновяеми източници е в размер 7 886 259 MWh, което е с 15,55 % повече в сравнение с произведената електрическа енергия през 2013 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%.

Значителният ръст през 2014 г. на централите, произвеждащи електрическа енергия от възобновяеми енергийни източници 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.

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.

В представения 10 – годишен план за развитие на електроенергийната система на Република България е посочено, че на периода 2015-2024 г. са планирани за изграждане общо 2 212 MW нови мощности, от които 1 489 MW ВИ. С ускореното навлизане на ВИ и липса на промишлен товар в страната, необходимостта от принудително ограничаване работната мощност на АЕЦ през определени периоди в годината ще се увеличава. За управление на ЕЕС в реално време, изпълнение на графици за междусистемни обмени и поддържане сигурността, в съответствие с изискванията на ENTSO-E (в условия на намалено производство от конвенционални електроцентрали и повишено производство от ВИ), е необходимо повишаване на регулиращите възможности на ПАВЕЦ „Чаира“, чрез завършване изграждането на язовир „Яденица“ и рехабилитиране на ПАВЕЦ „Чаира“, ПАВЕЦ „Белмекен“, ВЕЦ „Сестримо“ и ВЕЦ „Момина клисура“. „Яденица“ е със статут на Проект от общ интерес за енергийната инфраструктура на Европейският съюз.

През 2014 г. негативно влияние върху управлението на ЕЕС оказва и общо намаленото потребление на електрическа енергия в страната. 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.

В тази връзка, пазарът на едро на електрическа енергия в България и през 2014 г. 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 и „Ей и Ес 3С 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. 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 снабдителите 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.

Независимо от тежката пазарна ситуация през 2014 г. търговският износ на електрическа енергия през 2014 г. е 9 501 993 MWh което е с 53,28% повече в сравнение с 2013 г. и представлява 20% от брутното производство. Делът на свободно договорените количества електрическа енергия, включително и износа, се равняват на 43,4%. Количествата електрическа енергия в страната за 2014 г. са 31 655 165 MWh, което представлява увеличение с 5,11% в сравнение с предходната година.

Развитието на производството, потреблението и износьт на електрическа енергия е обобщено и представено в таблицата по-долу:

Показател	Година		
	2012	2013	2014
Брутно производство от ЕЦ към ЕПМ, MWh	45 230 601	41 072 730	44 559 309
Потребление и собствени нужди от ЕЦ, MWh	4 693 527	4 306 159	4 718 268
Постъпила в ЕПМ енергия от ЕЦ, MWh	40 537 074	36 766 571	39 841 041
Физически внос	2 352 570	3 350 387	4 319 338
Общо постъпила енергия в ЕПМ, MWh	42 889 644	40 116 958	44 160 379
Загуби в ЕПМ, MWh	915 823	884 604	953 325
Изкарана електроенергия от ЕПМ, MWh	41 973 821	39 232 354	43 207 054
Потребление за помпи, MWh	1 103 094	1 057 064	813 789
Физически износ, MWh	10 660 167	9 530 934	13 774 537
Потребление от ЕПМ, MWh	30 210 560	28 644 357	28 618 728

Таблица 2: 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

Броят на клиентите, присъединени на мрежа средно и ниско напрежение, които са сменили доставчика на електроенергия през 2014 г. нараства значително и са общо 3 528 клиенти, като най-голяма динамика има при крайните клиенти присъединени на мрежа ниско напрежение. Броят на клиентите, присъединени на мрежа високо напрежение, които са сменили доставчика на електроенергия през 2014 г. е 22 клиенти.



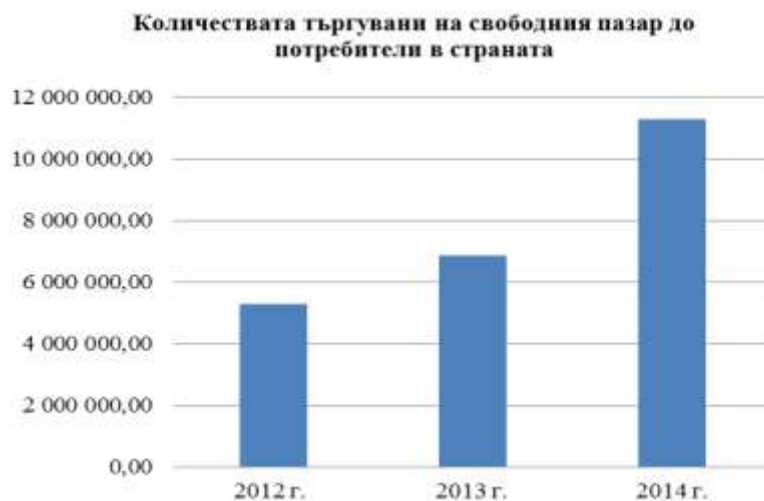
Фиг. 4 - Динамика в процеса на смяна на доставчика на електрическа енергия

Участниците с реални сделки на пазара към месец декември 2014 г. са общо 4 944, от които 10 производители, 4867 потребители и 67 търговци на електрическа енергия. Към м. декември 2014 г. са регистрирани 20 стандартни балансиращи групи, 13 специални и 4 комбинирани балансиращи групи.

За 2014 г. регулаторът е лицензирал 11 нови дружества за дейността „търговия с електрическа енергия“, с което общият брой на лицензираните търговци е 126. Общият пазарен дял по отношение на количествата на новите доставчици, регистрирани на пазара през 2014 г. е 0,5%

През 2014 г. продажбите на производителите по почасови графици са: „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД - 12 273 824,93 MWh, „ТЕЦ Марица Изток 2“ ЕАД - 7 092 833, 28 MWh, „ТЕЦ Бобов дол“ ЕАД - 1 570 627,51, „ТЕЦ Варна“ ЕАД - 661 535,65 MWh и „ТЕЦ Марица 3“ АД - 327 619,99 MWh. Най-големи продажби към крайни клиенти, в стандартните балансиращи групи са регистрирани от следните координатори: „ЧЕЗ Трейд България“ ЕАД -18.2% от общите продажби, „ЕВН Трейдинг Саут Ййст Юрп“ ЕАД - 14,62% от общите продажби и „Енергийна Финансова Група“ АД -11,1 % от общите продажби.

През 2014 г. количествата търгувани на свободния пазар до потребители в страната са 11 291 383 MWh, спрямо 6 871 571 MWh, през 2013 г. или увеличението е с 64,32%. Количества за износ са 9 501 994 MWh. Общото количество търгувано от производители по свободно договори цени е 20 793 377 MWh. Най-голям относителен дял от реализираните количества на свободния пазар предоставят АЕЦ „Козлодуй“ – 43% , ТЕЦ „Марица Изток 2“ – 31% и НЕК ЕАД - 12%.



Фиг. 5 - Количествата търгувани на свободния пазар до потребители в страната

С оглед гореизложеното, може да се отбележи, че България е нетен износител на електрическа енергия и в тази връзка пазарът на електрическа енергия в

България се характеризира като национален и същевременно е добре интегриран със съседните страни. 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

България страни главно през зимния период.

Търговията с електрическа енергия със съседните страни е в съответствие с действащите европейски правила и с двустранните споразумения и Тържни правила за трансграничен обмен и търговия с електрическа енергия. Последното се отнася включително и за съгласуването на междусистемните преносни капацитети между българския оператор на преносната мрежа и операторите на съседните преносни системи.

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

Мониторинг на нивата на цените, нивото на прозрачност, степента и ефективността на отваряне на пазара и конкуренцията

Мониторинг на пазара

Правомощията на КЕВР по отношение на регулирането на дейностите в сектор електроенергетика са регламентирани основно в чл. 21 от ЗЕ. По-важните от тях, които касаят мониторинга на пазара, включват:

- наблюдаване прилагането на всички мерки, приети за изпълнение на задълженията за услуги от обществен интерес, включително за защита на ползвателите на енергийни услуги и за опазване на околната среда, и за възможния им ефект върху вътрешната и международната конкуренция;

- наблюдаване и контролиране изпълнението на задълженията за прозрачност от енергийните предприятия при определянето на цените, счетоводната отчетност и работата с потребителите на енергийни услуги;

- наблюдаване 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;

- извършване на контрол по преминаването от пазар по регулирани цени към организиран пазар по свободно договорени цени в съответствие с правилата за търговия с електрическа енергия;

- наблюдаване на оповестяването и справедливото разпределение на наличния капацитет на мрежите между всички ползватели;

Правомощията на КЕВР, свързани с процеса по мониторинг, са дефинирани и изброени в глава единадесета - „Мониторинг на пазара на електрическа енергия“ от ПТЕЕ и включват:

1. Цел на мониторинга на пазара;
2. Информация, предоставяна на комисията от търговските участници;
3. Информация, предоставена от оператора на електроенергийната система ;
4. Анализ и оценка на ефективността на електроенергийния пазар;
5. Резултати от мониторинга на пазара;

Прозрачност на пазара

През месец юни 2014 г. в Любляна беше подписан Меморандум за разбирателство между ACPE и националните регулаторни органи относно споделянето на информация според член 10(1) от Регламент (ЕС) № 1227/2011 (REMIT) и Споразумение за нивото на услугите в Централизирания европейски регистър на участниците на пазара (CEREMP). КЕВР също подписа Меморандума и Споразумението, които станаха анекс към Многостранния Меморандум за разбирателство.

Също така, във връзка с чл. 9, ал. 2 от Регламент (ЕО) № 1227/2011, КЕВР въведе национален регистър на пазарните участници в определена от ACER форма. Регистърът дава на всеки участник на пазара единен идентификатор и съдържа достатъчно информация, за да идентифицира участника на пазара, включително съответните подробности, свързани с идентификационния номер по ДДС, седалището, лицето отговорно за неговите оперативни и търговски решения. Регистрацията на участниците на пазара чрез КЕВР се извършва чрез приложението Централен европейски регистър на участниците на енергийния пазар (Centralised European Register of Energy Market Participants, CEREMP), създадено от ACPE. Необходимата информация за регистрация е определена с решение на ACPE № 01/2012. Регистрацията на участниците на пазара чрез КЕВР в CEREMP е открита през март 2015 г., като е установен достъп до Централизирания европейски регистър CEREMP, разработен от ACPE. Национална регистрация на пазарните участници в България се извършва чрез приложението CEREMP, създадено от ACPE (<http://www.dker.bg/newsbg.php?p=2655>). Към момента в националния регистър има успешно регистрирани 15 пазарни участника в CEREMP системата и всичките имат получен ACPE код. Потребителите на акаунти са приблизително 20.

Наблюдение на пазара

Голяма част от изискваната информация от ACER е централно налична в оператора на преносната мрежа и борсата. Операторът на преносната мрежа следва да бъде в състояние да предостави всички основни данни, свързани с мониторинга на пазара.

За осъществяване на предвидените в лицензиите задължения, БНЕБ и ЕСО ЕАД заедно с КЕВР през 2014 г. активно участваха в подготвянето за изпълнение на отделните задължения за наблюдение и надзор на пазара. БНЕБ и ЕСО ЕАД са задължени да докладват на КЕВР, най-малкото в случай на подозрително поведение на пазарните участници, проблеми на пазара, инциденти или за разрешаване на спорове. През 2015 г. се очаква КЕВР да одобри Кодекса за поведение на борсата, както и Споразуменията с участниците в съответствие с член 3, 4 и 5 на REMIT.

3.2.2. Пазар на дребно

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 КЕВР, а останалата част се търгува на либерализирания пазар, по свободно договорени цени, между участниците в пазара. Съгласно ЗЕ участници в сделки на либерализирания пазар на електрическа енергия са производителите, търговците на електрическа енергия доставчиците от последна инстанция, операторът на борсовия пазар на електрическа енергия и крайните клиенти.

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

КЕВР поддържа на интернет страницата си списък на всички лицензирани търговци на електрическа енергия и техните адреси за кореспонденция.

От 1 юли 2007 г. българският пазар на електрическа енергия е напълно либерализиран, което означава, че всеки потребител има законово право на избор на доставчик и на свободен и равнопоставен достъп до мрежата за пренос на електрическа

енергия до мястото на потребление. Въведен е пазарен модел, основан на регулиран достъп на трета страна до мрежата, при който сделките се осъществяват чрез директни двустранни договори между производители или търговци потребители, като недостигащите количества се купуват, а излишъците по двустранни договори се продават на балансиращия пазар. В преходния период на поетапна либерализация, паралелно със свободния сегмент, където цените се договарят свободно между страните по сделките, които подлежат на балансиране, продължава да съществува и сегмент, на който сделките с електрическа енергия се осъществяват по регулирани от КЕВР цени.

Към сегмента „пазар на дребно“ с електрическа енергия през 2014 г. се включва доставката на електрическа енергия на крайни клиенти, присъединени към електропреносната и електроразпределителните мрежи.

През 2014 г. част от клиенти се снабдяват по регулирани цени, като на този етап броят на клиентите, присъединени към електроразпределителна мрежа на ниво ниско напрежение, които са сменили доставчика на електрическа енергия през 2014 г. нараства значително и има най-голяма динамика. Разширяването на пазара на електрическа енергия по свободно договорени цени в сектора на малките стопански клиенти е в съответствие с изискванията на ЗЕ и Директива 2009/72/ЕО.

Съгласно ЗЕ крайните снабдители доставят 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.

В изпълнение на ЗЕ и Наредба №1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия, с решение на регулатора се утвърждават следните цени:

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

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

Регулираните от КЕВР 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 Комисията необходими приходи за поддръжка и експлоатация на съответната електроразпределителна мрежа.

Основните групи потребители, присъединени към електроразпределителните мрежи, участващи на регулиран пазар през 2014 г. са битови и небитови клиенти присъединени на ниво ниско напрежение.

Крайните цени, които заплащат клиентите 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 средно напрежение и ниско напрежение.

През 2014 г. продължава действието и изпълнението на дългосрочните договори, подписани между обществения доставчик НЕК ЕАД и Ей И Ес-ЗС Марица Изток I“ ЕООД и „Контур Глобал Марица Изток 3“ ЕООД.

За осигуряване на потреблението на клиентите на регулирания пазар, КЕВР определя разполагаемостта за производство на електрическа енергия на производителите, от които общественият доставчик да изкупува електрическа енергия, както и количеството електрическа енергия, в съответствие с които общественият доставчик да сключва сделки с крайните снабдители. Изкупуваните по регулирани цени количества електрическа енергия от производителите, в рамките на определена от регулатора разполагаемост за всеки производител, се определят на основата на

принципите за равнопоставеност и прозрачност съгласно методика, приета от регулатора.

Регулираната цена на електрическата енергия се образува като микс от цените на производителите на електрическа енергия от различни първични енергоизточници (ядрено гориво, въглища, ВИ и високоефективно комбинирано производство, ВЕКП). Електрическата енергия, произвеждана от ВИ и от ВЕКП се изкупува от Обществения доставчик по силата на дългосрочни договори и по преференциални цени, които са значително по-високи от пазарните нива.

Разходите, свързани със законови и договорни задължения за изкупуване на електрическа енергия се класифицират като „задължение към обществото” и чл. 35 от ЗЕ 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.

И през 2014 г. продължава силното изкривяване на пазара, като към момента цената, на която НЕК ЕАД продава електроенергия на крайните снабдителите е 125,43 лв./MWh, а електрическата енергия, търгувана на свободния пазар се реализира при цени от 75-80 лв./MWh.

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

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 в краткосрочен план (3-9 месеца). В цитирания документ на ЕК се отбелязва още, че сключените дългосрочните договори за изкупуване на електрическа енергия на НЕК ЕАД с двете топлоелектрически централи, на принципа „взимай или плащай“ задължават НЕК ЕАД да плаща за целия капацитет на централите независимо дали посочената мощност се диспечира. Преразглеждането на дългосрочните договори за изкупуване на електрическа енергия, 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 оглед изискванията на Директива 2009/72/ЕО КЕВР е извършила анализ на дългосрочните договори за изкупуване на електрическа енергия, 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 дългосрочните договори за изкупуване на електрическа енергия са нова и неправомерна държавна помощ за производителите по тях и като такава са несъвместими с вътрешния пазар. В тази връзка КЕВР 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, КЕВР е извършила анализ на съществуващите схеми за подпомагане на производителите на електрическа енергия от ВИ, въз основа на който е установила, че регламентирания в Закона за енергията от възобновяеми източници схеми водят до прекомерно подпомагане, което създава условия за неспазване на правото на Европейския съюз. В тази връзка КЕВР 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.

С оглед гореизложеното, към месец март 2014 г. Комисията е взела решение на основание чл. 21, ал. 1, т. 6 от ЗЕ, да изиска НЕК ЕАД и страните по сключените с него договори за дългосрочно изкупуване на електрическа енергия - „Контур Глобал Марица изток 3“ АД и „Ей и Ес 3С Марица изток 1“ ЕООД, да започнат преговори за изменение на Споразумението за изкупуване на електроенергия, сключено на 13 юни 2001 г., съответно на Споразумението за закупуване на енергия, сключено на 13 юни 2001 г., при следните минимални параметри: намаляване на пълната цена на енергията от ТЕЦ „АЕС – 3С Марица Изток 1“ с 30% и предвиждане енергията от един блок на централата да се продава на свободния пазар, съответно намаляване на пълната цена на енергията от ТЕЦ „Контур Глобал Марица Изток 3“ с 20% и предвиждане енергията от два блока на централата да се продава на свободния пазар.

Стандартизирани товари профили

Съгласно изискванията на третия либерализационен енергиен пакет на Европейския съюз и българското законодателство, през 2015 г. пазарът на електрическа енергия трябва да бъде либерализиран и постепенно интегриран с тези в другите страни членки на ЕС. Това означава, че всички клиенти, в това число битовите и малките стопански клиенти, присъединени на ниво ниско напрежение, да имат възможност да купуват електрическата енергия по свободно договорени цени от доставчици в целия Европейски съюз. Целта е, ефективната конкуренция да предложи на потребителите възможности за намаляване на цената.

В действащите ПТЕЕ се предвижда наличие на „единен за страната списък със стандартизирани товари профили, предложен от разпределителните предприятия“ (чл. 61, ал. 1, т. 4 от ПТЕЕ), както и „одобрен стандартен товаров профил за един или група потребители“ (чл. 160 от ПТЕЕ) с цел осигуряване на възможност клиенти с обекти без инсталирани електромери за почасово отчитане на електрическа енергия да се възползват от правото си на избор на доставчик на електроенергия (чл. 59, ал. 2, т. 4 и в чл. 86, ал. 2 от ПТЕЕ), както и динамично изменящата се нормативната уредба в

областта на енергетиката, не дават яснота кой изготвя и одобрява този „единен за страната списък със стандартизирани товари профили“ (СТП) и как точно следва да се прилагат.

През 2014 г., КЕВР е изисквала от електроразпределителните дружества да представят разработените товари профили. След направения анализ на предоставената информация е установено, че дружествата не са разработили достатъчно на брой типа СТП, приложими към конкретни крайни клиенти, с оглед на тяхното поведение и променливите величини като разграничение между клиенти от жилищния сектор и клиенти извън жилищния сектор, използван вид отопление, сезонно използване и сезонни колебания, тип на дейност при стопанските потребители, географско местоположение и др. Към момента електроразпределителните дружества все още са в процес на събиране, анализиране и обработване на генерираната от почасовите измервания база данни, както и сегментация на вида и броя на клиентските групи. Добрите практики показват, че тези изследвания трябва да имат продължителност от минимум една година, за да са представителни и на тяхна база да се разработят устойчиви СТП, като очакванията са във възможно най-кратки срокове операторите на разпределителните мрежи да предложат в Комисията единен за страната списък със стандартизирани товари профили.

От предоставената информация от дружествата, СТП могат да се обобщят, както следва:

	„ЧЕЗ Разпределение България” АД	„ЕВН България” ЕАД	„Енерго Про – Мрежи” ЕАД
	Битови клиенти	Битови клиенти	Битови клиенти
	Небитови клиенти	Небитови клиенти на НН с преобладаващо потребление в периода 08.00-18,00 ч	Небитови клиенти
	Улично осветление	Небитови клиенти на НН с преобладаващо нощно потребление	-
	-	Улично осветление	-
	-	Бизнес общ	-

С въвеждането на стандартизираните товари профили и в процеса на пълно отваряне на пазара на електрическа енергия за битови и малки стопански клиенти, възниква проблем свързан с покупката на електрическа енергия по преференциални цени, като през 2014 г. в България се прилага модела на единствен купувач (НЕК ЕАД), който има задължение за изкупуване на електрическа енергия по преференциални цени от възобновяеми източници, високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия и от централите с дългосрочни договори, реализирайки продажба на електрическата енергия на регулирания пазар.

При пълната либерализация на пазара на дребно, има заплахата, която се изразява в това, големи количества енергия, които би следвало да бъдат предоставени на регулирания пазар от страна на НЕК ЕАД, да бъдат ограничени в това да се реализират до потребителите на свободния пазар, въпреки че за НЕК ЕАД остава задължението да изкупува цялото количество електрическа енергия съгласно сключените договори описани по-горе на непазарни цени.

На този етап на отваряне на пазара на електрическа енергия в страната крайните снабдителни доставят по регулирани цени електрическа енергия на защитени потребители, въз основа на публично известни „Общи условия за снабдяване с електрическа енергия”, които се разработват и предлагат от електроснабдителните дружества и се одобряват от регулатора.

Контрол на равнището на цените, нивото на прозрачност, степента и ефективността на отваряне на пазара и конкуренцията

Във връзка с правомощието на КЕВР 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 КЕВР 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. За постигане на тези цели КЕВР има правото да сезира Комисията за защита на конкуренцията, 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 уредено друго важно правомощие на КЕВР - 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, КЕВР 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, КЕВР има правото да изиска становището на КЗК за конкретния случай преди да вземе решение или да даде разрешение.

Съгласно ЗЕ 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.

КЕВР 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 КЕВР 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 КЕВР е в тясно сътрудничество с Комисията за защита на потребителите, както и с редица други неправителствени организации за защита на потребителите.

Контрол за спазване на условията на издадените лицензии на дружествата, предоставящи услуги от обществен интерес

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

1. На основание Решение № ПАМ – 5 от 20.12.2013 г. на КЕВР през 2014 г. са извършени регулаторни одити на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и „Енерго-Про Мрежи“ АД. Обхватът на регулаторните одити включва проверка на цялостната лицензионна дейност на дружествата, съгласно издадените им от КЕВР лицензии за дейността „разпределение на електрическа енергия“, за периода от 01.07.2008 г. до 30.11.2013 г., включително анализ и оценка на всички разходи, свързани с осъществяване на лицензионната дейност.

Резултатите от извършения цялостен одит констатираха нарушения на издадените на енергийните дружества лицензии за дейността „разпределение на електрическа енергия“.

Във връзка с констатираните нарушения от контролния орган са съставени и връчени на дружествата Актове за установяване на административни нарушения, както следва:

- „ЧЕЗ Разпределение България“ АД – 981 бр.;
- „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД – 359 бр.;
- „Енерго-Про Мрежи“ АД – 450 бр.

2. 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. КЕВР 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 КЕВР е сезирана с жалби от обществения доставчик - НЕК 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 лицензии, 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 основание за откриване на процедурите по отнемане на лицензиите за „обществено снабдяване с електрическа енергия“.

Към момента КЕВР 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 лицензии за извършване на дейността „обществено снабдяване с електрическа енергия“.

3. През 2014 г. е извършена и проверка на „ЕРП Златни пясъци“ АД за спазване условията на издадената лицензия за „разпределение на електрическа енергия“.

През 2014 г. контролните органи на КЕВР са извършили 45 проверки на място и по документи във връзка с постъпили сигнали и жалби от производители и потребители срещу енергийните дружества, като част от проверките са извършени след самосезиране от страна на комисията и са групирани, както следва:

- Проверки по жалби срещу енергийните дружества относно заплащане на цена за достъп – 2 бр.

- Проверки по жалби срещу енергийните дружества относно присъединяване на потребители и производители към преносната и електроразпределителните мрежи – 9 бр.

- Проверки по жалби срещу енергийните дружества относно качеството на предоставяната на потребителите електрическа енергия – 15 бр.

- Проверки по жалби относно изкупуване на енергийни съоръжения – 1 бр.

- Проверки по жалби относно неправилно начислени количества електрическа енергия – 2бр.

- Проверка по постъпили в КЕВР запитвания, сигнали и жалби, касаещи неясноти в издаваните фактури за консумирана електрическа енергия от битови потребители – 1бр.

- Проверки по жалби относно предоставяне на достъп до енергийни обекти – 3 бр.

- Проверка на електроразпределителните дружества и НЕК ЕАД относно присъединяване на производители на електрическа енергия от ВИ към електроразпределителната и електропреносната мрежи – 4 бр.

- Проверка на цялостната дейност на ЕСО ЕАД във връзка с организацията на балансиращия пазар – 1 бр.

- Проверка на НЕК ЕАД относно дейността „търговия с електрическа енергия” – 1бр.

- Проверка на НЕК ЕАД относно дейността „обществена доставка на електрическа енергия” – 1 бр.

- Проверка по жалби на производители на електрическа енергия от ВИ срещу „Енерго-Про Мрежи” АД, относно отказ за сключване на договор за изкупуване на електрическа енергия – 3бр.

- Проверка по искане на прокуратурата, относно наложените ограничения на производителите на електрическа енергия от ВИ – 1 бр.

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

Въвеждане на предпазни мерки по чл. 42 от Директива 2009/72/ЕО

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 ЗЕ 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 планове 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.

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 2014 г., главно от слънчева и вятърна енергия, възникват определени трудности при тяхното балансиране.

4. ПАЗАР НА ПРИРОДЕН ГАЗ

4.1. Регулиране на мрежите

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.

По отношение на газоразпределителните предприятия, в Република България не се прилагат параграфи 1, 2 и 3 на чл. 26 от Директива 2009/73/ЕО, 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.

При изпълнение на регулаторните си правомощия КЕВР 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.

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”.

Извършването на мониторинг на пазара на природен газ от КЕВР 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 Комисията 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 КЕВР утвърждава пределни цени за продажба на природен газ, като газоразпределителните компании имат правото да продават на крайни потребители на цени, по-ниски от утвърдените.

При регулирането на цените за разпределение и снабдяване с природен газ, КЕВР отчита особеностите на пазара, включително 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 КЕВР регулаторен механизъм осигурява балансирани 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 КЕВР

прилага метод на регулиране „горна граница на цени”. Нормата на възвръщаемост на капитала се утвърждава от КЕВР за всяко газоразпределително дружество.

4.1.1. Отделяне

„Булгаргаз” ЕАД и „Булгартрансгаз” ЕАД са част от „Български енергиен холдинг” ЕАД (БЕХ ЕАД). БЕХ ЕАД е създадено през септември 2008 г. със 100% държавно участие, като предмет на дейността му придобиване, управление, оценка и продажба на участия в търговски дружества, осъществяващи стопанска дейност в областите на производство, добив, пренос, транзитен пренос, съхранение, управление, разпределение, продажба и/или изкупуване на природен газ, електрическа енергия, топлоенергия, въглища, както и всички видове енергия и суровини за производство. 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 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 КЕВР 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.). КЕВР 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. През 2014 г. във връзка с постъпилото писмо от Европейската комисия КЕВР 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 формуляр на „Въпросник за Независим преносен оператор“, както и одобрения проект на решение.

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.

4.1.2. Техническа експлоатация

Предвид промените в ЗЕ 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, КЕВР приела следните наредби и правила:

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

2. Правила за предоставяне на достъп до газопреносните и/или газоразпределителните мрежи и за достъп до съоръженията за съхранение на природен газ, които 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; правилата 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.

3. Правила за управление и технически правила на газопреносните мрежи, които 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;

4. Правила за управление на газоразпределителните мрежи, които 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 газоразпределителната мрежа (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.

Технически условия за безопасна и надеждна експлоатация на газопреносните мрежи

Устройството и безопасната експлоатация на преносните газопроводи, на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ, а така също и Техническите правила и нормативи за проектиране, изграждане и ползване на обектите и съоръженията за пренос се регламентират от Наредба за устройството и безопасната експлоатация на преносните и разпределителни газопроводи, на съоръженията, инсталациите и уредите за природен газ (обн., ДВ, бр. 67 от 2.08.2004 г.) и Наредба № 6 от 25.11.2004 г. за технически правила и нормативи за проектиране, изграждане и ползване на обектите и съоръженията за пренос, съхранение, разпределение и доставка на природен газ (обн., ДВ, бр. 107 от 7.12.2004 г.).

Операторът е отговорен за сигурната, безопасна и ефективна работа на собствените газопреносни мрежи и техните съоръжения, както и за надеждния пренос на природен газ в съответствие с действащите наредби, технически норми и приложимите стандарти в тази област, а така също и с инструкциите предоставени от производителите на съответното оборудване.

За гарантиране сигурността и надеждността на функциониране на мрежите оператора на газопреносната мрежа извършва:

- **превантивни дейности по преносните газопроводи и газопроводните отклонения** са: проверки, огледи и обход на трасето на газопроводите и профилактика на линейни кранове, очистни съоръжения и арматура; непрекъснат мониторинг на електрохимична защита и обслужване и ремонт на катодните станции и съоръжения; профилактични почиствания на вътрешната повърхност на преносните газопроводи и газопроводни отклонения и провеждане на вътрешнотръбни инспекции за установяване техническото състояние на тръбите и оценка на пригодността им; изпълнение на ремонтни дейности, съгласно Програми за ремонт след вътрешнотръбни инспекции и оценка пригодността; Планови преизпитвания на якост и плътност;

- **дейности по компресорните станции** са: планово – предупредителни ремонти на основното технологично оборудване, проверки и настройки на агрегатните и общостанционни системи за автоматично управление, регулиране и защита; изпитания на якост и плътност обвързката и технологични съоръжения на площадките на компресорните станции и осигуряване херметичност на всички технологични и спомагателни системи; проверка и настройка на предпазната арматура на компресорните станции и пожарогасителни и пожароизвестителни системи;

- **дейности по газорегулиращи станции (ГРС), автоматични газорегулиращи станции (АГРС) и газоизмервателни станции (ГИС)** са: Обслужване и настройка на инсталациите за филтриране на природния газ, регулираща и предпазна арматура и профилактика на инсталациите за подгръвяване на природния газ; планови ремонти и дейности по поддръжката; преизпитване на якост и плътност на съдове, работещи под налягане;

Операторът на газопреносната мрежа поддържа резерв от агрегати и резервни части за тях на компресорните станции, за осигуряване на необходимата мощност за пренос, а така също поддържа запас от резервни части, ремонтни комплекти, кранове, консумативи и тръби.

Операторът поддържа необходимите количества собствен природен газ във всяка от мрежите за целите на осъществяване на пренос на газ за клиенти без да се нарушава надеждността при работата на технологичните инсталации. Обемът на този газ зависи от действителните експлоатационни параметри на газопреносните мрежи.

За целите на сигурността и непрекъсваемостта на преноса на газ, Операторът определя диапазон за максимално и минимално работно налягане в газопреносната мрежа.

Технически правила за експлоатация на мрежите при случаи на ограничаване или прекъсване на преноса на газ.

Операторът на газопреносната мрежа изготвя график на плановите ремонти и реконструкции на съоръженията на газопреносните мрежи. Графикът съдържа данни, относно вида на ремонтите, очакваната им продължителност, както и предполагаемите ограничения при преноса на газ.

След елиминиране на причините, довели до ограничения или прекъсване на преноса, Операторът възстановява преноса на газ през мрежите в договорените параметри.

Операторът на газопреносната мрежа разработва процедури, приложими при извънредни ситуации.

Операторът на газопреносната мрежа осигурява превантивни действия за аварии и аварийни ситуации, както следва:

Разработва и прилага аварийен план за провеждане на спасителни и неотложни аварийно-възстановителни работи при възникване на бедствия, аварии и катастрофи, които е съобразен с Плана за действие при извънредни ситуации, одобрен със Заповед от от Министъра на икономиката и енергетиката - компетентен орган съгласно Регламент (ЕС) № 994/2010 на ЕП и на Съвета.

Осигурява действаща постоянна комисия за предотвратяване и ликвидиране на последствията при бедствия, аварии и катастрофи за управление на защитните, спасителните и аварийни мероприятия при аварийни и бедствени ситуации.

В експлоатационните райони на оператора на газопреносната мрежа се осигуряват действащи аварийни групи за съвременна реакция при възникване на аварийна ситуация или авария и изпълнение на неотложните аварийно спасителни работи.

Организира денонощно дежурство на диспечери за управление на технологичния процес, поддържане на готовност за оповестяване при аварии и аварийни ситуации в главно диспечерско управление, районните диспечерски служби, Компресорните станции и подземно газохранилище.

При нарушаване на режимите на преносните мрежи в случаи на кризисни ситуации, Операторът действа съгласно План за действие при извънредни ситуации, съгласно Регламент (ЕС) № 994/2010 на Европейския парламент и на Съвета, като разработва и съгласува режимните схеми на работа на преносната мрежа, отчита и анализира всички входно изходни гранични условия (заявки, налягане, обеми и др.), състоянието на газопреносните мрежи (ефективни конфигурации), синоптичната прогноза, състоянието на съседни газопреносни системи, степента на инертност.

Редът за въвеждане на ограничителен режим, временно прекъсване или ограничаване на производството или снабдяването природен газ се определя с Наредба на Министъра на енергетиката.

4.1.3. Мрежови и LNG тарифи за присъединяване и достъп

В изпълнение на изискванията на чл. 41, § 6, (б) от Директива 2009/73/ЕО, с Решение № Р-119/26.08.2010 г. КЕВР 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 Регламент (ЕС) № 312/2014 на Комисията от 26 март 2014 година за установяване на Мрежов кодекс за балансиране на газопреносните мрежи. Изискванията за балансиране на газопреносни мрежи са включени в проекта на Правила за търговия с природен газ. През 2014 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, КЕВР прие следните подзаконови актове:

1. Методика за определяне цени за достъп и пренос на природен газ през газопреносните мрежи, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД

С тази методика се определят условията и редът за образуване на цените за достъп и пренос на природен газ през националната газопреносна мрежа и по газопреносната мрежа за транзитен пренос, собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД, включително:

- модел за определяне на цените по входни точки/зони и изходни точки/зони и по предоставяни услуги;
- определяне на тарифи и тарифни структури;
- начинът за образуване на цените при регулиране чрез метода „горна граница на приходи“;
- основните изисквания и елементи за образуване на цените;
- механизъм за разпределение на разходите (респ. на необходимите приходи) по входни точки/зони и изходни точки/зони и по предоставяни услуги;
- редът за образуване и изменение на цените.

Методиката се прилага по отношение образуване на цените за достъп и пренос на природен газ през всяка от газопреносните мрежи, собственост на оператора „Булгартрансгаз“ ЕАД или през преносна система.

Целта на методиката е да гарантира определянето на цени поотделно за входните точки и за изходните точки, както и за установените ценови зони при спазване на следните принципи:

- прозрачност при определяне на цените;
- прилагане на цените по недискриминационен начин за ползвателите на съответните мрежи;
- отчитане необходимостта от цялостност на мрежите и техните подобрения; 2/28
- отразяване на ефективните разходи, необходими за предоставяне на услуги по пренос на природен газ;
- включване на икономически обоснована възвръщаемост върху съществуващите активи и новите инвестиции.

Механизмът за разпределение на разходите (респективно на утвърдените необходими годишни приходи) по входни точки/зони и изходни точки/зони, осигурява формирането на недискриминационни цени, които отразяват разходите и подпомагат ефикасната търговия с природен газ и ефикасното използване на газопреносните мрежи, като същевременно предотвратяват кръстосаното субсидиране между ползватели на мрежите.

Цените за достъп и пренос на природен газ по газопреносни мрежи се образуват при спазване на принципите за ценово регулиране, регламентирани в ЗЕ.

2. Указания за образуване на цени за достъп и съхранение на природен газ в съоръжения за съхранение при прилагане на метод на регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“

С тези указания се определят начинът за образуването на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение при регулирането им от Комисията, съгласно ЗЕ и Наредба № 2 от 2013 г. за регулиране на цените на

природния газ (НРЦПГ, Обн. ДВ, бр. 33 от 2013 г.), както и видът, формата и съдържанието на информацията, необходима за целите на ценообразуването, която лицензираните дружества задължително представят при подаване на заявлението за цени.

Методът за ценово регулиране на цените за достъп и съхранение на природен газ в съоръженията за съхранение е „норма на възвръщаемост на капитала“ съгласно чл. 3, ал. 2, т. 1 от НРЦПГ, при който комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторния период.

Цените за достъп и съхранение в съоръженията за съхранение на природен газ се образуват въз основа на утвърдените от комисията необходими годишни приходи в съответствие с чл. 9 от НРЦПГ и утвърдените параметри за съхранение за съответния период.

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 „entry-exit“. 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 КЕВР ежегодно събира отчетни данни за 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 КЕВР осъществява сътрудничество по въпроси от трансграничен характер с регулаторните органи на други държави – членки на Европейския съюз и с АСРЕ, и да сключва споразумения за сътрудничество с национални регулаторни органи. За

Към момента няма претоварване на мрежата, нито на национално, нито на трансгранично ниво, тъй като преносната мрежа е с проектен капацитет 8 млрд. м³, а реалната годишна консумация не надвишава 40% от максимално допустимата проектна консумация. При разпределянето на наличните капацитети през 2014 г. е използван

метода „first come first served”. Съгласно 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 чл. 21, ал. 1, т. 31 на ЗЕ е транспонирано задължението на Регулатора по чл. 41, §1 г от Директивата, а именно да прилага и контролира изпълнението на правнообвързващи 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

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 КЕВР 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.

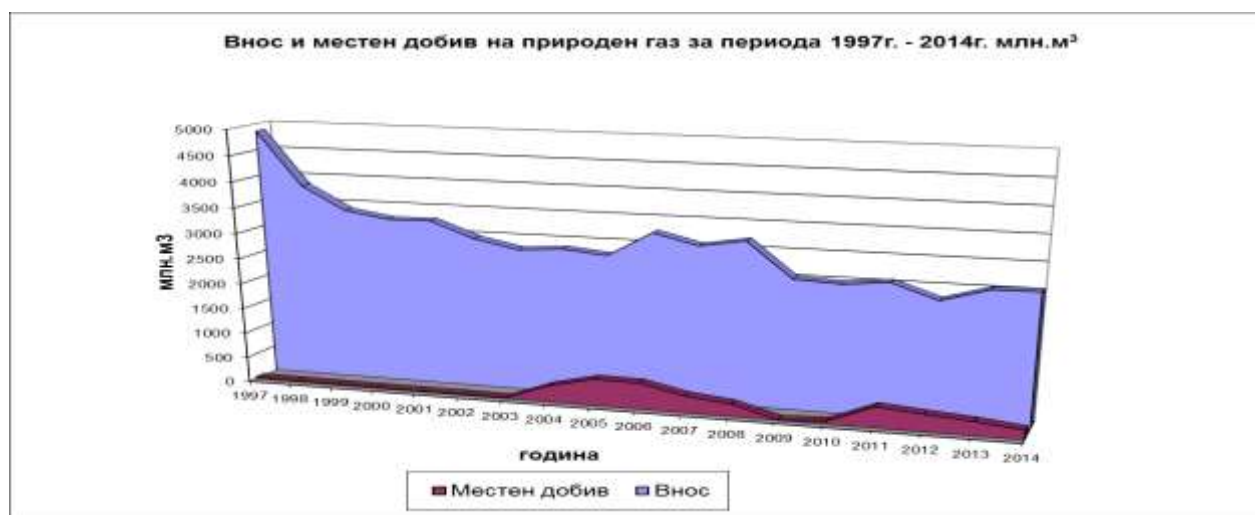
Съгласно действащата „Енергийна стратегия на България” и в съответствие с Директива 2009/73/ЕО и Регламент (ЕО) №715/2009/ЕО на Европейския парламент през 2014 г. газовият сектор в Република България се развива в посока либерализация на пазара. През 2014 г. доставките на природен газ за българския пазар са се осъществявали от няколко източника: ООО „Газпром Экспорт” (за обществения доставчик), „Овергаз Инк.” АД (внос) и „Петрокелтик“ ЕООД и „Проучване и добив на нефт и газ“ АД (местен добив).

Съгласно чл. 180, ал. 1 от Закона за енергетиката всеки клиент, присъединен към газопреносна или газоразпределителна мрежа, има право да избира доставчик на природен газ. От това право през 2014 г. са се възползвали трима стопански потребители и осем газоразпределителни дружества. От това право през отчетната година не са се възползвали битови потребители.

Тенденциите в развитието на пазара на природен газ в Република България са представени в таблиците и графиките по-долу:

Внос и местен добив на природен газ в млн. м³ за периода 1997 г. – 2014 г.

Година	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Внос	4856	3824	3381	3250	3260	2958	2788	2848	2768	3249	3048	3190	2521	2480	2563	2281	2535	2551
Местен добив	33	28	22	18	18	19	13	329	528	517	333	246	9	54	406	336	274	182
Общо:	4889	3852	3403	3268	3278	2977	2801	3177	3296	3766	3381	3436	2530	2534	2969	2617	2809	2733



Количеството реализиран природен газ през 2014 г. е 2 695 млн. м³, като по отделни отрасли структурата на консумация е следната:

- Енергетика – 949 млн. м³ (35%)
- Химическа индустрия – 800 млн. м³ (30%)
- Други индустрии – 497 млн. м³, (18%)
- Разпределителни дружества – 449 млн. м³, (17%).

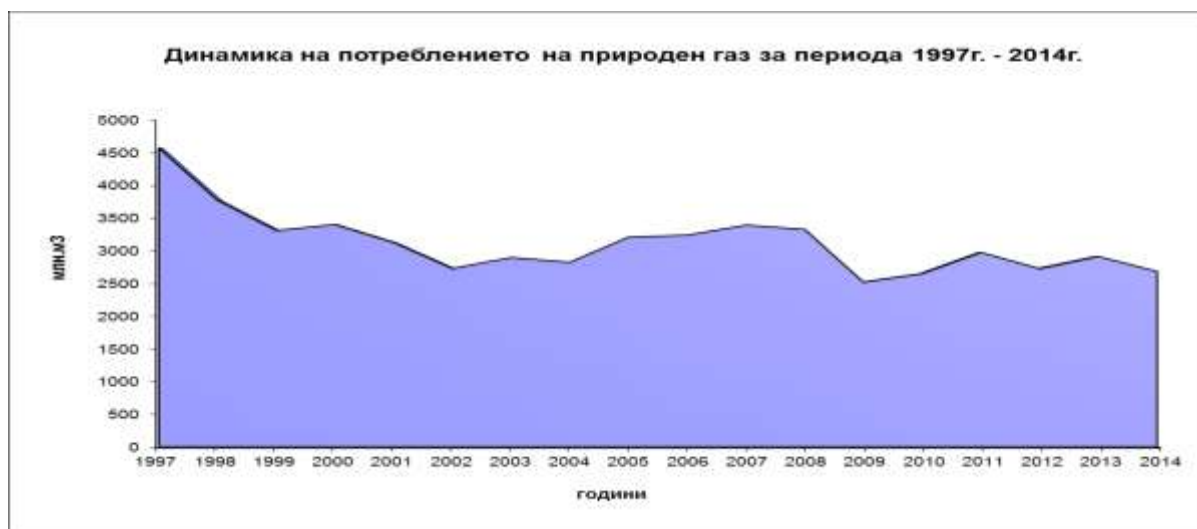
Структура на потреблението на природен газ по отрасли в млн. м³

Година	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Енергетика	1 524	1 379	1 336	1 167	1 136	1 076	1 135	1 021	1 081	1 019	996	979	970	1 003	1 047	1 038	987	949
Химия	1 730	1 297	996	1 345	1 214	886	865	982	1 158	1 150	1 113	1 073	627	743	914	743	782	800
Други индустрии	1 265	1 068	918	823	697	666	763	745	772	867	937	859	542	469	527	482	694	497
Разпределителни дружества	75	47	74	82	93	113	147	158	212	291	362	430	391	446	499	475	462	449
Общо	4 594	3 791	3 324	3 417	3 140	2 741	2 910	2 906	3 223	3 327	3 408	3 341	2 530	2 661	2 987	2 738	2 925	2 695



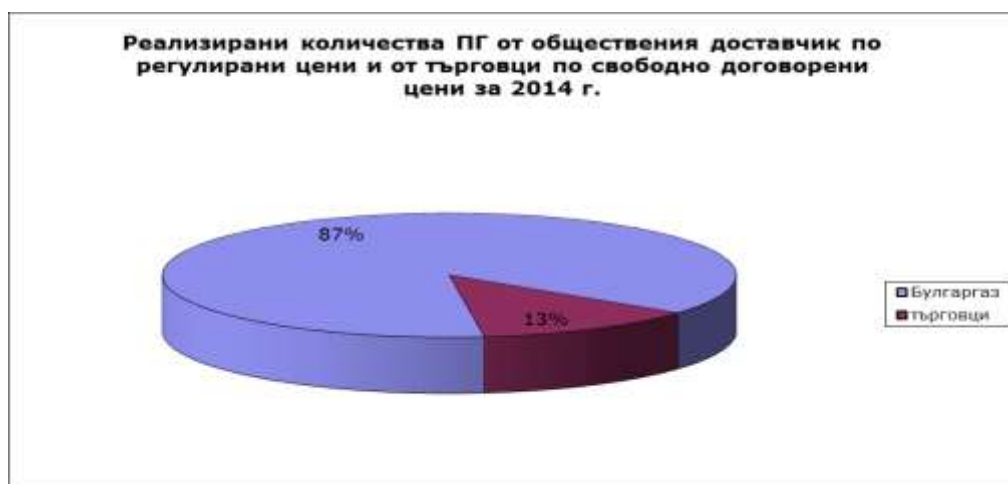
Динамика на потреблението на природен газ в България в млн. м. куб. за периода 1997 – 2014 г.

Година	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Консумация	4594	3791	3324	3417	3140	2741	2910	2836	3223	3253	3408	3341	2530	2661	2987	2738	2925	2695



През 2014 г. общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД е доставил 159 млн. м.³ природен газ на „Булгартрансгаз“ ЕАД, от които 19 млн. м.³ са били за собствени нужди на оператора на газопреносната мрежа и 140 млн. м.³ – за съхранение в подземно газово хранилище „Чирен“ в изпълнение на заповед на министъра на енергетиката по реда на чл. 70 от Закона за енергетиката във връзка с „План за действие при извънредни ситуации“, съгласно Регламент № 994/2010 на Европейския парламент и на съвета, които не са включени в горните графики за структурата и динамиката на потреблението.

На следващата графика е представено съотношението на продадените количества природен газ от обществения доставчик (на крайни клиенти и газоразпределителни дружества), по регулирани цени и от търговците на природен газ също на крайни клиенти и газоразпределителни дружества, но по свободно договорени цени.



Общественият доставчик „Булгаргаз“ ЕАД търгува на регулирани от КЕВР цени, като делът му в продажбите на природен газ за 2014 г. е 87%. Останалите 13% са реализирани от търговци.

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 договор с външен доставчик.

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. Природният газ за нуждите на българския пазар се осигурява предимно от Русия 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“.

Пренос на природен газ

Доставката на природен газ до потребители на територията на Република България се осъществява основно по националната газопреносна мрежа, представляваща сложно съоръжение, съставено от 1 700 km магистрални газопроводи и газопроводни отклонения високо налягане, три компресорни станции с обща инсталирана мощност от 49 MW, газорегулиращи станции, газоизмервателни станции, системи за електрохимична защита, комуникационна система, информационна система и др. съпътстващи съоръжения. Мрежата за пренос на природен газ притежава достатъчен капацитет за задоволяване на настоящето потребление на природен газ. Към момента се използва около 40% от максималния технически капацитет на системата. Природният газ, който се пренася националната газопреносна мрежа се осигурява от внос от Русия (приблизително 90%) и местен добив (приблизително 10%). В качеството си на оператор на газопреносни мрежи „Булгартрансгаз“ ЕАД чрез Главно диспечерско управление осигурява единно управление, надеждно функциониране и пренос на природен газ по газопреносната система и неговото отчитане при спазване на изискванията за качество. Дружеството извършва поддръжка на обектите и съоръженията на газопреносната система в съответствие с техническите изисквания и правилата за безопасност при работа, съблюдавайки европейските нормативи за опазване на околната среда и плановите за развитие на газопреносната система. Наблюдава се намаление с 1,80% на пренесените количества природен газ през 2014 г. спрямо пренесените количества през 2013 г. Намалението се дължи на заниженото потребление на природен газ основно през периода януари – март 2014 г. Най-малки количества природен газ са пренесени през м. август – 142,16 млн. м³, като са по-ниски от пренесените през същия месец на 2013 г. с 26,98%.

Транзитен пренос на природен газ

„Булгартрансгаз“ ЕАД извършва транзитен пренос на природен газ през територията на Република България за съседни държави - Турция, Гърция и Македония. Количествен и качествен анализ на входящите потоци природен газ по транзитното направление се извършва на газоизмервателни станции „Негру Вода“ 2 и 3. Предаването на природния газ по преносни направления се осъществява съответно на ГИС Малкочлар за Турция, ГИС Стримонохори за Гърция и ГИС Жидилово за Македония.

Договорът за транзитен пренос на природен газ в горепосочените направления е сключен през 1998 г. с ООО „Газпром экспорт“ като с Допълнение № 11 от 2006 г., срокът на действие е продължен до 2030 г. Транзитната такса е договорена в щатски долари за заявени за пренос 1 000 м³ природен газ на 100 km и отделно за пренесени 1

000 м³ природен газ на 100 км, като се актуализира ежегодно с отчетената инфлация в държавите от ЕС за предходната година.

Наблюдава се намаление на общите транзитирани количества през 2014 г. (14 816.152 млн.м³) спрямо тези за 2013 г. (15 807.078 млн.м³) с 990.93 млн.м³ или 6.27%, което се дължи основно на спада на пренесените количества в направление Гърция. В разпределението на транзитирания природен газ по направления се наблюдава увеличение на дела на транзитирания природен газ по направление Турция, като спрямо общите количества за 2013 г. делът му е 82.42%, а за 2014 г. нараства на 87.31%. Намаление бележи делът на транзитираните количества по другите две направления: в посока Гърция – 11.78% от общо транзитирания газ за 2014 г. при 16.57% за 2013 г. и в посока Македония – 0.91% от общо транзитирания газ за 2014 г. при 1.01% за 2013 г.

През 2014 г. фактически транзитираните количества природен газ за Турция са 12 936.24 млн. м³, представляващи 92.40% от договорения за същия период капацитет, възлизащ на 14 000 млн. м³. Фактически транзитираните количества по това направление бележат спад с 0.71% спрямо фактически транзитираните за същия период на 2013 г.

Фактически транзитираните количества за Гърция през 2014 г. са в размер на 1 745,09 млн. м³ или 58.17% от договорения за същия период капацитет, възлизащ на 3 000 млн. м³. Фактически транзитираните количества по това направление бележат спад с 33.39% спрямо тези за същия период на 2013 г.

Отчетените транзитирани количества за Македония са в размер на 134,83 млн. м³, което представлява едва 16.85% от договорения капацитет за периода, възлизащ на 800 млн. м³. Фактически транзитираните количества по това направление също бележат спад с 15.34 % спрямо тези през 2013 г.

Съхранение на природен газ

Дейността „съхранение на природен газ“ се извършва в единственото на територията на страната подземно газово хранилище „Чирен“ (ПГХ Чирен), собственост на „Булгартрансгаз“ ЕАД. ПГХ Чирен представлява сложен комплекс от подземни и надземни съоръжения - експлоатационни сондажи, събирателни газопроводи (шлейфи) към тях, компресорна станция с обща инсталирана мощност 10 MW, съоръжения за подготовка, обработка, контрол и измерване на газа, както и други прилежащи съоръжения. Технологичният процес, свързан с извършването на услугата „съхранение на природен газ“ е сезонен (цикличен) и се изразява в добив и нагнетяване на газ от/в подземното газово хранилище. През 2014 г. общественият доставчик „Булгартрансгаз“ ЕАД е доставил 159 млн. м³ природен газ на „Булгартрансгаз“ ЕАД, от които 19 млн. м³ са били за собствени нужди на оператора на газопреносната мрежа и 140 млн. м³ – за съхранение в подземно газово хранилище „Чирен“ в изпълнение на заповед на министъра на енергетиката по реда на чл. 70 от Закона за енергетиката във връзка с „План за действие при извънредни ситуации“, съгласно Регламент № 994/2010 на Европейския парламент и на съвета, които не са включени в горните графики за структурата и динамиката на потреблението.

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 („Петрокелик“ 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 снабдител 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.

4.2.2. Пазар на дребно

При регулирането на цените за разпределение и снабдяване с природен газ, КЕВР 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 КЕВР регулаторен механизъм осигурява 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“. КЕВР 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 от 19.03.2013 г. 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 КЕВР 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 КЕВР 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 КЕВР 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 КЕВР е в тясно сътрудничество с Комисията за защита на потребителите, както и с редица други неправителствени организации за защита на потребителите.

КЕВР 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.

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 2014 г. на газоразпределителните дружества е отразено в таблицата по-долу:

Параметър	Изградена мрежа за 2014 г.	Инвестиции за 2014 г.	Брой потребители (с натрупване) към 31.12.2014 г.		Консумиран природен газ, хм ³ за 2014 г.	
Газоразпределителни дружества	л.м.	хил. лв.	небитови	битови	небитови	битови
Общо:	130 578	26 677	5 929	71 706	388 988	61 352

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

През изминалата 2014 г. българският регулаторен орган не е давал препоръки, свързани с цените на доставяния природен газ. КЕВР публикува информация относно утвърдените действащи пределни цени, статистики и анализи.

Съгласно разпоредбата на чл. 30, ал. 2 на ЗЕ 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, министърът 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, Министърът 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.

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.

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 1 млн. м³/ден природен газ физически и/или търговски реверсивен пренос на точка Кулата/Сидирокастро.

4.3.1. Мониторинг върху баланса между доставките и потреблението

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

- ООО „Газпром экспорт“;
- „Овергаз Инк.“ АД;
- „Петрокептик“ ЕООД.

От началото на 2013 г. „Булгартрансгаз“ ЕАД закупува природен газ въз основа на нов договор с ООО „Газпром Экспорт“. През 2014 г. на пазара на природен газ вторият търговец – „Овергаз Инк.“ АД, продължи да осъществява внос и същевременно да продава на газоразпределителни дружества и крайни клиенти. Делът на местния добив за нуждите на вътрешния пазар се осигурява от „Петрокептик“ 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 доставки:

- *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.куб.м/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 01.12.2014 г. е 349 млн. м³ През 2014 г. са нагнетени 294 млн. м³ природен газ и са добити 273 млн. м³. 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 2014 г. основната част от реализацията на природен газ е за индустриални цели – 97,7%. От общия обем реализиран природен газ, делът на потребление в енергийния сектор е 35%. Много ниско е потреблението на битовия сектор – 2,3% от общото потребление 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. Трасето на газопровода Комотини-Димитровград-Стара Загора е с дължина 182 км, от които 151 км на територията на България и 31 км на територията на Гърция с диаметър на тръбата 32'' (813 мм.). Техническият капацитет на газопровода е до 3 млрд. м³/г, с възможност да се увеличи до 5 млрд. м³/г. чрез изграждане на компресорна станция. 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 C(2010)5813, изменено със решение C(2012)6405, за проекта е определено съфинансиране на стойност 45 милиона евро по Европейската енергийна програма за възстановяване. Интерконекторът се очаква да бъде изграден през 2018 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 проекта „Ай Си Джи Би“ АД е подало в КЕВР 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 КЕВР 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 км на българска територия, 7,5 км на румънска територия и 2,5 км подводен преход през р. Дунав. Максималният капацитет на интерконектора е 1,5 млрд. м³/ г. (в посока от България към Румъния), а минималният- 0,5 млрд. м³/ год.(в посока от Румъния към България), диаметър на тръбата Dn 500 мм и работно налягане Pn 50 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 предвижда газопроводът да бъде изграден и въведен в експлоатация през 2015 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.

Междусистемна газова връзка България - Сърбия

Междусистемната връзка София – Димитровград (Сърбия) – Ниш (Сърбия), се предвижда като реверсивна връзка, която свързва националните газопредавателни мрежи на България и Сърбия. Целта е диверсификация на маршрутите, междусистемна свързаност и осъществяване на пренос на природен газ. Проектният минимален годишен капацитет на връзката е около 1,8 млрд. м³, а максималният е 3,1 млрд. м³. За строежа са извършени предпроектно проучване и теренни археологически проучвания по трасето на газопровода. Проведена е необходимата процедура по утвърждаване на трасето на газопровода и на площадките и е издадено Решение от Комисията за земеделските земи към Министерството на земеделието и храните. Възложено е изработването на ПУП-окончателен проект и инвестиционен проект (фази- технически и работен проект) и провеждане на необходимите процедури за придобиване на вещни права върху имотите за площадките към газопровода и учредяване на сервитут за линейната част на газопровода.

В Десетгодишния план за развитие на мрежите на „Булгартрансгаз“ ЕАД за периода 2014 – 2023 г. са предвидени инвестиции за свързването на газопровода IBS с газопредавателната мрежа. Очакваният срок за въвеждане в експлоатация на строежа е краят на 2017 г.

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.м³/год., в което инвеститори да бъдат българският и турският газопредавателен 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. На 21 ноември 2014 г. ЕК публикува списък с дейности, избрани да получат финансова подкрепа по Механизма за свързване на Европа CEF-Energy. Сред тях е прединвестиционно проучване за проект междусистемна връзка България-Турция. Максималният размер на финансовата подкрепа е 190 000 евро. Индикативната стойност ще бъде определена след завършване на предпроектното проучване. Очакваният срок за изграждане и въвеждане в експлоатация е 2018 г. 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.

Проект Eastring

Предвижда се Eastring да започне от съществуващата компресорна станция Велке Капушани в Словакия, да премине през територията на Унгария и да достигне до румънско-българската граница в района на село Кардам. Разглеждат се различни варианти на трасе, според които дължината на газопровода варира между 744 км и 1 015 км, а капацитетът между 20 и 40 млрд. м³/г. Концепцията, разработена на този етап от „Булгартрансгаз“ ЕАД предвижда изграждането на нов газопровод от района село Странджа в близост до границата с Турция до района на село Кардам в близост до границата с Румъния, с дължина 258 км, диаметър Dn 1400 и работно налягане 75 bar, както и изграждане на нова компресорна станция в района на село Странджа с инсталирана мощност 60 MW. Капацитетът на новия газопровод е 20 млрд.м³/г., а очакваната инвестиция е в размерна 700 млн. евро. Прогнозният срок за изпълнение е средата на 2022 г. С изпълнението на проекта ще бъде осигурен коридор за доставки на природен газ между България, газовите пазари на Централна Европа, Западна Европа и Турция.

Проект Южен поток

По отношение на проекта „Южен поток“ е налице неопределеност на концепцията за бъдещото му развитие и междусистемна свързаност с газопреносната система на „Булгартрансгаз“ ЕАД.

5. Защита на потребителите и уреждане на спорове в секторите електроенергия и природен 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. Друго 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 електрическа енергия 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.

В Раздел VI на ЗЕ - Мерки за защита на крайните клиенти, се транспонира изискването на чл. 41 на Директива 2009/72/ЕО, който определя, че 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 информация относно процедурата по разглеждането и произнасянето по жалби; други условия съгласно предвиденото в този закон. Съгласно ЗЕ и Наредба № 3 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.

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.

КЕВР 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.

За 2014 г. в КЕВР са постъпили 2 406 бр. жалби, молби, сигнали и предложения от физически лица и организации, чийто брой по сектори е както следва:

- 1 297 броя постъпили жалби към сектор „Електроенергетика“;
- 12 броя броя постъпили жалби към сектор „Природен газ“;
- 519 броя постъпили жалби към сектор „Топлоенергетика“;
- 578 броя постъпили жалби към сектор „Водоснабдяване и канализация“.

Във всички писма, изпратени до дружествата, се изисква освен отговор до КЕВР, становища и всички предприети действия по поставената проблематика, да бъдат информирани и жалбоподателите.

Анализът на постъпилите жалби за 2014 г. към сектор „Електроенергетика“ и разпределението им по видове показва определени тенденции. Същите се отнасят основно за забавено присъединяване към електроразпределителната мрежа, лошо качество на електрическата енергия, неосигуряване на достъп до енергийни съоръжения, несъгласие с начислени количества електрическа енергия, отказ от страна на енергийните дружества за сключване на договор за изкупуване на електрическа енергия с производители на електрическа енергия от ВИ и други.

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

От общия брой постъпили в КЕВР през 2014 г. жалби за сектор „Електроенергетика“ са разпределени в проценти както следва:

- 16 % грешки при отчитането и фактурирането на електрическа енергия и грешки при изготвяне на сметки;
- 10 % от тях са свързани с искания за проверка на средството за търговско измерване (СТИ);
- 6 % правото на потребителя да бъде присъединен;
- 3 % правото на лицензианта да прекъсне доставката.

От образуваните по жалбите преписки, 1053 броя са разгледани по реда, предвиден в Наредба № 3 за лицензиране на дейностите в енергетиката, в зависимост от начина им на постъпване в комисията, а за останалите 189 броя е необходимо събиране на допълнителни доказателства за решаване на поставените в жалбите въпроси.

Подадените през 2014 г. 1 297 броя жалби са с 44 % по-малко спрямо подадените през 2013 г. 2 332 броя жалби.

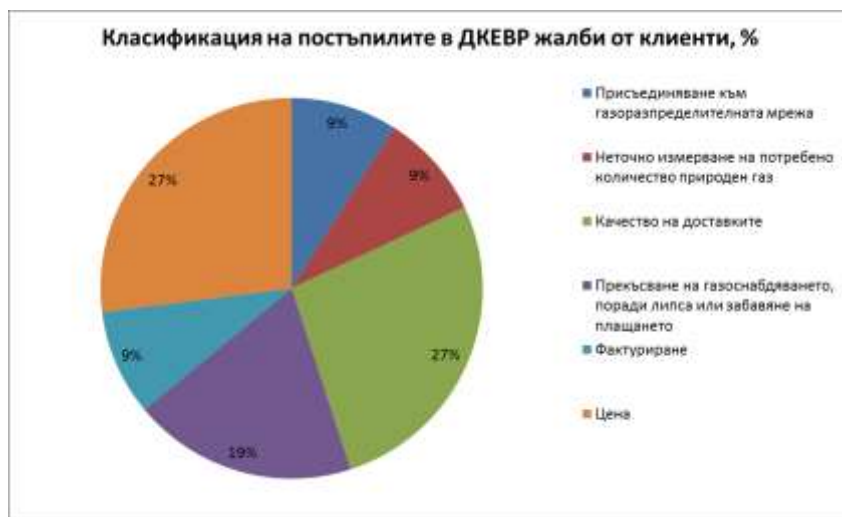
Съгласно чл. 144, ал. 2, т. 1 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката във връзка с постъпили жалби са организирани и проведени тристранни срещи за допълнително изясняване на обстоятелствата по подадените жалби, които в 90 % от случаите са приключили с решаване на спора

Броят на потребителите в сектор „Природен газ“ за 2014 г. е съответно 71 372 битови потребители и 6 103 стопански потребители. Спрямо 2013 г. през 2014 г. техният брой се е увеличил: при битовите потребители - с 1 262, а при стопанските – с 254. За сектор „Природен газ“ през 2014 г. в КЕВР са постъпили 12 броя жалби от потребители. С решение на Комисията са приключили 8 бр. жалби, 3 бр. са били в процес на разглеждане, има една оттеглена жалба. По три от жалбите Комисията е приела, че са основателни, като на дружествата са дадени задължителни указания. Броят на подадените жалби в КЕВР през 2014 г. е намалял в сравнение с 2013 г., когато подадените жалби са били 45, което показва, че се е повишила информираността на потребителите за реда за подаване и разглеждане на жалби.

Класификацията на постъпилите в КЕВР жалби от клиенти, е съгласно годишни газови индикатори на Съвета на Европейските енергийни регулатори (CEER), както следва:

1. Присъединяване към газоразпределителната мрежа – 9 %
2. Неточно измерване на потребено количество природен газ – 9 %

3. Качество на доставките – 27 %
4. Нелоялни търговски практики – 0 %
5. Договори, продажби – 0 %
6. Възстановяване на газоснабдяването – 0 %
7. Прекъсване на газоснабдяването, поради липса или забавяне на плащането – 19%
8. Фактуриране – 9 %
9. Цена – 27 %
10. Обезщетение – 0 %
11. Смяна на доставчик – 0 %
12. Обслужване на клиенти – 0 %



Жалби, постъпили в газоразпределителните дружества

В газоразпределителните дружества са получени общо 189 бр. жалби от потребители. Броят на удовлетворените жалби е 79, като останалите са неоснователни. Най-голям е броят на подадените жалби (113) срещу "Софиягаз" ЕАД, което има най-много битови клиенти. Жалбите са свързани предимно с неточно измерване на потребено количество природен газ и с начислени суми.

Класификацията на постъпилите в газоразпределителните дружества жалби от клиенти, съгласно годишни газови индикатори на CEER, е както следва:

1. Присъединяване към газоразпределителната мрежа – 3 %
2. Неточно измерване на потребено количество природен газ – 35 %
3. Качество на доставките – 4 %
4. Нелоялни търговски практики – 0 %
5. Договори, продажби – 1 %
6. Възстановяване на газоснабдяването – 0 %
7. Прекъсване на газоснабдяването, поради липса или забавяне на плащането – 3%
8. Фактуриране – 1 %
9. Цена – 34 %
10. Обезщетение – 0 %
11. Смяна на доставчик – 0 %
12. Обслужване на клиенти – 20 %



През 2014 г. броят на жалбите в дружествата е намалял в сравнение с 2013 г., когато те са били 278. Може да се направи извод, че газоразпределителните дружества са подобрили работата с клиентите и качеството на предоставяните от тях услуги.

5.2. Уреждане на спорове

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